

RAPPORT D'ENQUÊTE ET D'AUDIENCE PUBLIQUE

**PROJET SOLIGAZ : APPROVISIONNEMENT ET
ENTREPOSAGE SOUTERRAIN DE LIQUIDES
DE GAZ NATUREL À VARENNES**

ANNEXES

BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT

LISTE DES ANNEXES

1. Liste alphabétique des requérants à l'audience 3
2. Liste alphabétique des représentants du promoteur 7
3. Liste des représentants des ministères et organismes
gouvernementaux 11
4. Liste des documents déposés 15
5. Liste alphabétique des personnes et des groupes ayant
déposé un mémoire ou exprimé un avis 29
6. Rapport de mission effectuée par la commission en
Angleterre 35
7. Avis de Jean-Thomas Bernard sur les aspects
économiques du projet Soligaz 67
8. Avis de Fernand Martin sur les fondements écono-
miques du projet du consortium Soligaz 87
9. Avis de Réjean Fortin sur l'évaluation de l'abon-
dance de l'Esturgeon jaune dans la baie du
Cap Saint-Michel 107
10. Avis de Guy Morin sur l'évaluation du degré
d'inondabilité du site SGF à Varennes 117
11. Avis de Paolo F. Ricci sur les deux études de risque
portant sur la sécurité des installations du projet
Soligaz à Varennes 125
12. Avis de Reynald Du Berger sur le niveau d'activité
séismique dans la région de Varennes 177

13. Note de service entre la Direction des évaluations environnementales et la DGII-Service d'évaluation des rejets toxiques portant sur le phosphore élémentaire . . . 199
14. Rapport sur les risques associés au transport des GPL sur le fleuve Saint-Laurent, d'après une étude réalisée par Concord Scientific Corporation 203
15. Avis de Fred Scharf sur les aspects géotechniques du projet du consortium Soligaz à Varennes 227
16. Avis de Don L. Warner sur certains aspects hydrogéologiques du projet du consortium Soligaz à Varennes 233

Annexe 1

Liste alphabétique des requérants à l'audience

ANNEXE 1

Liste alphabétique des requérants à l'audience

ALARIE, Jean

BÉDARD, Danielle

BÉLANGER, Jean-Claude

BOURDUA, Denis

BRUNET, Manon, conseillère municipale de la Ville de Varennes

CHARPENTIER, Marielle

CHOQUET, André

CHOQUET, François

CHOQUET, Yolande

CHOQUETTE, Lucie

CONSEIL RÉGIONAL DE L'ENVIRONNEMENT DE LA
MONTÉRÉGIE, sous la signature de M^{me} Geneviève Beaudet

CÔTÉ, Normand

DENIS-TREMBLAY, Ginette

DUBOIS, Marcel

DUBOIS, Thérèse

GOSSELIN, Michel

GUERTIN, Roméo

JAOUICH, Alfred

JAOUICH, Cyril Clément

JAOUICH, Samir

JODOIN, Florence

JODOIN, Suzanne

LAROSE, Suzanne

LATRAVERSE, Jean

LATRAVERSE, Jean Gaston

MARION, Laurent

PALARDY, Jean-Guy

PARADIS, Guy

PARÉ, Normand

PROVOST, Chantal

PROVOST, Marie-Claire

RAINVILLE, Chantal

SAINT-ONGE, Normand

UNION QUÉBÉCOISE POUR LA CONSERVATION DE LA NATURE,
sous la signature de M. Christian Simard (demande d'enquête)

VARENNES POUR Y VIVRE, sous la signature de M. Sylvain Gagnon

VERVILLE, Louise

Annexe 2

Liste alphabétique des représentants du promoteur

ANNEXE 2

Liste alphabétique des représentants du promoteur

ALLARD, Jean-Luc (spécialiste du bruit)

BILODEAU, Donat (hydrogéologue)

CHAGNON, Jean-Yves (professeur au département de géologie de l'Université Laval)

ÉMOND, Marcel (vice-président de l'approvisionnement et fabrication - Pétromont)

FONTAN, Gérard (Géostock)

GRAPPE, Jacques (Géostock)

GUÉRIN, Jean (directeur exécutif de Soligaz)

GUÉRIN, Serge (vice-président des finances et affaires corporatives - Pétromont + responsable du comité des communications - Soligaz)

ISKANDAR, Georges (capitaine de bateau)

LAMOUREUX, Jean-Pierre (président de Dimension-Environnement)

LANCTÔT, Jacques (président de l'Association industrielle de Varennes)

LIZOTTE, Henri (Soquip)

MASSE, Yvan (directeur du développement - Soquip)

MEUNIER, Robert (directeur des affaires réglementaires - Soligaz)

MONTPETIT, Robert (responsable de la sécurité - Pétromont)

NORMANDEAU, Jacques (toxicologue)

PAQUETTE, Jacques (directeur de la raffinerie de Pétro-Canada - Montréal)

PELLETIER, Jean-Bernard (directeur des opérations - Soligaz)

POIRIER, Bernard (directeur de la logistique - Soligaz)

PRÉVOST, André (étude McCarthy Tétrault)

ROY, Claude (président du comité CAER à Varennes)

SIMARD, Richard

THOUIN, Pierre (Soligaz)

Annexe 3

Liste des représentants des ministères et organismes gouvernementaux

ANNEXE 3

Liste des représentants des ministères et organismes gouvernementaux

MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES

Luc De Passillé
Louise Ouellet

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT DU QUÉBEC

Jean-Louis Joly
Gilles Brunet

MINISTÈRE DE L'INDUSTRIE, DU COMMERCE ET DE LA TECHNOLOGIE

Marc St-Onge

MINISTÈRE DU LOISIR, DE LA CHASSE ET DE LA PÊCHE

Sylvie Desjardins
Pierre Dumont

MINISTÈRE DE LA SÉCURITÉ PUBLIQUE

Robert Lapalme
Guy St-Laurent

SOCIÉTÉ DU PORT DE MONTRÉAL

Jean-Pierre Desjardins
Gilles Ferland

TRANSPORTS CANADA

Réjean Lanteigne
Émile Le Bars
Alain Lévesque

CORPORATION DES PILOTES DU SAINT-LAURENT

Michel Caron

Annexe 4

Liste des documents déposés

ANNEXE 4

Liste des documents déposés

PAR LE PROMOTEUR

- A1 Évaluation du degré d'inondabilité du site SGF de Varennes (rapport complémentaire). Septembre 1990, 16 pages.
- A2 Évaluation de l'abondance de l'esturgeon jaune (*Acipenser fulvescens*) dans la Baie du Cap Saint-Michel. Septembre 1990, 14 pages, et février 1991, 23 pages.
- A3 Corrections aux pages 3-37 et 3-65 de l'étude d'impact.
- A4 Présentation du promoteur du projet Soligaz. 1^{er} octobre 1990, 44 pages.
- A5 Estimation des taxes reliées au quai, aux cavernes et à la distribution. 1 page.
- A6 Engagement de Soligaz relativement à la construction et à la gestion de la frayère à poissons d'eau chaude proposée à titre de mesure de compensation. Dimension Environnement/SNC, septembre 1990, 8 pages.
- A7 Lettre de M. Jean Guérin adressée à Mme Lise Bacon, le 16 mai 1990.
- A8 Étude des risques d'exploitation - stockage souterrain de GPL/LGN à Varennes. Géostock, avril 1990, 40 pages et 5 annexes.

- A9 Lettre de M. Marc St-Cerny adressée à M. J. Bernard Pelletier le 8 septembre 1989 concernant l'engagement de la MRC Lajemmerais de modifier le schéma d'aménagement. 2 pages.
- A10 Narration du vidéo sécurité de l'exploitation Soligaz. 8 pages.
- A11 Lettre de M. Yves G. Vincent adressée à M. Jean Guérin le 10 avril 1990 certifiant que le projet Soligaz ne contrevient à aucun règlement municipal. 2 pages.
- A12 Reproduction d'un acétate relativement à la coupe d'un puit de stockage de gaz en aquifère. Géostock, 2 pages.
- A13 Réseau de distribution. 2 pages.
- A14 Étude comparative des coûts sur la localisation du quai. 1 page et 1 plan.
- A15 Figures montrant les options pipelinières ainsi que l'offre globale canadienne et mondiale. 7 pages.
- A16 Prix du propane livré à Varennes. 2 pages.
- A17 Rapport d'investigation géotechnique. Données géotechniques. Stockage souterrain de LGN, Site de Varennes (SGF). Décembre 1988.
- A18 Localisation du site potentiel d'Hydro-Québec à Boucherville. 1 carte.
- A19 Capsule économique - projet Soligaz. 16 pages.
- A20 Index des membres et produits chimiques. 14 pages.
- A21 Un apport économique en harmonie avec l'environnement. Soligaz à Varennes. Dépliant.
- A22 Zone tampon - L'association industrielle de Varennes. Octobre 1987.
- A23 Données sur la qualité des sédiments dans la zone de rejet. 9 pages.
- A24 Transcription du texte du vidéo sur la sécurité des GPL. 7 pages.

- A25 Liste des besoins maritimes et terrestres du promoteur pour le projet Soligaz. 2 documents.
- A26 Risk assessment for LPG transport on the St. Lawrence River. Concord Scientific Corporation, July 1989.
- A27 Liste des principales études/activités de Soligaz depuis 1986. 10 octobre 1990. 9 pages.
- A28 Rapport de communication - projet Soligaz. Septembre 1990. 47 pages et une annexe.
- A29 Surface à draguer au quai de Contrecoeur. 6 pages.
- A30 Le projet Soligaz et le développement de l'industrie pétrochimique. 4 pages.
- A31 Lettre de M. Paul Latraverse adressée le 11 octobre 1990 à M. Jean Guérin donnant certaines informations sur les industries oeuvrant dans le secteur de la pétrochimie dans le contexte de Collecte sélective Québec. 6 pages.
- A32 Lettre de MM. Ronald Poissant et Gérald Perreault de la CUM adressée le 23 octobre 1989 à M. Yvan Masse de Soquip concernant une approbation de principe pour le projet d'usine de MTBE à Montréal-Est. 2 pages.
- A33 Lexique de la pétrochimie.
- A34 Codes de pratique. Contrat d'engagement. L'Association canadienne des fabricants de produits chimiques. 40 pages.
- A35 Critères de dimensionnement des cavités. 1 page.
- A36 Pertes d'emploi possibles en cas de non réalisation du projet Soligaz. 4 pages.
- A37 Étude des répercussions de Bhopal : évaluation de la situation canadienne. Environnement Canada. Mars 1986. 236 pages.
- A38 Étude de la qualité de l'air. Association industrielle de Varennes. Rapport annuel 1989. 29 pages.

- A39 Règles élémentaires de santé et de sécurité Le système d'information sur les matières dangereuses utilisées au travail (SIMDUT). 4 documents.
- A40 Liste bibliographique partielle des études épidémiologiques effectuées sur des populations résidant à proximité de producteurs ou d'utilisateurs de chlorure de vinyle. 2 pages.
- A41 Procédure de sûreté, contrôle des visiteurs. 6 pages.
- A42 Procédure obligatoire à l'intention des entrepreneurs. Pétromont inc. 11 pages.
- A43 Règlements relatifs à la santé, à la sécurité et à la protection de l'environnement à l'intention des entrepreneurs. Pétromont inc. Mai 1990. 27 pages.
- A44 Évaluation de l'abondance de l'esturgeon jaune dans la baie du Cap Saint-Michel - réponse aux commentaires du MLCP datés du 3 octobre 1990. 17 pages et une annexe.
- A45 Information complémentaire sur la navigation autour du quai de Varennes. 15 pages.
- A46 Informations sur la bathymétrie du fleuve Saint-Laurent entre Varennes et Contrecoeur. 5 pages.
- A47 Informations sur les pipelines existants au Québec (document, cartes et dessins). 3 pages.
- A48 Informations sur les caractéristiques chimiques de l'eau souterraine. 1 page.
- A49 Informations sur la circulation routière à Varennes. 2 pages.
- A50 Informations sur la réglementation applicable en France relative au stockage d'hydrocarbures liquides ou liquéfiés. 42 pages.
- A51 Informations sur les activités de recherche et de développement dans l'industrie pétrochimique. 1 page.
- A52 Informations sur les dispositions législatives et réglementaires relatives aux droits réels immobiliers conférés par la Loi sur les mines - LRQ c. M-13.1. 3 pages.

- A53 Informations sur les phosphores ou phosphates dans les sédiments de dragage. 1 page.
- A54 Drainage minier acide. Géonium inc. Février 1990. 10 pages et annexes.
- A55 La sismicité de la région de Varennes et ses effets sur les ouvrages souterrains. Jean Y. Chagnon. Avril 1989. 44 pages et annexes.
- A56 Rapport impact environnemental, hydrogéologie régionale, projet Soligaz. Donat Bilodeau. Avril 1989, 12 pages et annexes.
- A57 Rapport d'expertise - Étude d'impact (hydrogéologie régionale 2). Donat Bilodeau. Septembre 1990. 4 pages.
- A58 Levés géophysiques marins, sites Varennes et Contrecoeur, projet Soligaz. Géophysique GPR international inc. Décembre 1988. 23 pages, annexes et cartes.
- A59 Contraintes logistiques limitant le nombre de navires en provenance d'outre-mer, 9 novembre 1990, 2 pages.
- A60 Ingénierie préliminaire. Pipeline Varennes-Contrecoeur. Consulgaz. Février 1990.
- A61 Montreal NGL Supply Project. Phase 1 - Engineering Report. SNC. Septembre 1986.
- A62 Analyse des risques pour le public reliés à l'importation de GPL (Butane). André Marsan et Ass. Inc., Concord Scientific Corporation et LiquiTransport Distributions Inc. Juillet 1985. Rapport principal + 2 annexes.

PAR LES MINISTÈRES ET ORGANISMES GOUVERNEMENTAUX

- B1 Consultation interministérielle sur la version préliminaire de l'étude d'impact.
- B2 Consultation interministérielle sur la version finale de l'étude d'impact.

- B3 Rapport d'évaluation des aspects maritimes relatifs au projet Soligaz. Garde côtière canadienne. septembre 1990. 52 pages et 5 annexes.
- B4 Directives finales pour la préparation d'une étude d'impact environnemental de l'expansion du port de Montréal. Mars 1990. 14 pages (copies française et anglaise).
- B5 Données sur l'achalandage du quai à Contrecoeur pour les années 1988-1989. 2 pages.
- B6 Statistiques d'accidents maritimes de 1974 à 1988. Organisation internationale (OMI). 7 novembre 1989. 107 pages.
- B7 Statistiques d'accidents par classe, par mode et par province. 1986-1988. Transports Canada.
- B8 Lettre de Mme Sylvie Desjardins et M. Pierre Dumont adressée à M. Guy Boucher le 8 mai 1990 concernant l'analyse de recevabilité - projet Soligaz. 3 pages.
- B9 Guide de planification de la direction générale de la Sécurité civile. Janvier 1990. 50 pages et 14 annexes.
- B10 Résolution 90-168 de la Ville de Varennes relative à la création d'un comité de Sécurité civile municipale. 19 avril 1990. 2 pages.
- B11 Commentaires du ministère du Loisir, de la Chasse et de la Pêche sur le rapport complémentaire traitant de l'abondance de l'Esturgeon jaune dans le secteur à l'étude. 3 octobre 1990, 5 pages.
- B12 Carte générale du port de Montréal. Échelle 1: 10 000. Septembre 1989.
- B13 Données sur l'achalandage des quais de Texaco et Esso de 1987 à 1989. 16 pages.
- B14 Localisation du quai de Contrecoeur. 1 carte.
- B15 Vidéo d'un bleve. (20 minutes).
- B16 Liste des membres qui ont siégé sur le Comité de sécurité civile de Varennes.

- B17 Vers une Politique de gestion de l'habitat du poisson. Document de travail. Ministère des Pêches et des Océans. Ottawa.
- B18 Chenal maritime du Saint-Laurent entre Montréal et Québec. S-200. Ministère des Transports du Canada. Échelle 1: 125 000.
- B19 Information concernant l'acquisition du terrain d'éthylec (site SGF). 2 pages.
- B20 L'industrie de la chimie organique au Québec. Ministère de l'Industrie et du Commerce. Février 1988. 88 pages.
- B21 L'industrie des produits chimiques industriels au Québec. Ministère de l'Industrie et du Commerce. Avril 1989. 174 pages.
- B22 Les fabricants québécois de plastiques et de résines synthétiques. Ministère de l'Industrie et du Commerce. Septembre 1988. 39 pages.
- B23 Les fabricants québécois de produits en plastique. Ministère de l'Industrie et du Commerce. Septembre 1989. 161 pages.
- B24 Détails sur l'incident de Mascouche. 10 pages.
- B25 Rapport d'évaluation du Comité directeur Termpol du projet soumis par la Société québécoise d'initiative pétrolière (SOQUIP) concernant la venue de butaniers au port de Montréal. Octobre 1985. 95 pages et une annexe.
- B26 Aperçu de l'industrie chimique et pétrochimique du Québec. Ministère de l'Industrie, du Commerce et de la Technologie. Octobre 1990. 41 pages.
- B27 Influence de la navigation maritime sur la répartition géographique et l'abondance relative des poissons du fleuve Saint-Laurent entre Longueuil et Sorel par Gérard Massé et Jean-René Mongeau. Ministère du Tourisme, de la Chasse et de la Pêche, Service de l'aménagement de la faune. Février 1976. 41 pages.
- B28 L'environnement au Québec. Un premier bilan - synthèse. pp. 37-39.
- B29 Portrait de la végétation et de la flore du Saint-Laurent. Plan d'action Saint-Laurent. 1990. 55 pages.

- B30 Habitats propices aux oiseaux migrateurs. Analyse des pertes de végétation riveraine le long du Saint-Laurent entre Cornwall et Matane (1945-1960, 1960-1976). Rapport du groupe Dryade présenté au Service canadien de la faune. Environnement Canada, région de Québec. Avril 1981. 25 pages et appendice.
- B31 Modifications physiques de l'habitat du poisson dans le Saint-Laurent de 1945 à 1984 et effets sur les pêches commerciales. Ministère des Pêches et Océans. Mai 1988. 45 pages.
- B32 Profil socio-économique de la pêche commerciale au lac Saint-Pierre et ses impacts économiques par Claude Janelle. Ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation du Québec. Février 1987. 24 pages.
- B33 Les pêcheries sportive et commerciale du fleuve Saint-Laurent en eau douce : gestion, récolte et rendement par Yves Mailhot. Ministère du Loisir, de la Chasse et de la Pêche du Québec. 1989. 22 pages.
- B34 Bilan Saint-Laurent. Le Saint-Laurent et le transport maritime - Pour un juste équilibre.
- B35 Bilan Saint-Laurent. Objectif : dépollution - les 50 usines prioritaires.
- B36 Bilan Saint-Laurent. Les toxiques dans le Saint-Laurent - Une menace invisible mais réelle.
- B37 Ensemble des fiches d'information sur les 50 industries visées par le Plan d'action Saint-Laurent. Groupe d'intervention du Plan d'action Saint-Laurent. Septembre 1990. 9 pages.
- B38 Lettre de M. Yvan Masse, Soquip, le 17 avril 1990 à Kathleen Carrière du MENVIQ concernant le projet de MTBE à Montréal. 2 pages.
- B39 Note de service de J. P. Lamoureux adressée le 23 septembre 1990 à Bernard Pelletier concernant la caractérisation des sédiments en face du site SGF à Varennes. 18 pages.
- B40 Code Termopol. Garde côtière canadienne. 1983. 107 pages.

- B41 Lettre de M. Quail, Transports Canada, adressée le 28 septembre 1990 à M. Jean Guérin, Soligaz pour la transmission du rapport d'évaluation du comité Termopol. 1 page.
- B42 Les alcools de commerce ltée, usine no 19. Le Groupe LGL. 16 pages.
- B43 Les plastiques dans les déchets. 30 pages.
- B44 Compte rendu de la rencontre entre les représentants du MENVIQ et le conseil municipal de Varennes concernant le problème des émissions atmosphériques de l'usine Kronos Canada de Varennes. Mars 1990. 11 pages.
- B45 Collection enviroguide. Environnement Canada. Titres et table des matières type. 2 pages.
- B46 The Phillips 66 Company Houston Chemical Complex explosion and fire. April 1990. 6 pages.
- B47 Enquêtes sur les accidents maritimes. Résumé statistique des accidents maritimes survenus en 1989. 28 pages.
- B48 Mémoire soumis au Comité d'examen public des systèmes de sécurité des navires-citernes et de la capacité d'intervention en cas de déversement marin. Octobre 1989. 107 pages.
- B49 LPG - A study. 3 volumes. May 1983.
- B50 Avis du ministère du Loisir, de la Chasse et de la Pêche au sujet de l'acceptabilité environnementale du projet Soligaz, 6 novembre 1990, 24 pages.
- B51 Évolution de la qualité de l'air en milieu urbain au Québec 1975-1985, Rapport synthèse. Ministère de l'Environnement du Québec. Janvier 1990. 84 pages.
- B52 Démarches réalisées par Jean Robert, maire de Varennes, afin de faire évoluer le dossier du lien routier entre l'autoroute 30 et le secteur industriel Est de Varennes. 20 novembre 1990. 1 page.
- B53 Note de service de Martin Lecours à Jean-Louis Joly représentant des données sur les émissions atmosphériques des usines de Varennes pour 1989. 13 décembre 1990. 5 pages.

PAR LE PUBLIC

- C1 Lettre de Mme Manon Brunet, adressée à M. Pierre Paradis le 22 juin 1990 concernant la demande de certificat de conformité du projet Soligaz avec les règlements municipaux de la Ville de Varennes.
- C2 Lettre de M. Hugues Aubertin adressée à M. Pierre Auger le 9 juillet 1990 faisant état des préoccupations du maire et du conseil municipal de Boucherville face au projet Soligaz.
- C3 Informations concernant le dossier sur l'importation de gaz de pétrole liquéfiés par Soquip dans le cadre du code Tempol. 26 pages.
- C4 La civilisation du risque. Catastrophes technologiques et responsabilité sociale par Patrick Lagadec. Éditions Seuil. pp 70-85.
- C5 Extrait d'un procès-verbal de la MRC Lajemmerais du 22 novembre 1989 concernant l'élection de M. Hugues Aubertin, préfet.
- C6 Procès-verbal de la séance régulière du 3 juillet 1989 du Conseil de la Ville de Varennes, 2 pages.
- C7 100 Large losses. A thirty year review of property damage losses in the hydrocarbon-chemical industries. 1988. 16 pages.
- C8 Étude de déplacement de la voie ferrée à Boucherville et Varennes. Beauchemin, Beaton Lapointe inc. Mars 1985. p. 11.
- C9 Résolution 88-400 de la Ville de Varennes relative à l'acquisition des lots partie 130 et 138 - zone tampon industrielle. La Société Agrodev Varennes inc. 6 septembre 1988. 1 page et 1 plan.
- C10 Environmental Concerns caused by plastics at sea. 2 pages.
- C11 Usines de Varennes : émissions atmosphériques totales (1988) par Martin Lecours. Direction de la qualité de l'atmosphère. 19 mars 1990. 3 pages.
- C12 Pleins feux sur le gaz naturel par Luc Gagnon et Jean-Pierre Drapeau. Franc-nord, septembre-octobre 1989. pp 16-19.

-
- C13 Lettre de Camille Chagnon adressée le 10 octobre 1990 au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement. 2 pages.
- C14 Management of process hazards. American petroleum institute. Janvier 1990. 48 pages.
- C15 Mooring policy and procedure manual. Nov. 1, 1988. 33 pages.
- C16 Oxygen deficiency. 2 pages.
- C17 Corrections relatives à certaines informations données à la commission par le groupe Varennes pour y vivre dans son mémoire.
- C18 Carburants de l'an 2000 (synthèse) par Michel Gou. Automne 1990. 5 pages.
- C19 Provincial Sediment Quality Guidelines (A discussion paper on their development and application). Document de travail. Ontario Ministry of the Environment. February 1990. 21 pages.
- C20 Development of Provincial Sediment Quality Guidelines. Document de travail. Ontario Ministry of the Environment. May 1989. 19 pages.
- C21 Renseignements complémentaires au témoignage de Gaz Métropolitain inc. devant la commission. 20 novembre 1990. 24 pages.

Annexe 5

**Liste alphabétique des personnes et des
groupes ayant déposé un mémoire ou
exprimé un avis**

ANNEXE 5

Liste alphabétique des personnes et des groupes ayant déposé un mémoire ou exprimé un avis

ASSOCIATION CANADIENNE DES FABRICANTS DE PRODUITS CHIMIQUES - DIRECTION RÉGIONALE DU QUÉBEC; Pierre Robichaud et Claude Roy

ASSOCIATION INDUSTRIELLE DE VARENNES; Jacques Lanctôt

ASSOCIATION DES PÊCHEURS COMMERCIAUX DU LAC SAINT-PIERRE; Claude Lemire

ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DU PROPANE; Guy Marchand et Normand Fournier

BEAULNE, François, député de Bertrand

BERTRAND, Richard, chef d'équipe - Péтромont de Varennes

BINET, Marcel (présentation orale)

BOURDUA, France

BRUNET, Manon, conseillère municipale de la Ville de Varennes

CHAMBRE DE COMMERCE DE VARENNES; Sonia Robert et Jacques Paquette

CHAMBRE DE COMMERCE DU MONTRÉAL MÉTROPOLITAIN et CHAMBRE DE COMMERCE DE LA RIVE-SUD; Nicole Pageau-Goyette, Luc Manseau et Luc Lacharité

CHAPUT, Louise, représentante d'un groupe d'étudiants en génie chimique

COMEAU, Leroy, représenté par Jean-Pierre Ouellette

CONSEIL RÉGIONAL DE L'ENVIRONNEMENT DE LA MONTÉRÉGIE; Mario Geoffrion

CONSTRUCTIONS J.P.R LALIBERTÉ; Sylvain Laliberté

COROBOW, Peter

DSC de l'hôpital Charles-Lemoyne

DUROCHER, Bernadette
DUROCHER, Gabriel
DUROCHER, Jacques, conseiller municipal de la Ville de Varennes
ENVIRONNEMENT CANADA
FÉDÉRATION MARITIME DU CANADA
FÉDÉRATION QUÉBÉCOISE DE LA FAUNE
GAZ MÉTROPOLITAIN; Michel Gourdeau et Gilles Tousignant
GROUPE DE RECHERCHE APPLIQUÉE EN MACROÉCOLOGIE
(GRAME)
IMMEUBLES G. BOISSELLE; Diane Cadieux
LATRAVERSE, Jean
MALO, François
MARCOUX, Lévi
MINISTÈRE DES PÊCHES ET DES OCÉANS
ORDRE DES INGÉNIEURS DU QUÉBEC; France Goupil, Alain
Lacasse et Jean-Claude Michaud
PROPANE 2000 INC.; Ginette Langlois et Denis Rodrigue
ROBERT, Jean, maire de la Ville de Varennes
SOCIÉTÉ DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE DU SAINT-
LAURENT; Claude Mailloux
SOCIÉTÉ DE PROMOTION ET DE CONCERTATION SOCIO-
ÉCONOMIQUE DE L'EST DE MONTRÉAL (PRO-EST) et
CHAMBRE DE COMMERCE DE L'EST DU GRAND
MONTRÉAL; Roger Hébert, Gaétan Desrosiers et Pierre Labonté
SOCIÉTÉ MONTÉRÉGIENNE DE DÉVELOPPEMENT; Claude
Bachand et Pierre Ragueau
LES SOUDURES CHAGNON LTÉE; Philippe Latour, Alain Chagnon et
Jean de Martel
SYSTÈME-A INC DE VARENNES; Claude Malo
THE COMPANY OF MASTER MARINERS OF CANADA
TRIGANNE, Marc
UNION QUÉBÉCOISE POUR LA CONSERVATION DE LA NATURE;
Christian Simard et Manon Lacharité

VARENNES POUR Y VIVRE; Sylvain Gagnon

VARENNES V.I.T.A.L.E; Michel Dufresne et France Bourdua

VERRET, Paul

VILLE DE BOUCHERVILLE; Hugues Aubertin

Annexe 6

Rapport de mission effectuée par la commission en Angleterre

MISSION EN ANGLETERRE
(du 22 au 28 mars 1991)

effectuée par la commission
chargée d'évaluer
le projet du
consortium Soligaz

RAPPORT
mai 1991

MISSION EN ANGLETERRE

TABLE DES MATIÈRES

Introduction	1
Rencontre et visite des installations de stockage souterrain de Killingholme	3
A. Réunion	
1. Planification du projet	5
A) Critères de pertinence du choix de site de Killingholme	5
B) Lois et règlements à suivre	6
C) Possibilité de contamination des nappes souterraines	6
D) Technique des rideaux d'eau	6
2. Exploitation des cavernes et du quai	7
A) Entretien par rapport aux risques d'accident	7
B) Présence de H ₂ S	8
C) Contrôle des fuites	8
D) Risques spécifiques de certains équipements	8
3. Mesures de sécurité et audits environnementaux	8
A) Identification de situations à risques	8
B) Modification aux plans d'urgence	9
4. Autres problèmes rencontrés	10
A) Problèmes durant la construction	10
B) Problèmes de mise en route des cavités	11

B. Visites industrielles

- 1. Visite de la région 13
- 2. Visite du site des cavités souterraines et du quai 15

Rencontre avec les représentants du Major Hazards Assessment Unit du Health and Safety Executive 17

- 1. Procédures générales du HSE 18
- 2. Le stockage de liquides de gaz naturel 19
 - A) Les cavités souterraines 19
 - B) Les installations portuaires 21
- 3. Commentaires sur le projet Soligaz 22

Rencontre avec le Planning and Development Services du Glanford Borough Council 24

- 1. Procédure générale 24
- 2. Le cas de Killingholme 24

MISSION EN ANGLETERRE (du 22 au 28 mars 1991)

Introduction

Au cours de ses travaux, il est apparu nécessaire à la commission de visiter des installations ayant le plus de similarités possibles avec celles proposées par le projet du consortium Soligaz. Les critères retenus pour la sélection d'un site ont été les suivants :

- cavités aménagées dans le roc;
- situées près de zones résidentielles;
- utilisation d'un quai;
- technologie récente;
- présence de raffineries, d'usine de fractionnement, d'industries pétrochimiques à proximité;
- conditions d'hiver analogues.

Dans cette optique, le site d'Exxon dans l'État du New Jersey a été retenu. Toutefois, des démarches avec Exxon pour obtenir la permission de visiter ses installations se sont avérées infructueuses. Les autres sites intéressants aux États-Unis appartenant à la Texas Eastern, il est apparu difficile à la commission d'entreprendre des pourparlers avec cette compagnie étant donné qu'elle est en négociation avec Soligaz pour certains aspects du projet.

Au Canada, l'entreposage se faisant seulement en cavités salines, la commission s'est vue dans l'obligation de se tourner vers l'Europe. Son choix s'est arrêté sur Killingholme, en Angleterre, parce que selon les critères retenus, les cavités minées de cet endroit présentaient des points intéressants qui peuvent se résumer comme suit :

- elles sont de construction récente (1986), donc à une période où les gens ont, de prime abord, une conscience environnementale (la plupart des cavités minées aux États-Unis ont d'abord été construites dans les années 60 et 70);
- elles sont aménagées dans le roc calcaire et sont situées dans une zone industrielle avec présence de raffineries et de réservoirs à carburant;
- il y a un village à un peu plus d'un kilomètre du site et quelques maisons à moins de 500 mètres d'un groupe de cavités;

- Géostock a été utilisé comme consultant pour les études géotechniques, mais plusieurs de leurs recommandations n'ont pas été retenues;
- les installations ont un quai à fonction unique;
- les températures extérieures, l'hiver, peuvent descendre jusqu'à -10°C .

Une mission fut organisée avec pour but principal la visite des installations de stockage souterrain de Killingholme, mais aussi la rencontre d'organismes gouvernementaux qui ont eu un rôle marquant dans les procédures de révision du projet. Les activités au programme ont été les suivantes :

- | | | |
|------------------|---|--|
| dimanche 24 mars | : | familiarisation des lieux : visite de la région, des villages avoisinants (Killingholme, Immingham et Grimsby), localisation des raffineries, des usines du secteur pétrochimique et des quais; |
| lundi 25 mars | : | rencontre et discussions avec les représentants du Humber Refinery de la compagnie Conoco, et visite du site de stockage souterrain de Killingholme; (Conoco est actionnaire à 40 % de ces installations et est de plus propriétaire du terrain.) |
| mardi 26 mars | : | rencontre avec le Planning and Development Services du Glanford Borough Council, dans la ville de Brigg. C'est le Glanford Borough Council (GBC) qui octroie les permis d'aménagement pour ce district. C'est aussi l'organisme qui a eu des objections au projet; |
| mercredi 27 mars | : | rencontre avec les représentants du Major Hazards Assessment Unit du Health and Safety Executive (HSE), à Bootle, en banlieue de Liverpool, organisme qui a revu tout les aspects associés au risque dans le projet de Killingholme |

**RENCONTRE ET VISITE DES INSTALLATIONS DE
STOCKAGE SOUTERRAIN
(South Killingholme)**

A. Réunion

ÉTAIENT PRÉSENTS :

M. I.M. Duquid, Process Engineering Superintendent,
Technical Services Department;
M. N. Prescott, Maintenance Supervisor;
M. A.E. Codd, Major Hazards Co-ordinator, Technical Services Department;
M. J. Edington, Project Engineer, Project Engineering Department;
M. J.T. Vann, Division Manager, Oil Movement and Storage;
M. Robert Wright, commissaire;
Mme Jocelyne Beaudet, analyste.

POINTS DE DISCUSSION (convenus préalablement) :

1. Planification du projet

- A) critères de pertinence du site
- B) procédure à suivre pour obtenir un certificat d'autorisation
- C) possibilité de contamination des nappes souterraines
- D) technique des rideaux d'eau

2. Exploitation des installations (cavités et quai)

- A) entretien en relation avec les risques d'accident
- B) présence de H₂S
- C) contrôle des fuites
- D) risques spécifiques de certains équipements

3. Mesures de sécurité et audits environnementaux

A) identification de situation à risques

B) modification aux plans d'urgence initiaux

4. Autres problèmes rencontrés

1. Planification du projet

Le projet a commencé il y a plusieurs années. Une étude a d'abord été réalisée en 1974 par Fénix et Scisson, Conoco voulant utiliser ses terrains près des raffineries. Les coûts étant trop élevés pour un tel projet, la compagnie n'a construit que des installations pour l'entreposage en surface. Toutefois, quelques années plus tard, Conoco a voulu s'associer à la compagnie Calor qui avait aussi un besoin d'entreposage en volumes importants : Conoco fournirait le terrain et Calor défrayerait les frais de design et de construction; ces derniers ont engagé la compagnie Géostock pour effectuer les études.

A) CRITÈRES DE PERTINENCE DU CHOIX DE SITE POUR KILLINGHOLME

1) Cavités souterraines :

- qualité de la roche :
les cavités sont creusées à la profondeur requise pour obtenir la qualité du roc désiré;
- données sismiques du site :
probabilité de $1,2 \times 10^{-2}$ pour une valeur de 5 sur l'échelle Mercali;
probabilité de $7,4 \times 10^{-5}$ pour une valeur de 8 sur la même échelle;
- pas de présence de gaz lors des forages; la roche encaissante étant calcaire, pas de problème d'acidité non plus;
- compte tenu de la perméabilité de la roche, les eaux d'exhaure sont évaluées à 20 litres/min., ceci d'après les données d'opération.

2) Installations portuaires :

elles comprennent un pont-passerelle et un quai en eau profonde ne nécessitant pas de dragage de construction ou d'entretien; elles reçoivent des navires de 10 000 tonnes pour l'importation de produits à stocker dans les cavités souterraines et des bateaux de 1 000 à 3 000 tonnes pour la distribution des produits aux clients; les propriétaires des installations ont préféré avoir leur propre quai à cause du trop grand achalandage aux quais avoisinants.

B) LOIS ET RÉGLEMENTS À SUIVRE

- 1) Un tel projet est considéré comme un ouvrage d'ingénierie civile parce qu'il ne récupère pas le matériel excavé, et par conséquent, ne relève pas de la loi des mines; par contre, un permis du Glanford Borough Council comme tout autre ouvrage d'ingénierie, tel un immeuble ou une route, doit être obtenu.
- 2) L'approbation du HSE doit aussi être obtenue; pour ce faire, les équipements qui présenteraient des risques devaient être identifiés; pour plus de détails, voir la section du rapport qui donne un compte rendu des discussions avec les représentants de cet organisme gouvernemental.
- 3) La permission du Local Water Authority est aussi nécessaire à cause de la présence d'une nappe phréatique qui alimente la région en eau potable; une garantie de non-contamination de cette nappe est requise et pour ce faire, des puits d'échantillonnage avec prise d'échantillons tous les mois sont installés; deux éléments importants ont été soulevés par le Water Authority :
 - une possibilité de contamination de la nappe phréatique par la migration des gaz en storage;
 - une crainte de contamination entre les deux aquifères présents, un situé à 70 mètres de profondeur qui sert d'eau potable pour la région et un deuxième situé à 200 mètres adjacent aux cavités.

C) POSSIBILITÉ DE CONTAMINATION DES NAPPES SOUTERRAINES

(Discutée au paragraphe précédent.)

D) TECHNIQUE DES RIDEAUX D'EAU

- 1) L'utilisaton d'un rideau d'eau n'était pas nécessaire ici, selon Géostock, parce qu'il y avait présence d'eau en quantité suffisante et à fleur de sol.
- 2) De plus, les compagnies Calor et Conoco ont préféré trouver la qualité de la roche requise, même si cela signifiait localiser les cavités à une plus grande profondeur, obtenant par ce fait même un facteur de sécurité supplémentaire : la pression à la profondeur retenue étant de 20 bars, alors que les cavités opèrent entre 4 et 7 bars selon le produit stocké.

2. Exploitation des cavernes et du quai

A) ENTRETIEN PAR RAPPORT AUX RISQUES D'ACCIDENT

Au cours des discussions, les points suivants présentaient des éléments intéressants :

1) les équipements spécifiques :

- a) Une bulle à bulle à l'azote est utilisée pour mesurer la pression du ciel gazeux dans la cavité, ce qui permet de déduire, d'après la pression du gaz et le volume de la caverne, la quantité de produit entreposé et d'identifier le surremplissage et autres problèmes de pression.
- b) La torchère est mise en état de fonctionnement seulement lors de certaines activités spécifiques :
 - le chargement de bateaux;
 - la vidange d'une machine comme le sécheur;
 - lors de la vérification des vannes de sécurité.

Il est important de noter que les cavités n'ont pas de vannes d'échappement en cas de surpression. Semble-t-il, lors d'un événement de surremplissage, la pression du ciel gazeux ne progresse que lentement dans les cavités, ce qui donne suffisamment de temps aux opérateurs pour réagir et rectifier la situation.

- 2) La protection cathodique n'existe que sur les casings seulement et pas sur les conduites de surface. Tous les six mois, le voltage de la pression cathodique est vérifié; l'état réel du casing ne peut être examiné que lorsque la pompe est retirée et qu'une caméra est abaissée dans le casing pour en vérifier l'état et pour voir s'il y a des points de corrosion.
- 3) Un entretien usuel du matériel porté à s'user est fait continuellement et périodiquement.
- 4) Tous les 5 ans, tout le matériel est passé en revue d'après le programme d'entretien.

B) PRÉSENCE DE H₂S

La qualité du produit avant le remplissage est primordial. Les produits arrivant sur le site des raffineries Conoco ou Lindsey ou par bateaux sont préalablement analysés au laboratoire de Conoco avant d'obtenir l'autorisation d'être injectés dans les cavités. Des tests pour vérifier la présence de H₂S ainsi que d'autres contaminants sont effectués afin de s'assurer que les produits rencontrent les standards requis.

C) CONTRÔLE DES FUITES

(Sujet déjà traité en A.)

D) RISQUES SPÉCIFIQUES DE CERTAINS ÉLÉMENTS DE L'ÉQUIPEMENT

1) le bras de déchargement :

ce dernier, à deux reprises, est resté connecté au navire, malgré la présence d'un système de débranchement rapide, entraînant, chaque fois, une fuite de liquide;

2) le réchauffeur :

il consiste en un échangeur de chaleur pour le réchauffement des GPL à l'eau de mer. La température minimale à cet endroit de la rivière Humber est de 2 °C; toutefois, cette eau est aussi refroidie par les GPL, ce qui diminue son efficacité et a pour conséquence que des GPL peuvent être injectés dans les cavités à une température trop basse;

3) le sécheur :

le sécheur a été identifié comme étant l'appareil qui pouvait rejeter la plus grande quantité de GPL (6 tonnes métriques), advenant une fuite.

3. Mesures de sécurité et audits environnementaux

A) IDENTIFICATION DE SITUATIONS À RISQUES

Les situations identifiées comme étant les plus à risque durant l'exploitation des cavités sont les suivantes :

- 1) les opérations d'entretien non routinier, comme le retrait d'une pompe (à raison d'une par année) qui peut impliquer facilement une erreur humaine;

- 2) l'injection de produits dans les cavités, lors de périodes d'entretien des pompes; théoriquement, l'injection est possible mais elle comporte des dangers plausibles;
- 3) lorsque les opérations se font manuellement et non pas en mode automatique, il y aurait alors un risque de diriger le butane dans la cavité contenant du propane et inversement, ce dernier cas étant le plus critique;
- 4) le surremplissage des cavités;
- 5) lorsque les températures des produits injectés dans les cavités sont à température trop basse, il peut en résulter la formation de glace entre le casing et son enduit de protection de béton; l'effet à long terme va fissurer cet enduit, laissant des fissures et qui peut provoquer son détachement, laissant ainsi le casing sans protection contre la corrosion;
- 6) la formation de glace dans les cavités et la chute de pression si les produits sont trop froids;
- 7) les transports de produits dans les conduites et les casings se feraient sous forme diphasique, ce qui empêche les experts de connaître et de prévoir exactement l'exploitation du système.

B) MODIFICATION AUX PLANS D'URGENCE

D'abord, l'identification des appareils à risque a été nécessaire pour obtenir l'autorisation du HSE. Maintenant, après quelques années d'exploitation, les situations à risque ont pu être identifiées; elles n'ont toutefois pas été quantifiées au niveau des conséquences possibles.

Tous les trois ans, il y a renouvellement obligatoire de leur autorisation du HSE, avec possibilité d'imposition de demandes de modification. En effet, si de nouvelles technologies sont disponibles, elles devraient être utilisées; s'il y a eu des problèmes d'opération chroniques, ils devront être rapportés et les solutions nécessaires, apportées.

La situation présente quant aux mesures d'urgence est la suivante :

- 1) la protection incendie :

les eaux d'exhaure sont pompées vers deux étangs servant de réserve en eau en cas d'incendie; seulement des pompes à incendie sont utilisées; ces pompes sont mises en place, avec raccordement de boyaux prêts à fonctionner lors d'opérations spécifiques, comme le déchargement de bateaux, l'entretien, etc.; il n'y a pas de gicleurs d'arrosage sur le site; les

pompiers locaux, en cas d'incendie, seront utilisés et non les équipes d'incendie des raffineries pour ne pas exposer ces dernières inutilement;

2) les détecteurs de gaz :

ils sont répartis sur le site; cette année, quelques-uns ont été ajoutés sur le pont-passerelle et le quai; au départ, il n'y en avait qu'un seul de prévu au quai;

3) le BLEVE :

les experts rencontrés sont bien conscients qu'en cas de BLEVE, tous les appareils en surface des cavités peuvent exploser parce qu'il n'y a pas de gicleurs d'arrosage prévus aux points sensibles.

4. Autres problèmes rencontrés

A) PROBLÈMES DURANT LA CONSTRUCTION

Les deux problèmes suivants ont été les ennuis majeurs rencontrés durant la construction des cavités :

- 1) l'inondation du puits pendant la construction à cause de la faiblesse du colmatage par rapport à la pression d'eau en profondeur; en référence à la rampe d'accès dans le projet Soligaz, il a été fait mention qu'il serait recommandé de mettre suffisamment de recouvrement de béton sur les parois pour éviter un problème semblable;
- 2) la disposition du matériau de déblai :
 - la quantité importante de ce matériau inquiétait la population locale à cause de son transport sur les routes de campagne et, en conséquence, la permission d'évacuer ces déblais hors site a été refusée;
 - le matériau de déblai a donc servi pour faire du remplissage sur le site et en bordure de la rivière;
 - le reste a été déposé, en petits volumes à la fois, dans une ancienne carrière ou vendu à des compagnies de concasseurs intéressées à utiliser le matériau.

B) PROBLÈMES DE MISE EN ROUTE, LE PREMIER REMPLISSAGE DES CAVITÉS

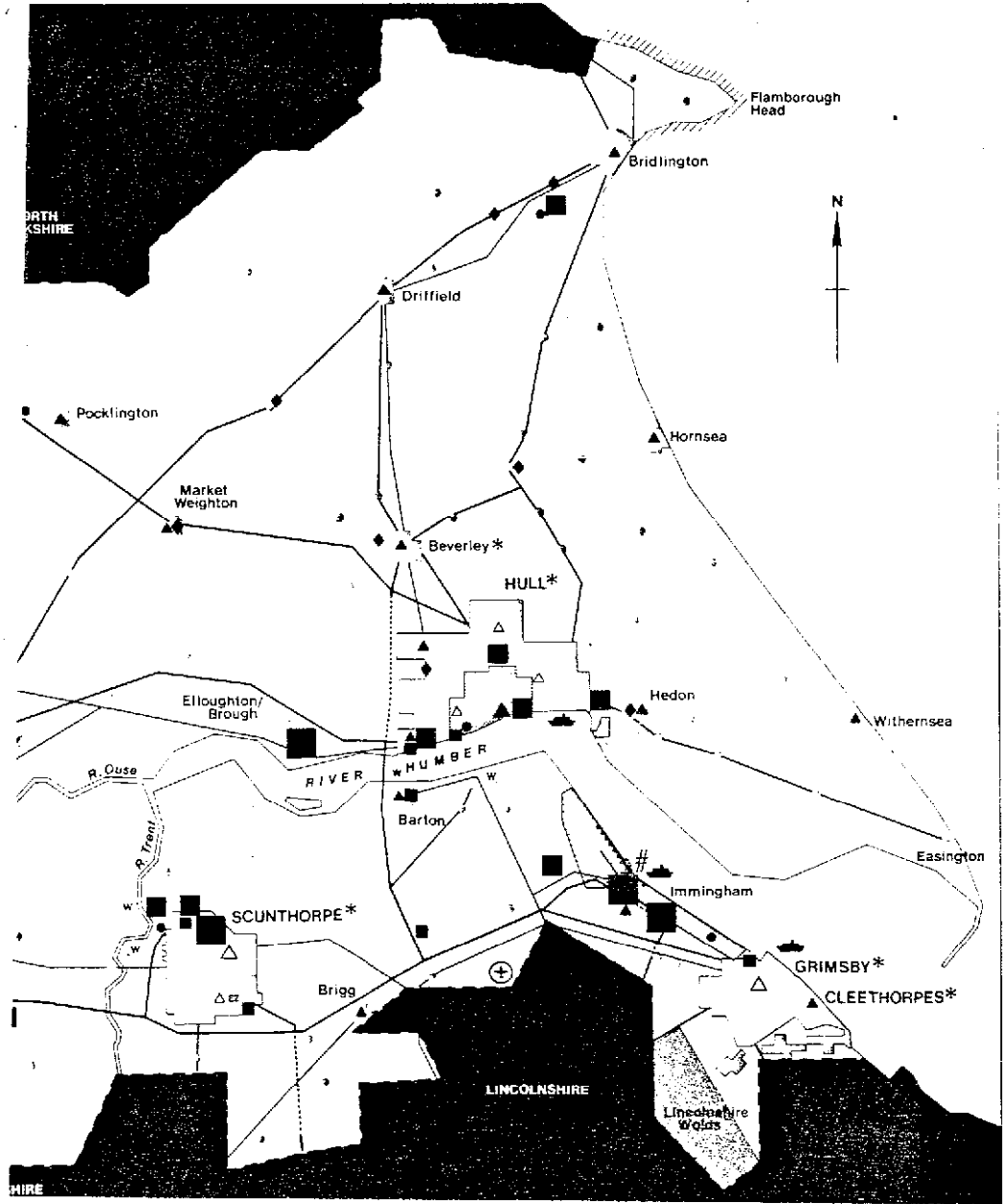
La mise en route a comporté de nombreuses inquiétudes et difficultés :

- 1) il a fallu d'abord remplir les cavernes d'eau pour les tests hydrostatiques; à mesure que l'eau est retirée, de l'azote lui est substitué afin d'empêcher l'introduction d'air jusqu'à ce qu'on puisse y mettre les produits à stocker;
- 2) de grandes quantités d'eau sont nécessaires pour ces tests ainsi que des capacités de pompage pour vidanger cette eau avec difficultés de disposer des eaux usées;
- 3) les cavités doivent être remplies des produits la première fois sans intrusion d'air;
- 4) en dernier lieu, la vérification des systèmes de contrôle reste incomplète à cause du fait que certaines vannes de sécurité à la base des casings ne peuvent être vérifiées.

B. Visites industrielles

Deux visites industrielles ont été effectuées :

La première, visite libre de tout le secteur industrialisé de l'endroit, recoupant le territoire de plusieurs municipalités; la deuxième, complétée en la compagnie d'un représentant de Conoco, visant spécifiquement le site des installations d'entreposage et le quai. Killingholme est situé dans le nord de l'Angleterre, dans le comté du Humberside, à quelques kilomètres des villes de Grimsby et d'Immingham (voir carte).



Site d'entreposage souterrain de Killinghamme

1. VISITE DE LA RÉGION

Cette région à caractère rural a été historiquement reconnue pour sa pêche en haute mer. Depuis la Seconde Guerre mondiale, ce caractère bucolique s'est modifié et on a vu apparaître graduellement une diversification de son industrie de base.

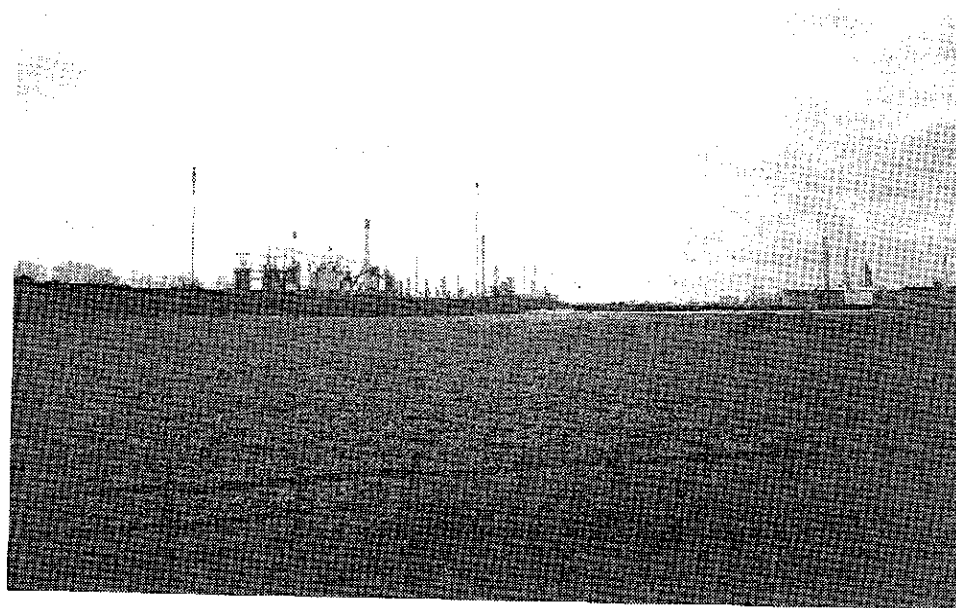
De par sa localisation privilégiée en bordure de la rivière Humber, débouchant sur la mer du Nord, cette région apparaissait d'emblée comme étant propice à un développement industriel axé sur l'exportation. Dès lors, un parc industriel s'est développé, comportant aujourd'hui un vaste développement avec présence d'industries pétrochimiques, raffineries, sites d'entreposage de carburants et de stockage en surface de GPL et usines de transformation, en autres de minerai de fer.

La présence de quais à plusieurs endroits, l'achalandage routier de camions et autres véhicules lourds et une infrastructure ferroviaire bien établie démontrent bien la vocation industrielle grandissante de cette région.

Au premier abord, pour une région dite «à risques» par la présence de matières dangereuses, l'aspect sécurité laisse à désirer : les routes locales entrecoupent les sites de ces industries et l'accès aux propriétés privées des usines est relativement facile.



La région industrielle vue
des quais de Grimsby

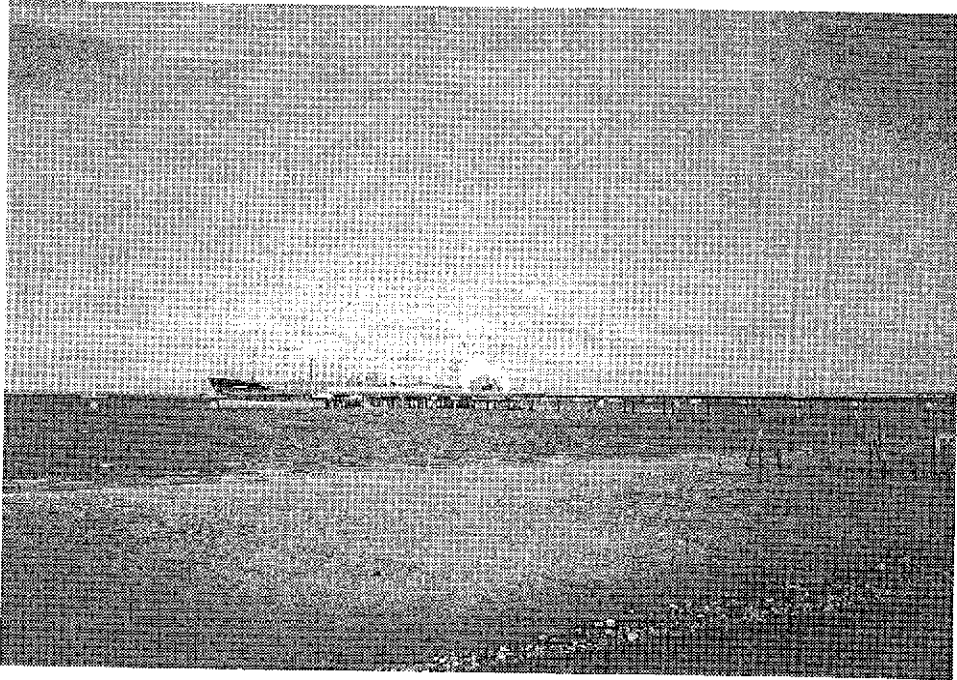


Les raffineries Humber et Lindsey
de Marsh Lane, route menant aux
installations de Killingholme

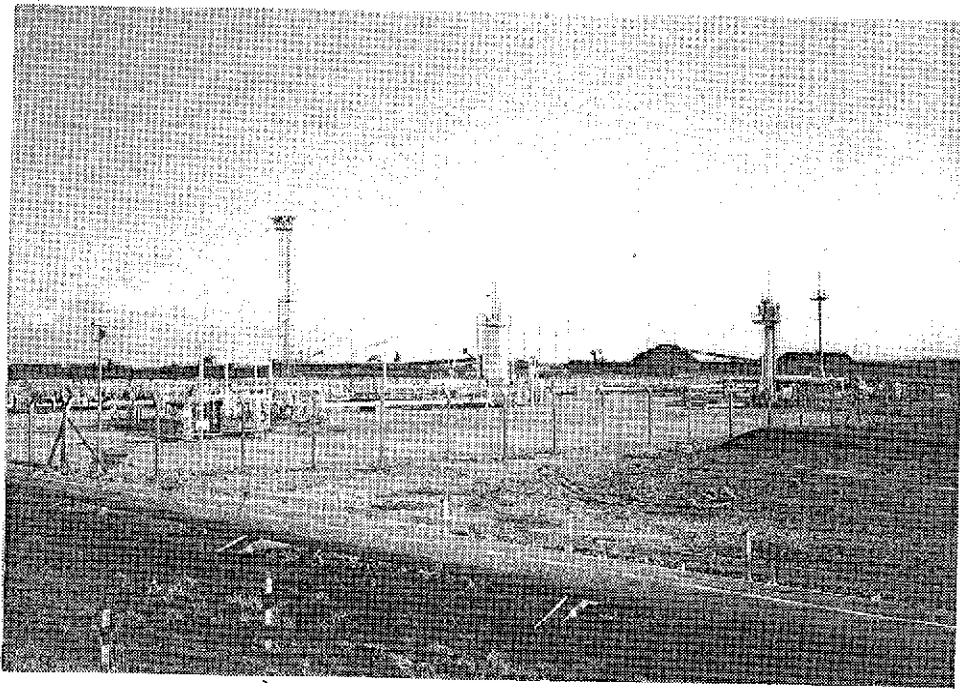
2. VISITE DU SITE DES CAVITÉS SOUTERRAINES ET DU QUAI

À la suite de la rencontre tenue chez Conoco, un des représentants de cette compagnie nous a accompagnés pour une visite du site. Les parties visibles de ce genre d'installation se limitent à de la tuyauterie de surface avec vannes et autres appareils comme les coalesceurs, la torchère, le sécheur. Le site est clôturé et surveillé par des caméras. L'accès au quai est aussi restreint par des barrières. Un gépélér se trouvait à quai. Un chemin en endiguement, construit en bordure de la rivière il y a plusieurs années et qui est ouvert au public, est resté intact et est toujours propriété publique; c'est d'ailleurs de cet endroit seulement que nous avons eu la permission de prendre des photos.

Cette visite nous a permis de constater visuellement ce que représente ce genre d'installations et d'en comprendre le mode opérationnel.



Pont-passerelle et g epelier à quai



Installations de surface
(torchère, sécheur, coalesceurs
et caméra de sécurité)

**RENCONTRE AVEC LES REPRESENTANTS DU
MAJOR HAZARDS ASSESSMENT UNIT
HEALTH AND SAFETY EXECUTIVE (HSE)
(Bootle, Merseyside)**

ÉTAIENT PRÉSENTS :

Dr. M.F. Pantony, Head of Major Hazards Unit, Technology Division;
Dr. P.G. Kirk, Major Hazards Assessment Unit;
M. R. Wright, commissaire;
Mme J. Beaudet, analyste.

POINTS DE DISCUSSION :

1. Procédures générales du HSE pour des ouvrages critiques ou projets à risques.
2. Le cas de l'entreposage souterrain des GPL en cavités minées à Killingholme en regard des procédures à suivre pour obtenir un permis; les difficultés rencontrées lors de l'évaluation de ce projet; le suivi environnemental.
3. Recommandations à proposer, basées sur leur expérience et expertise dans le domaine.

1. Procédures générales du HSE

Si on regarde l'historique du HSE, au départ, cet organisme ne faisait que des appréciations du danger sur les projets référés. Graduellement, ses fonctions ont évolué. En effet, depuis environ dix ans, il s'occupe principalement d'appréciation de risque avec modélisation et approche probabilistique.

Les paragraphes suivants résument brièvement ses responsabilités actuelles. En premier lieu, son rôle principal est de donner avis aux unités de planification locales qui ont la responsabilité d'autoriser des projets. Dix pour cent des projets référés doivent soumettre un rapport ayant trait à l'aspect sécurité des installations que le HSE révisé; à partir d'une appréciation du risque, il peut recommander des changements; il fait des inspections sur le site et un suivi de ses recommandations et des standards donnés.

En second lieu, le HSE s'assure de l'application de deux règlements :

- le Notification of Installations Handling Hazardous Substances Regulations (1982);
- le Control of Industrial Major Accident Hazards Regulations 1984 and Amendment, Regulations 1988;

et ceci, en accord avec la directive de la communauté européenne.

En troisième lieu, dans tout projet de développement qui lui est référé, le HSE doit déterminer la problématique associée à chacune des catégories suivantes et aussi les interactions avec les catégories présentes :

- l'habitation résidentielle;
- les industries;
- les entreprises commerciales et d'activité récréatives;
- les développements à vulnérabilité intrinsèque (hôpitaux, écoles).

Ainsi, pour les industries à risque, comme celle établie à Killingholme, un rayon de protection est désigné, à l'intérieur duquel aucune autre construction ne peut recevoir d'autorisation sans une étude approfondie. Dans le cas de Killingholme, ce rayon de protection avait d'abord été défini à 1500 mètres, pour être ensuite révisé et fixé à 600 mètres; par exemple, un hôpital ou une école se verrait refuser un permis de construction à l'intérieur de ce rayon de 600 mètres. Dans le parc industriel de Killingholme, chaque industrie à risque possède son rayon de protection; ces rayons s'additionnent, délimitant ainsi des zones de construction encore disponibles.

En dernier lieu, pour estimer le risque, la méthode employée par le HSE ne retient pas le pire scénario, ou le moindre, mais plutôt un scénario situé entre ces extrêmes ou un «CAUTIOUS BEST-ESTIMATE», qui est issu d'un choix judicieux basé sur l'expérience, le sens commun et les critères techniques. La notion du «dose concept» est utilisée pour déterminer quelles seront les populations touchées au cours d'une période donnée advenant un accident. En Grande-Bretagne, une analyse de risques qui indiquerait la possibilité de causer 100 morts à la suite d'un scénario retenu (comme c'est le cas dans l'étude faite par le Concord Scientific Corporation pour le consortium Soligaz) serait considérée comme un désastre majeur puisque dans ce cas, cet événement sous-entendrait qu'il y aurait de plus au moins 100 blessés graves et 10 000 personnes touchées à divers niveaux, matériel ou autres.

2. Le stockage de liquides de gaz naturel

A) LES CAVITÉS SOUTERRAINES

Les cavités ont été construites pour profiter des périodes de bas prix de Rotterdam et aussi entreposer les produits venant de deux raffineries des compagnies Calor et Conoco. La compagnie Calor Gaz a approché l'autorité locale pour obtenir un permis. Cette dernière a référé le projet au HSE pour avis. Le HSE a fait une appréciation du projet en parallèle avec Calor Gaz. Au cours de cette analyse, deux points sont apparus importants aux yeux du HSE :

- a) il faudrait d'abord essayer de déterminer s'il pouvait y avoir une fuite des cavités entraînant l'occurrence d'un BLEVE;
- b) s'il y avait une fuite des conduites sur le site, quelles seraient les quantités maximales déversées, l'étendue des nuages de gaz et leur dispersion, la possibilité d'explosion ou de BLEVE, la radiation thermique, en tenant compte du temps nécessaire pour arrêter la fuite.

Ayant la responsabilité de la sécurité des cavernes, et reconnaissant que c'était une première en Angleterre, le HSE a fait appel à de l'expertise de l'extérieur. Géostock a d'abord fait visiter à un des représentants du HSE les cavités de Géovexin en France. De plus, le HSE a eu recours aux services externes d'un consultant, M. Fred Sage, spécialiste en confinement nucléaire et travaux souterrains, lequel a eu pour mandat de réviser les documents de conception en détail et de demander les corrections nécessaires pour rencontrer les standards britanniques.

Les résultats des études du HSE ont démontré les faits suivants :

- a) l'aspect le plus critique du projet était la géologie du site : nécessité d'une roche perméable, absence de fissures ou de failles;
- b) un autre aspect jugé critique serait la forme même des cavernes, afin d'éviter les stress excessifs dans la structure du matériau et ainsi prévenir que le roc se détache des parois; donc, une analyse de stress était nécessaire.

De plus, les points qui suivent seraient aussi à considérer :

- la stabilité de la géologie régionale;
- les zones inondables possibles;
- la sécheresse de la nappe phréatique;
- la présence de secousses sismiques (avec danger surtout pour les installations de surface);
- les dangers reliés à la navigation (collisions possibles, achalandage des navires).

Afin de maintenir l'intégrité de la structure, il serait important aussi de ne pas entreposer des produits à une température en dessous du point de congélation. Une telle opération pourrait avoir des effets néfastes sur les parois, bien que tous les effets à long terme qui seraient ainsi créés ne soient pas encore connus. Un exemple apporté a été celui de la Suède où du propylène réfrigéré a été entreposé avec, pour conséquence, la désintégration du roc. Donc, les cavités ne devraient être utilisées que pour la fonction originale pour lesquelles elles ont été conçues. Elles ne devraient, en aucun cas, être utilisées pour entreposer du gaz naturel liquifié.

Au sujet de Killingholme, en particulier, le site retenu avait de nombreux avantages :

- a) à la profondeur retenue pour la construction des cavités, la pression hydrostatique serait de 20 bars par rapport à un minimum de 7 bars de pression exigé pour les produits stockés, ce qui donnait un bon facteur de sécurité;
- b) la roche était de qualité supérieure à celle prévue au départ : une seule petite faille de la grosseur d'un doigt pour laquelle des mesures nécessaires ont été prises;
- c) la roche en place était assez perméable, permettant d'éviter d'utiliser un rideau d'eau.

De plus, le niveau de sécurité proposé par Géostock pour la conception, qui était de 1,5, a été jugé insuffisant et c'est un facteur 3 qui a été exigé par le HSE.

Le HSE a accepté le projet seulement après avoir rempli toutes ces étapes et s'être assuré que les correctifs nécessaires avaient été apportés par le promoteur. Il est donc important que des ingénieurs du gouvernement ou non impliqués dans le projet fassent la révision complète des critères du projet. D'après le HSE, il est essentiel d'obtenir une deuxième opinion.

B) LES INSTALLATIONS PORTUAIRES

Les risques associés à la navigation dans le cas du projet de Killingholme, ne relevaient pas de la juridiction du HSE. Toutefois, c'était de leur responsabilité de donner avis sur les risques associés aux opérations de chargement et de déchargement.

À leur connaissance, les autorités responsables de la navigation n'ont jamais refusé un projet. Par contre, s'il y avait un tel projet proposé, par exemple dans la région de Londres, quoique la construction de cavités pourrait être permise si les critères de sécurité sont respectés, il y aurait sûrement des problèmes au niveau de la navigation pour obtenir les autorisations nécessaires.

Avant la mise en fonction des cavités, la compagnie Calor a dû demander à l'autorité locale un permis d'opération et ce permis ne pouvait être obtenu, encore une fois, que sous l'avis du HSE. De plus, tous les trois ans, la compagnie doit faire un rapport sur la sécurité d'opération des cavités, dans lequel elle doit évaluer le bon fonctionnement de tous le matériel, si les procédures d'opération sont adéquates et si les conditions pour prévenir les accidents sont bien suivies. Ici, le HSE peut imposer des améliorations requises en tenant compte, en autres, de l'évolution de la technologie.

Pour la région de Killingholme, le service d'inspection se situe dans la ville de Sheffield, avec tout le support technique (experts) dans la ville de Leeds. Ce sont eux qui s'occupent des questions d'opération et des plaintes des citoyens. À leur connaissance, il n'y aurait pas eu de plaintes au sujet de Killingholme jusqu'à maintenant. Il y en avait eu au départ, mais surtout dans le but de s'assurer que les agences gouvernementales font bien leur travail. Les populations locales avaient même porté plainte auprès de l'Ombudsman; ce dernier s'est assuré que la procédure pour l'obtention des permis serait bien suivie.

L'étude présentée alors par le promoteur était à la satisfaction du HSE, ce qui ne serait pas nécessairement vraie aujourd'hui en appliquant les nouvelles normes. Toutefois, une liste de dix conditions à suivre aux différents niveaux de développement du projet (voir liste en annexe) a été dressée, avec possibilité d'arrêt complet des travaux si Calor Gaz ne si soumettait pas.

3. Commentaires sur le projet Soligaz

D'après les représentants rencontrés au HSE, les problèmes associés à la navigation sont prédominants. Il faudrait identifier une façon de procéder afin de prévenir toute possibilité de collision causée soit par le transporteur lui-même, soit par d'autres bateaux. La zone de 50 mètres proposée par le comité TERMPOL (document déposé B 3, p.36) est nettement insuffisante.

Pour éviter tout problème pouvant être relié à la trop grande proximité de la voie navigable, les experts du HSE suggèrent de construire un bassin pour l'usage spécifique des gépeliers à l'intérieur même des terres; de plus, lors de la venue d'un gépelier, il faudrait interdire toute navigation dans la région; un pilote devrait être présent en tout temps, assisté de remorqueurs; la vitesse des gépeliers devraient être restreinte sur le fleuve.

Les principales recommandations du HSE en ce qui a trait au projet du consortium Soligaz se résument comme suit :

- 1) s'assurer que les critères de base garantissant la sécurité des cavités minées soient rencontrés puisqu'au départ, le principe d'entreposage en cavités minées est acceptable et que d'après leur expérience, c'est un projet viable;
- 2) s'assurer d'obtenir satisfaction par la mise en place des rideaux d'eau;
- 3) les difficultés majeures se retrouvant au niveau de la navigation et des opérations de chargement et de déchargement (les isorisques de l'étude du Concord Scientific Corporation pour Québec et Varennes leur apparaissant à premier abord sous-estimés), il serait nécessaire de faire des modélisations plus poussées. De plus, il s'avère important de signaler au Ministre qu'il faudrait préparer, non seulement un plan d'urgence pour Varennes, mais aussi un plan de désastre pour les villes de Québec et de Montréal;
- 4) dans ce genre de projet, il faudrait toujours avoir une deuxième opinion sur les critères de conception.

DOCUMENTS REMIS:

Health and Safety Executive. Risk Criteria for Land-use Planning in the Vicinity of Major Industrial Hazards, Bootle, Merseyside, 1989, 32 pages.

Health and Safety Executive. Quantified Risk Assessment: Its Input to Decision Making, United Kingdom, 1989, 30 pages.

RENCONTRE AVEC LE PLANNING AND DEVELOPMENT SERVICES DU GLANFORD BOROUGH COUNCIL

(Brigg, South Humberside)

ÉTAIENT PRÉSENTS :

M. J.A. Broome, planning officer;
M. R. Wright, commissaire;
Mme J. Beaudet, analyste.

POINTS DE DISCUSSION :

1. Procédure générale du GBC
2. Le cas de Killingholme.

En Grande-Bretagne, le Planning Act définit tout le développement possible dans une région, sauf en ce qui a trait au domaine minier. Les «Structure Plans» ou plans d'urbanisme établis en 1979 et révisés complètement en 1988 ont remplacé les «Zoning Plans» ou schémas d'aménagement. Ces plans d'urbanisme sont en constante évolution, certains aspects étant présentement en révision. Le comité de développement doit obtenir permission pour tout projet soumis. Toutes objections venant des citoyens peuvent être adressées à l'Ombudsman ou, en dernier ressort, au Secretary of State. Un projet d'importance n'est pas nécessairement refusé. Parfois, le pouvoir de décision du District Council est révoqué, mais dans ce cas, il devrait y avoir un conflit majeur avec les politiques d'aménagement existantes. Lorsque l'autorité locale, le Glanford Borough Council dans le cas du stockage souterrain de Killingholme, a besoin d'un avis de spécialistes pour un ouvrage critique, le projet est référé au Health and Safety Executive (HSE). Il y aura une audience publique seulement si l'autorisation pour un développement ou un projet est refusé.

La population peut toujours faire entendre ses griefs à travers les autorités locales qui sont, pour la région visitée par la commission :

- a) le comté de Humberside;
- b) le Glanford Borough Council, où les décisions sont prises;
- c) les Parish Councils de South et North Killingholme (qui n'ont qu'un rôle de consultation).

Le cas de Killingholme a été révisé avant les règlements environnementaux actuellement en vigueur, qui exigeraient aujourd'hui que le projet soit soumis à une étude d'impact. C'est le HSE qui a eu la responsabilité d'en faire l'appréciation du risque pour le design et les activités d'exploitation, puisque c'est cet organisme qui s'occupe des aspects de proximité des ouvrages à risque par rapport à d'autres développements, des effets cumulatifs de danger, et qui établit la zone dans les limites de laquelle tout projet doit être référé pour leur approbation. L'Association for British Ports a été une des agences responsables des aspects maritimes du projet et de certains aspects environnementaux. Dans le «Structure Plan» de la région, le site est dans une zone désignée spécifiquement pour l'établissement d'industries à risque qui utilisent ou produisent des matières dangereuses. Donc, au départ, il n'y avait pas de conflit de choix de site. Depuis l'instauration du projet, le Housing Policy du district a décidé qu'il n'y aurait plus de développement résidentiel pour les localités de South et de North Killingholme.

DOCUMENT REMIS :

Humberside Structure Plan, Explanatory Memorandum 1988, Humberside County Council, John Moore, Director of Technical Services, 1988, 100 pages et carte.

ANNEXE

Planning conditions imposed by Glanford Borough Council on 29 January 1981 in granting planning permission to Calor Gas Ltd for two mined caverns for the storage of liquefied petroleum gas at Marsh Lane, South Killingholme (retyped from a copy of the original planning permission).

1. The development to which this permission relates MUST be begun not later than the expiration of FIVE YEARS from the date of this permission.

2. That the development be carried out only in strict accordance with the submitted application forms, plans, documents and letters submitted with the application.

3. The applicant should expand the hazard survey to include marine matters and the pipeline connecting the jetty to the cavern. This survey to be agreed with the Health and Safety Executive in consultation with the local authority before mining begins.

4. Planning permission be given subject to a detailed geological survey. The report to be independently assessed to the satisfaction of the local authority in consultation with the Health and Safety Executive before mining commences.

5. Each stage of the project design should be subject to a hazard and operability audit carried out to the satisfaction of the local authority in consultation with the Health and Safety Executive before that stage is implemented.

6. Before proceeding with any phase of site construction, the applicant will agree in writing with the district planning authority a system of disposal of surface water and cavern seepage water and a system of disposal of extracted spoil.

7. The exploratory drilling and mining of the caverns will be carried out in such a manner as to avoid the pollution of the aquifer. The subsequent commercial use of the caverns will be subordinated to the same end. The manner to be first agreed in writing.

8. Before any work commences on site, the applicant will agree in writing and implement appropriate noise control measures to the satisfaction of the district planning authority following consultation with the Borough Environmental Health Department.

9. Precise details of the shape, size, section, depth and extent of the caverns will be submitted for written approval to the district planning authority in due course and that the mining of these will not proceed until such written approval has been obtained.

10. Before any work commences on site the applicant shall agree in writing with the district planning authority a precise scheme for the improvement of Marsh Lane and of vehicular access to the sites (as well as adequate on-site car parking and storage during the drilling and construction phases) and for the disposal of spoil, such arrangements to be agreed in consultation with the highway authority and implemented as necessary before initial construction commences.

Annexe 7

Avis de Jean-Thomas Bernard sur les aspects économiques du projet Soligaz

COMMENTAIRES SUR LE PROJET SOLIGAZ

par

Jean-Thomas Bernard

GREEN

Département d'économique
Université Laval

Décembre 1990

INTRODUCTION

Cette étude est basée sur les documents déposés par SOLIGAZ et transmis par le BAPE. Elle vise à jeter un certain éclairage sur la rentabilité attendue du projet mis de l'avant par ce consortium en analysant le développement anticipé des marchés des produits dérivés des liquides de gaz naturel (LGN) qui seraient rendus disponibles à Varennes. Beaucoup de facteurs influencent la rentabilité d'un projet comme celui de SOLIGAZ; dans cette analyse, les facteurs économiques sont privilégiés. C'est à travers l'étude de rentabilité que nous arriverons aux questions d'impact économique.

La présentation se divise en deux parties: la première traite de la rentabilité de l'ensemble du projet en soulignant le rôle joué par les coûts d'approvisionnement des matières premières à savoir, les LGN; la deuxième porte sur les effets multiplicateurs.

La principale conclusion qui émerge de l'analyse est la suivante: compte tenu des prix des LGN à Montréal par rapport aux autres sources d'approvisionnement, même en retenant la meilleure option qui est l'importation, il semble que le projet SOLIGAZ aura avant tout une portée provinciale avec des perspectives de croissance plutôt modestes. C'est la rentabilité d'un projet qui offre la meilleure garantie de stabilité des emplois avec les effets multiplicateurs qui leur sont reliés et non l'inverse.

PARTIE 1: ANALYSE CRITIQUE DES DOCUMENTS**Section 1.1: Commentaires généraux**

L'analyse économique d'un projet privé d'investissement repose sur la notion de profit, le profit étant simplement la différence entre les revenus et les coûts. Il y a donc deux volets à une analyse de rentabilité: premièrement, les quantités demandées et les prix reçus pour ces quantités et deuxièmement, les coûts de production. Dans les documents déposés par SOLIGAZ, il y a de l'information présentée sur ces deux volets; cependant, elle est incomplète et dans ce sens, SOLIGAZ n'a pas établi la rentabilité de son projet. De plus, il y a toujours plusieurs facteurs qui influencent la rentabilité attendue d'un projet. Il est désirable d'indiquer les principaux facteurs qui ont une influence soit positive, soit négative afin de permettre une meilleure évaluation de la variabilité potentielle des résultats.

SOLIGAZ décrit assez en détails ses prévisions de ventes au tableau 2.5 du document principal sur un horizon relativement court, c'est-à-dire 1988-1992-1996. Le point saillant de ces prévisions est la forte croissance attendue de la demande du propane et du butane à la fois sur le marché québécois et sur le marché à l'exportation à l'extérieur de la province. Le tableau 1 ci-joint présente une synthèse de ces prévisions. Selon SOLIGAZ, la demande du propane et du butane devrait passer de 17,760 barils/jour en 1988 à 39,460 en 1992 et à 60,760 en 1996. Cette demande croîtrait donc à des taux annuels moyens de 20% entre 1988-1992 et de 10% entre 1992-1996. Du côté

TABLEAU 1

**Projection de la demande attendue du propane
et du butane (barils/jours)**

	1988	1992	1996
Québec	17760	39460	60760
Ventes externes	X	8000	9000
Total	17760	47460	69760

Taux de croissance annuel moyen (%)

	1988-1992	1992-1996
Québec	20.0	10.8
Ventes extérieures	X	2.9
Total	24.6	9.6

Source: Tableau 2.5 du document principal

des exportations à l'extérieur de la province, elles passeraient de négligeables en 1988 à 8,000 barils/jour en 1992 et à 9,000 en 1996. C'est le réalisme de ces prévisions qu'il faut évaluer.

SOLIGAZ fonde ses prévisions de demande sur une analyse marché par marché. Avant de passer à ce niveau d'analyse, il est bon d'avoir au préalable une idée de l'évolution historique de la demande des produits concernés. Cette information est présentée au tableau 2 et aux graphiques 1 et 2. La disponibilité locale est définie comme étant égale à production + importation - exportation - changement des inventaires. La disponibilité des gaz de pétrole liquéfié (GPL) et des liquides de gaz naturel (LGN), qui sont les deux sources du propane et du butane sur le marché, est indiquée pour le Québec, l'Ontario et le Canada de 1976 à 1989. Au Québec, les GPL ont connu une légère croissance de 1976 à 1981 pour ensuite subir une baisse plutôt continue jusqu'en 1989. Les LGN présentent une croissance plus ou moins régulière pour passer de 30,100 m³/année en 1977 à 423,300 en 1989, soit un taux de croissance annuel moyen de 22.0% au cours de cette période.

L'évolution de la disponibilité des GPL en Ontario au cours des mêmes années est plutôt irrégulière. Cependant, si nous omettons les trois années 1979 à 1981, cette disponibilité se situe aux environs de 800,000 à 900,000 m³ par année. Les LGN présentent aussi une évolution assez irrégulière avec une progression généralement ascendante. Entre 1976 à 1989, le taux de croissance annuel moyen fut de 8.5%. Pour le Canada, les GPL ont eu une faible progression entre 1976 et 1989 avec un taux

TABLEAU 2
Disponibilité des GPL et des LNG pour consommation locale
(milliers m³)

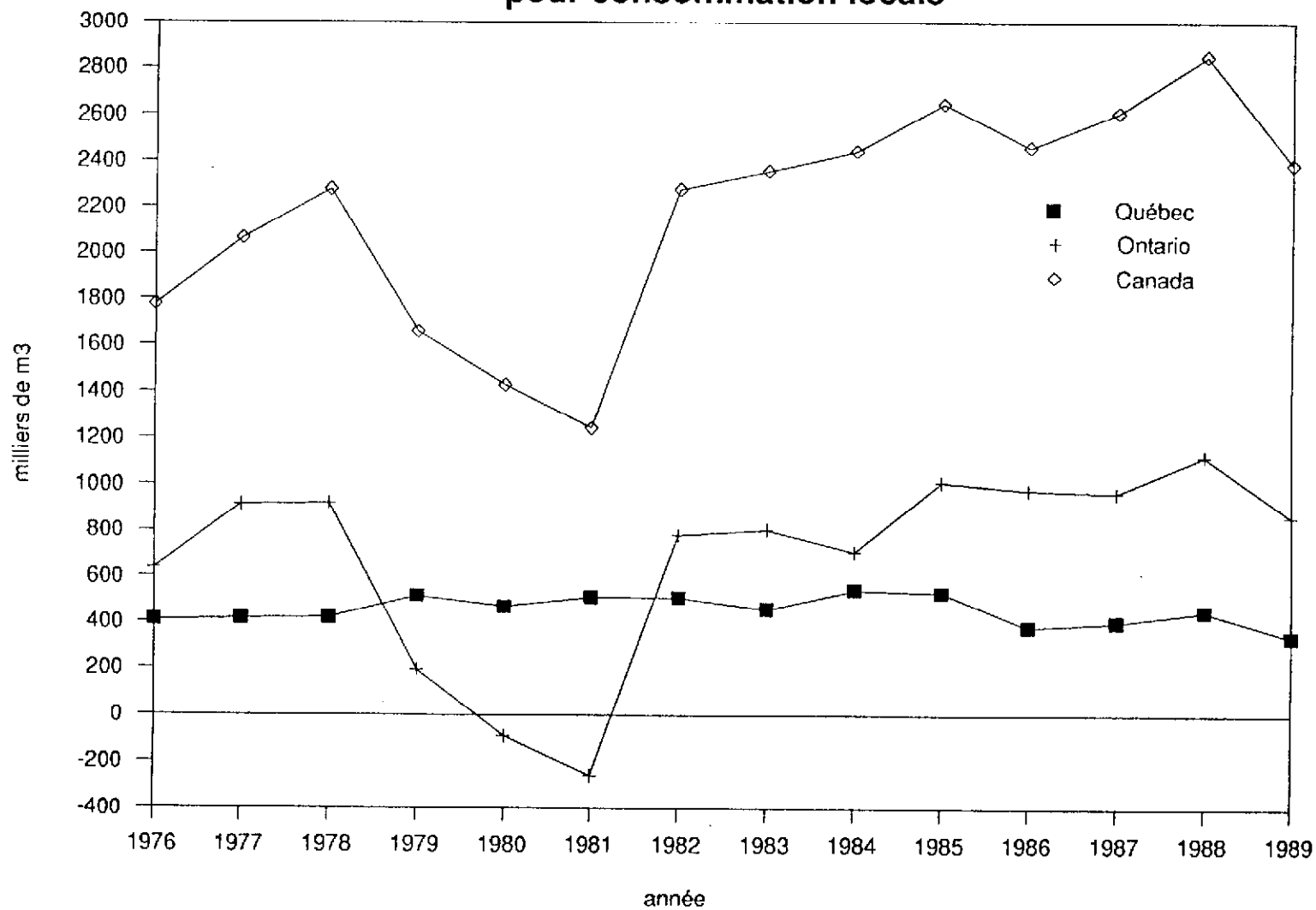
Année	Québec		Ontario		Canada	
	GPL	LGN	GPL	LGN	GPL	LGN
1976	409.8	118.3	634.6	862.3	1776.0	2628.4
1977	414.8	30.1	913.8	567.6	2064.8	2071.5
1978	418.5	76.1	919.9	123.6	2278.1	1769.7
1979	514.5	136.1	194.7	519.9	1656.9	3114.2
1980	467.0	273.0	-91.5	596.3	1427.7	3643.2
1981	509.6	225.6	-258.4	1055.7	1245.2	4482.6
1982	508.1	223.5	780.1	180.8	2277.6	3167.6
1983	457.7	258.2	805.4	475.0	2359.0	4083.7
1984	541.6	156.4	708.6	1237.0	2444.9	5956.1
1985	530.2	247.5	1013.8	1576.2	2649.4	7530.5
1986	377.4	189.4	979.2	937.7	2461.3	7559.3
1987	398.7	273.1	966.6	2410.8	2612.3	9958.8
1988	446.2	320.3	1125.9	2535.3	2855.4	10232.5
1989	334.1	423.3	863.1	2621.8	2385.9	10920.3

Source: Statistique Canada, *Disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, catalogue 57-003, bulletin trimestriel.*

GPL: gaz de pétrole liquéfiés.

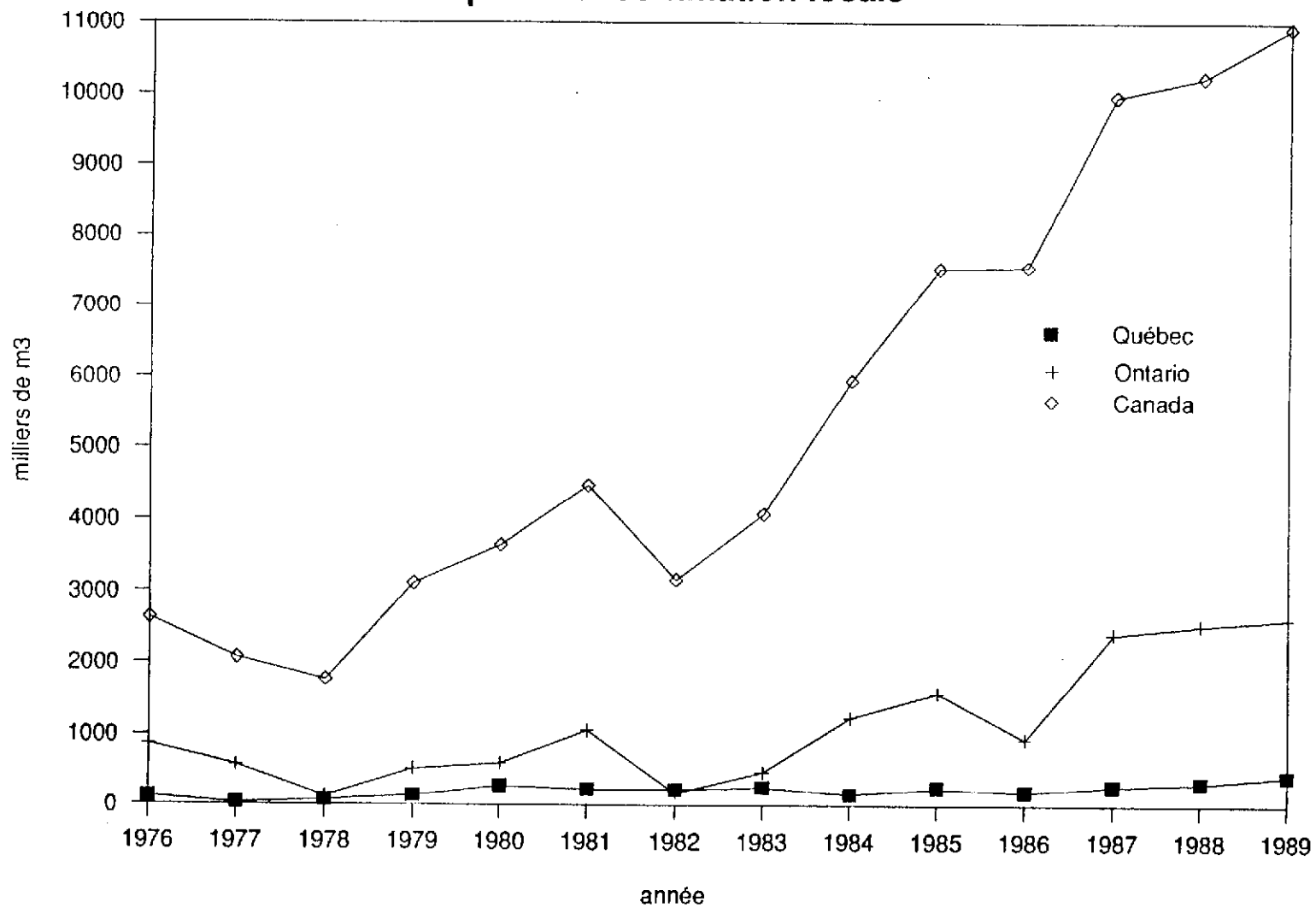
LNG: liquides de gaz naturel.

Disponibilité des gaz de pétrole liquéfiés (GPL) pour consommation locale



GRAPHIQUE 1

Disponibilité des liquides des gaz naturel (LGN) pour consommation locale



GRAPHIQUE 2

annuel moyen de 2.3%. Par contre les LGN ont connu une augmentation beaucoup plus forte avec un taux annuel moyen de 11%. Nous observons donc que les LGN ont eu une progression beaucoup plus rapide au niveau de la disponibilité (consommation) que les GPL au cours des quinze dernières années pour le Québec, l'Ontario et l'ensemble du Canada. Ceci découle en bonne partie de l'augmentation de la production du gaz naturel au Canada et de la stagnation et même du déclin du secteur du raffinage, source des GPL. Il y a donc eu substitution des GPL par les LNG. C'est le principal facteur explicatif de la croissance de ces derniers depuis le milieu des années soixante-dix.

Maintenant, qu'en est-il de l'avenir? Les études économétriques tendent à supporter le point de vue que la demande totale d'énergie croît à peu près au même rythme que la production économique en général. Les prévisions de long terme à cet égard se situent aux environs de 2%. Dans son plan de développement déposé en mars 1990, Hydro-Québec prévoyait que la demande totale d'énergie au Québec augmenterait au rythme de 1.4% par année alors que le secteur industriel connaîtrait une croissance plus forte à 1.8%.

Il faut donc fonder la croissance de la demande des LGN non pas tant sur la croissance de la demande totale d'énergie, mais sur une substitution entre les formes d'énergie. Dans cette perspective, il faut noter que la production du gaz naturel est supposée augmenter plus rapidement que les autres sources d'énergie, à savoir, le pétrole, l'électricité de sources thermiques conventionnelles (pétrole et charbon) et l'électricité de source nucléaire. Le gaz naturel suscite moins d'opposition en ce qui a trait aux effets

environnementaux que les sources d'énergie en concurrence. Dans son plan de développement de mars 1990, Hydro-Québec prévoyait que la demande québécoise du gaz naturel augmenterait au rythme de 2,0% par an entre 1988 et 2006 alors que la demande totale d'énergie croîtrait seulement de 1,4%. La position favorable dont jouira vraisemblablement le gaz naturel entraînera une hausse de la production des LGN comme produits joints. Ceci devrait accroître la disponibilité du LGN à l'échelle nord-américaine et aussi à l'échelle mondiale. La hausse récente des prix du pétrole devrait accentuer cette tendance.

Dans ses prévisions de demande d'énergie pour le Canada en septembre 1988, l'Office national de l'énergie anticipait que la demande canadienne du propane et du butane passerait de 110 pétajoules en 1990 à 127 en 2005 selon le scénario bas et de 114 à 139 selon le scénario fort, soit un taux de croissance annuel moyen de 1,0% et de 1,3% respectivement. La hausse attendue de la demande canadienne du propane et du butane est donc vraiment modeste.

En résumé, les prévisions de vente de SOLIGAZ pour le propane et le butane qui seraient produits ou livrés au Québec sont très élevées lorsque l'on considère l'évolution attendue de la demande totale d'énergie au Québec et dans les régions voisines. Cette croissance anticipée des ventes repose donc sur des gains que le propane et le butane feraient au dépend des autres formes d'énergie et sur des nouveaux débouchés à développer.

Pour analyser la position concurrentielle du propane et du butane qui seraient produits ou livrés au Québec selon les plans de SOLIGAZ par rapport aux autres sources d'énergie et surtout par rapport aux autres sources d'approvisionnement de ces mêmes produits, il faut considérer les coûts de production de ces produits par rapport aux concurrents.

Dans le tableau A16, SOLIGAZ montre l'information au sujet de la position relative des prix du propane livré à Varennes par rapport à d'autres points de livraison importants au Canada (Sarnia et Edmonton) et aux Etats-Unis (Mont-Belview au Texas). Même si le projet SOLIGAZ réduit de façon significative le prix du propane vendu à Montréal surtout par les importations d'outre-mer, il demeure que le prix du propane à Montréal demeurera plus élevé qu'ailleurs et surtout plus élevé qu'à Sarnia, une source d'approvisionnement en concurrence pour le marché du Nord-Est américain. A cet égard, il est important de souligner que l'option nouveau pipeline présente un prix du propane plus élevé que l'option importation d'outre-mer avec une différence de 0.50\$ à 1.00\$ par baril, soit 2.5% à 5%. L'option nouveau pipeline est mal justifiée d'abord pour son prix plus élevé du propane et aussi pour son aspect sécurité des approvisionnements: Sarnia bénéficiera de la même sécurité d'approvisionnement que Varennes et ainsi le désavantage de Varennes sera permanent, tout au moins à l'égard de Sarnia.

Selon les estimés de prix du propane présenté au tableau A16, il est possible d'arriver aux conclusions suivantes: premièrement, le projet SOLIGAZ améliorera de façon significative la position concurrentielle du propane sur le marché de Montréal,

surtout par l'option importation d'outre-mer; deuxièmement, l'option nouveau pipeline assurera que Varennes sera dans une position désavantageuse par rapport à Sarnia qui disposera de la même sécurité d'approvisionnement que Varennes. Finalement, l'option importation d'outre-mer, si elle était utilisée davantage, permettrait de réduire davantage le coût fixe des installations portuaires.

Sur la base des prix prévus du propane livré à Varennes et à quelques autres points d'approvisionnement en Amérique du Nord, il semble que le projet SOLIGAZ, surtout par son option importation, améliorera la position concurrentielle du propane sur le marché provincial et dans quelques régions périphériques immédiates. Par contre, avec des prix d'approvisionnement plus élevés, il est difficile de voir comment SOLIGAZ pourrait concurrencer les autres producteurs ailleurs que dans la région immédiate de Montréal. Il faut garder à l'esprit que l'augmentation prévue de la production du gaz naturel accroîtra la disponibilité des LGN pour l'ensemble des marchés. Le prix plus élevé des LGN à Varennes sera transmis dans les prix des produits qui en sont dérivés, ce qui limitera également leur position concurrentielle à l'extérieur de la région immédiate de Montréal.

Section 1.2: Commentaires spécifiques sur le développement attendu des marchés des LGN disponibles à Varennes

- i) Chauffage (2.1.5.1.1): C'est un marché très limité à cause de la disponibilité du gaz naturel à l'ouest et au nord de la ville de Québec. La densité de population est

faible dans la région où le gaz naturel n'est pas disponible. Les perspectives de croissance de ce marché semblent très limitées.

ii) Carburant de transport (2.1.5.1.2.): Compte tenu du développement actuel et projeté de l'usage du propane comme carburant, il y a lieu d'être assez optimiste. Cependant, SOLIGAZ compte sur des avantages fiscaux dans ce domaine. Ceci apparaît plutôt improbable après le démantèlement du programme énergétique national en 1985 et surtout après l'instauration de la TPS qui vise justement à élargir l'assiette fiscale. Les déficits budgétaires des gouvernements provincial et fédéral rendent également improbables des abolitions de taxe.

iii) Ventes à l'extérieur du Québec (2.1.5.2.): Il est possible qu'avec le projet SOLIGAZ, option importation, la région de l'Outaouais s'approvisionne en LGN surtout à Montréal. Par contre, la situation du marché du Nord-Est américain se prête à moins d'optimisme. Il semble assuré que la disponibilité du gaz naturel canadien augmentera de façon significative dans cette région avec le projet Iroquois. Le gaz naturel sera en mesure d'offrir une concurrence accrue aux LGN qui pourraient venir de Montréal.

Je ne vois pas en quoi le traité du libre échange avec les Etats-Unis aurait pu améliorer la position concurrentielle de Montréal à cet égard.

iv) Pétrochimie (2.1.5.3.): Ce sera le meilleur débouché pour les LGN livrés à Montréal. Cependant suite aux points soulevés à la section 1.1., il semble que le marché

de la pétrochimie montréalaise se limitera surtout au Québec et à quelques régions limitrophes.

v) EMTB (2.1.5.4.): Ceci semble un marché prometteur à cause des préoccupations à l'égard de l'environnement. Cependant c'est un marché qui n'est pas encore développé. De façon plus générale, il faut garder à l'esprit que la demande pour l'essence a diminué de façon significative suite aux crises pétrolières des années soixante-dix. Au Québec, la consommation d'essence est passée de 8,365.9 milliers de m³ en 1975 à 6,734.0 en 1985 pour remonter à 7,009 en 1987. Les hausses récentes du prix du pétrole à l'échelle mondiale ne contribue pas à améliorer cette situation. En septembre 88, l'Office national de l'énergie prévoyait que la demande de l'essence au Canada croîtrait à un rythme inférieur à 1,0% par an entre 1990 et 2005. Ce n'est pas un marché en expansion.

PARTIE II - ANALYSE DES RETOMBÉES ÉCONOMIQUES DU PROJET SOLIGAZ

L'avantage économique d'un projet tient d'abord à sa rentabilité et non au nombre d'emplois qui lui sont reliés soit directement soit indirectement. Un projet qui est rentable accroît la richesse des partenaires qui y participent même s'il repose sur peu d'emplois; c'est l'inverse qui se produit pour un projet non rentable. Il en est ainsi également pour la société en général. C'est mettre à risque bien des emplois que de les lier à un projet non rentable ou marginalement rentable.

Il est très difficile de se prononcer sur la rentabilité de l'ensemble du projet SOLIGAZ à cause des multiples dimensions et l'information présentée à cet égard est incomplète. Il demeure que les LGN seront disponibles à Montréal à des prix plus faibles qu'antérieurement mais plus élevés qu'à d'autres sources d'approvisionnement. Ceci limitera leur marché au Québec et à quelques régions limitrophes. Dans ce contexte, les chances seraient meilleures en s'appuyant sur l'option la plus avantageuse, à savoir l'option importation.

Montréal a perdu son avantage comparatif comme centre de raffinage et de pétrochimie après l'élimination de la ligne Borden. Il ne faut pas nier l'histoire. Dans le contexte actuel, ces industries demeureront tributaires du marché local, qui est significatif, mais limité. Je trouve surprenant que les promoteurs du projet SOLIGAZ soient plus optimistes quant aux perspectives futures de l'industrie des LGN lorsqu'ils proviennent de l'Alberta par rapport à l'importation qui offre pourtant des prix plus faibles.

Je ne trouve pas convaincante l'information présentée sur les impacts de la fabrication (A17). C'est avec de telles comparaisons que l'on a déjà supporté la prise de contrôle du secteur de l'amiante au Québec. Les freins ont plus de valeur ajoutée que l'amiante brute. Quinze ans plus tard, il s'avère que cette expérience ne fut pas très rentable. J'ai aussi beaucoup de réserve sur les estimés des effets multiplicateurs d'emplois (A19). Ces informations, encore une fois, nous détournent de la vraie question: est-ce que ce projet a de bonnes chances d'être rentable ou non? Selon les informations présentées, il semble que le projet SOLIGAZ aurait avant tout une dimension

provinciale. Il faut garder à l'esprit que ce sont les projets rentables qui à long terme offrent les meilleures garanties de stabilité d'emploi.

CONCLUSION

Cette analyse a été rédigée en ayant à l'esprit les principaux paramètres du marché de l'énergie tels qu'ils apparaissent au début des années quatre-vingt-dix. L'évolution de ce marché au cours des quinze dernières années nous invite à beaucoup de modestie à cet égard.

RÉFÉRENCES

Hydro-Québec, Proposition de plan de développement d'Hydro-Québec, 1990-1992 - Horizon 1999. Montréal, mars 1990 a.

Hydro-Québec, La demande d'électricité au Québec, proposition de plan de développement d'Hydro-Québec 1990-1992 - Horizon 1999. Montréal, mars 1990 b.

Office national de l'énergie, L'énergie au Canada, offre et demande 1987-2005, Ottawa, septembre 1988.

Annexe 8

Avis de Fernand Martin sur les fondements économiques du projet du consortium Soligaz

**AVIS SUR LES FONDEMENTS ÉCONOMIQUES
DU PROJET DU CONSORTIUM SOLIGAZ**

par

Fernand Martin

Professeur

Département de sciences économiques

Université de Montréal

7 décembre 1990

Table des matières

1. Nature de l'étude de Soligaz
2. La légitimité des différentes "justifications"
 - 2.1 Le cas des retombées économiques
 - 2.2 L'évolution des retombées économiques en tant que cause de l'avantage social
 - 2.2.1 Le multiplicateur en amont
 - 2.2.2 Le multiplicateur en aval
 - 2.2.3 La "causalité" dans un complexe existant
 - 2.2.3.1 La "causalité" dans un complexe existant du point de vue théorique
 - 2.2.3.2 Le "causalité" dans un complexe existant du point de vue empirique
3. La dimension des multiplicateurs dans le secteur de la pétrochimie
 - 3.1 Le multiplicateur en amont
 - 3.2 Le multiplicateur en aval
4. Conclusion sur les effets multiplicateurs utilisés dans la justification du projet
5. Discussion des autres éléments de la justification du projet par Soligaz
 - 5.1 Le redressement de la balance commerciale du Québec
 - 5.2 Le sauvetage de Pétromont
 - 5.3 Les gains fiscaux de Varennes
 - 5.4 La réduction du prix des intrants pour les utilisateurs
6. Les chances de réussite du projet
7. Les marchés du gaz naturel
8. Le risque
9. Solutions pour relancer la pétrochimie au Québec

1. Nature de l'étude de Soligaz

Pour évaluer les fondements économiques de l'étude du Consortium Soligaz, il faut d'abord déterminer la nature de l'étude.

Les études présentées par les promoteurs de projets ayant des impacts environnementaux peuvent varier quant à leur contenu d'analyse économique. Le contenu peut aller de la simple description des impacts économiques à la justification du projet par les coûts et bénéfices économiques.

- (i) Le premier type d'étude n'a pour but que de montrer que les caractéristiques du projet n'enfreignent pas les normes environnementales imposées par le gouvernement. Il s'agit ordinairement de projets privés dont la justification (financière) se trouve à l'extérieur de l'étude qui est faite de point de vue du promoteur. Ici les impacts environnementaux sont identifiés et mesurés, mais ils ne sont pas évalués en termes monétaires. Quant aux impacts économiques, ils peuvent être identifiés mais ils ne sont pas confrontés aux impacts environnementaux. Il n'y a d'ailleurs pas lieu de le faire puisque personne n'est lésé.
- (ii) Le deuxième type d'étude est situé à l'autre extrême : l'étude consiste en une analyse avantages-coûts où non seulement les impacts environnementaux sont identifiés et quantifiés, mais comme certaines normes environnementales sont enfreintes, le projet est *justifié* par un "trade-off" entre les avantages pour la collectivité et les coûts environnementaux. Ce genre d'étude est plus exigeant que celui qui consiste dans la seule mesure de l'impact puisqu'entre autres choses, il requiert *l'évaluation* (en termes monétaires) des avantages et des coûts, y compris les coûts environnementaux.
- (iii) Entre ces deux extrêmes se trouvent toutes sortes d'études plus ou moins ambitieuses quant à la justification économique du projet. Certaines se

servent seulement de l'impact économique en termes d'emplois; d'autres évaluent certains coûts et bénéfices sociaux du projet.

L'étude présentée par le consortium Soligaz se situe entre les deux types polaires décrits ci-haut. La plus grande partie de l'étude est du type (i). Cependant, l'étude présente certaines tentatives de *justification* économique.¹

Par ordre d'importance décroissante ces *justifications économiques* prennent, dans l'étude de Soligaz, la forme de :

1. Retombées économiques :

- (i) de 1,85 milliards de dollars d'investissements qui *dépendent* (sic) de la réalisation du projet (*para. 2.1.5.3.*);
 - (ii) d'emplois *générés* ou *reliés* (sic) par le multiplicateur de sorte que les emplois directs génèrent 18,500 emplois (*p. 32*). En audience le multiplicateur aurait grimpé à 40. Dans la capsule A-12, 31,500 emplois dans l'industrie des plastiques seraient "en jeu".
2. Réduction du prix des intrants pour les entreprises utilisatrices de l'output du projet et pour les consommateurs québécois qui pourraient alors payer des prix concurrentiels pour les dérivés du gaz.
 3. Amélioration de la balance commerciale qui est négative (*voir annexe A-19*) par des exportations aux États-Unis et en Ontario (*para. 2.1.6.2.*).
 4. Rentabilisation, une fois pour toute, de Pétromont qui jusqu'ici a absorbé 225 M\$ (1983-1987) de subventions et 240 M\$ (1989-1990) de contributions des actionnaires (*source : A-19*).

¹ Du moins c'est l'impression qu'a le BAPE si on en juge par la première question de la page 2, du "Devis d'étude de l'avis sur les fondements économiques du projet du Consortium Soligaz". Les éléments de la "capsule économique" fournis par Soligaz seraient aussi dans cette veine.

5. Retombées énergétiques et environnementales.
6. Gains fiscaux pour Varennes.

Qu'en est-il de ces justifications économiques? Deux questions peuvent être posées ici : (i) Sont-elles légitimes? et (ii) sont-elles exagérées?

2. La légitimité des différentes "justifications"

Comme la collectivité accepte (en pratique) certains "trade-offs" entre les avantages économiques des projets et certains coûts environnementaux on peut théoriquement, dans les études présentées à des organismes comme le BAPE, se servir des avantages économiques pour justifier les projets.

Le problème qui se pose alors est de déterminer quels avantages économiques peuvent être correctement utilisés comme contreparties à des coûts environnementaux. La réponse est donnée par les critères des analyses avantages-coûts (A/C) qui seules peuvent mener à une justification des projets. Bien entendu, tant que l'on n'ambitionne pas "justifier" un projet par des impacts économiques, il n'est *pas* nécessaire de s'astreindre aux règles des analyses avantages-coûts, ce qui n'est pas le cas de l'étude présentée par le consortium Soligaz, qui de façon explicite et implicite, présente des "justifications". Cette étude doit donc être évaluée selon les critères des analyses A/C. Le principal avantage d'une étude A/C est de permettre la confrontation directe des coûts et avantages d'un projet de façon à pouvoir conclure en ce qui a trait au bien fondé du projet. Cela requiert, entre autres choses, un numéraire commun qui mesure simultanément les avantages économiques et les coûts environnementaux; autrement on compare des pommes et des oranges. De plus, ces avantages et ces coûts doivent être établis du point de vue de la collectivité et non pas du point de vue des individus ou des entreprises². Selon ce point de vue l'étude du consortium est une étude A/C tronquée dans le sens que certains avantages sont listés de façon pêle-mêle (voir la liste que l'on

² Une entreprise d'État n'est pas "la collectivité".

a donnée ci-haut). Il en est de même des impacts environnementaux, sans qu'il y ait confrontation directe entre les deux, c'est-à-dire sans faire la somme algébrique de tous les effets positifs et négatifs du projet. Dans le genre d'études fournies par Soligaz, le fardeau de l'évaluation retombe sur le BAPE, qui faute de renseignements, doit faire lui-même le pont entre les avantages économiques et les coûts environnementaux; ce qui est, soit dit en passant, la tâche la plus difficile.

Mais avant de faire la somme des avantages, déterminons ceux qui sont admissibles dans une analyse faite du point de vue de la collectivité, qui est le point de vue du BAPE.

2.1 Le cas des retombées économiques

Les retombées économiques constituent pour les non-économistes la justification économique par excellence des projets. Par contre, les économistes spécialisés dans l'analyse avantages-coûts sont beaucoup plus réticents. En effet, il y a tout d'abord un cas où les retombées économiques ne sont d'aucun avantage (ou presque) pour la collectivité, il s'agit de la situation de plein emploi; dans ce cas, les effets positifs du projet sont par définition exactement compensés par les effets négatifs chez les projets existants dont on doit restreindre la dimension pour accommoder le nouveau projet.³ L'avantage des retombées a plus de chance d'être positif dans une situation de sous-emploi. Même là, il faut retenir qu'ici l'avantage social du projet *ne consiste pas* dans les retombées économiques brutes mais seulement dans la différence entre le prix nominal de la ressource utilisée directement et indirectement dans le projet et son prix de

³ Il peut cependant y avoir un avantage sous la forme d'une augmentation des valeurs ajoutées si le projet consiste à changer l'usage d'une ressource comme le gaz naturel. Ce serait le cas où le projet utilise le gaz dans la fabrication de l'éthylène alors que sans le projet le gaz était perdu ou bien utilisé comme combustible (supposant que la valeur du gaz comme combustible est inférieure à la valeur du gaz comme intrant dans la fabrication de l'éthylène). Ce raisonnement est correct à condition que les autres ressources utilisées dans les deux cas soient les mêmes, ce qui dans la réalité est peu probable. De plus, le projet se trouve à rentabiliser la ressource et la rente ainsi créée appartient au propriétaire de la ressource. Comme le gaz n'appartient pas à Soligaz, cette modalité ne s'applique au projet de Soligaz. Mais dans le cas du projet de Dow Chemical en Alberta, en 1978, le raisonnement précédent s'appliquait (*Source* : The Net Benefit to Canada of a Petrochemical Complex, Foster Research, Calgary, 1978).

référence.⁴ Dans le cas de Soligaz il est probable que la partie main-d'oeuvre du projet pourrait produire un avantage social. Dans une situation de chômage cela pourrait correspondre à environ 30% du salaire de la main-d'oeuvre si elle est non-spécialisée. D'un autre côté, dans la mesure où le projet et les fournisseurs du projet recourent à de la main-d'oeuvre spécialisée et/ou professionnelle l'avantage social diminue car la valeur de cette main-d'oeuvre dans des occupations alternatives est relativement grande; de plus, elle est moins sujette au chômage.

À la limite il n'y a plus de gain. C'est ce qui a fait dire à plusieurs experts que les retombées économiques sont au fond, un "faux miracle".⁵ D'ailleurs si on y pense un peu on s'aperçoit qu'en ce qui a trait aux retombées économiques *tous* les projets sont rentables puisque par définition le multiplicateur d'emploi est toujours plus grand que l'unité puisqu'en sus des effets directs, c'est-à-dire le projet lui-même, le multiplicateur comprend les emplois indirects. En fait, la justification des projets par leurs retombées économiques brutes, est une des plus persistantes illusions propagées par les promoteurs publics et privés de projets.

2.2 L'évaluation des retombées économique en tant que cause de l'avantage social

Nous avons établi à la section 2.1 que dans le cas de sous-emploi une partie seulement des effets du multiplicateur correspond à un gain pour la collectivité. Mais ce gain, quel qu'il soit, ne peut être crédité au projet qu'à la condition que le projet à l'étude soit la *cause* des effets multiplicateurs dans l'économie. Or, l'étude de Soligaz est imprécise (avec raison) sur ce point : elle parle seulement d'emplois "reliés, générés" ou "en jeu". Ici l'étude se trouve dans un dilemme : ou bien elle stipule qu'il existe une relation de cause à effet entre le projet et les emplois identifiés, ou bien l'effet multiplicateur n'est pas le résultat d'une relation causale. On peut tout de suite disposer

⁴ Le prix de référence consiste dans la valeur la plus élevée que peut obtenir la ressource dans la meilleure alternative au projet. Dans le cas de la main-d'oeuvre, cela comprend même la valeur du loisir et autres occupations non-rémunérées.

⁵ Voir Stringer et al., "Le faux miracle des retombées économiques", La Presse, 18 décembre, 1980.

de la dernière alternative comme suit : s'il n'y a pas de causalité certaine entre les emplois identifiés et le projet, le projet ne peut pas s'approprier les gains sociaux dûs à la "génération" d'emplois et le débat se termine là. Ceci impliquerait que la "capsule économique" et d'autres données de l'étude seraient éliminées du dossier et il n'y aurait plus dans l'étude de justification économique du projet. D'un autre côté, si la première alternative est retenue nous allons démontrer qu'il y a eu, dans l'étude Soligaz, confusion entre les deux types de multiplicateurs que l'on peut utiliser pour mesurer l'impact économique d'un projet.

2.2.1. Le premier multiplicateur, qui implique la causalité, est celui qui mesure l'effet d'entraînement dans les industries en amont du projet, c'est-à-dire, chez les fournisseurs du projet. Ici la causalité du projet est certaine car elle est établie par la *demande* du projet pour des intrants. C'est par ses achats que le projet *cause* l'augmentation du niveau de l'activité économique chez ses fournisseurs. À ce moment-là le projet est une *condition suffisante* au déclenchement de l'effet multiplicateur. La dimension du multiplicateur dépend du territoire envisagé car les réinjections de fonds le long de la chaîne des fournisseurs qui constituent l'effet indirect du projet, ne se propagent pas à l'infini puisqu'à chaque réinjection le flux des dépenses subit des fuites sous formes d'amortissements, taxes, impôts et importations des autres provinces et des autres pays. Ces fuites sont fonction de la structure industrielle du territoire pour lequel on calcule le multiplicateur.⁶ Le Bureau de la statistique du Québec fait ce travail sur commande, ou bien, on peut faire soi-même des calculs spéciaux.⁷

2.2.2. La deuxième façon de calculer l'impact économique d'un projet est de recourir au multiplicateur qui mesure l'effet du projet en aval. Dans cette approche il s'agit dans un premier temps de retracer dans la structure industrielle les entreprises qui utilisent l'output du projet (il s'agit des transformateurs du 1^{er} niveau) et de faire la même

⁶ Certaines considérations mineures, peuvent diminuer quelque peu l'effet multiplicateur, comme l'existence d'inventaires et d'excès de capacité chez certains fournisseurs.

⁷ Voici quelques exemples de calculs de projets semblables à celui proposé par Soligaz : Economic Impact Gas Penetration in Quebec, prepared for Trans-Canada Pipelines by M.G. Dagenais and F. Martin with the collaboration of A. Côté-Verhaaf (1979); Q&M Pipelines Ltd. Applications, volume 5, Public Market, 1978. Étude d'impact socio-économique de l'extension du pipeline dans la région du Bas Saint-Laurent/Gaspésie, par F. Martin assisté de P. Dubeau, 15 juillet 1981.

chose avec les entreprises de deuxième niveau, utilisatrices (en tout ou en partie) de l'output des entreprises de premier niveau de transformation, et ainsi de suite dans toute la structure industrielle.

Il faut noter, cependant, qu'il s'agit d'un effet plus ou moins probable, car le projet ne fait que créer une offre. Or, rien n'assure qu'une offre engendre (cause!) nécessairement la demande.⁸ Si l'offre engendrait nécessairement la demande, la tâche des gouvernements serait considérablement simplifiée puisqu'il n'aurait qu'à agir sur l'offre (ce qui est ordinairement facile). Dans ce cas, il ne pourrait pas exister de récession. Or, la plupart des problèmes macroéconomiques viennent justement de la faiblesse de la demande. Par conséquent, tant qu'un projet consiste simplement en une offre, il ne peut pas avoir le statut de "causal". Dans cette perspective, le multiplicateur calculé en aval correspond à un exercice de prospective. C'est pourquoi l'étude de Soligaz qualifie le projet de catalyseur où l'effet n'est pas assuré.

Pour qu'un multiplicateur mesuré en aval devienne "causal", il faut que le projet soit la seule condition nécessaire⁹ à l'existence de toutes les unités en aval¹⁰, s'il s'agit d'un complexe existant; ou bien d'être une cause suffisante s'il s'agit de la création d'un nouveau complexe ou bien de l'augmentation de la dimension d'un complexe existant. Dans le cas d'un complexe existant, la valeur du projet correspond à l'élimination d'une contrainte dans un programme linéaire. C'est le cas où l'input de base est sujet à des pénuries périodiques.

⁸ Il y a plusieurs exemples de création d'offre non suivie de demande. On n'a qu'à considérer, par exemple, le cas de Lacq (complexe gazière dans le sud-est de la France) où "to some, the impact of this gas production was disappointing, as practically none of the raw materials produced, such as sulphur, aluminium and chemicals, were processed locally" (*source* : Economic Complexes, Unit 11, p. 87, par C. Choguill, Open University Press, 1974).

⁹ S'il y a plusieurs conditions nécessaires, la causalité du projet ne pourrait jamais lui appartenir en totalité. En effet, si on attribuait à chaque cause l'effet multiplicateur, cela mènerait au double, sinon au triple, comptage.

¹⁰ Cela voudrait dire que le projet fournit un input essentiel aux membres du complexe, pour lequel il n'y a pas de substitut. Cela est vrai pour les membres de la première transformation dans un complexe pétrochimique mais pas pour les autres. Il en est de même si le projet est le seul moyen de fournir l'input en question à un prix assez bas pour assurer la rentabilité des autres membres du complexe. Mais encore là, cela peut n'affecter que les unités de la première transformation.

Pour résumer, disons que le multiplicateur mesuré en aval dans un complexe existant est "causal" dans la mesure où il est la seule cause nécessaire, sans substitution possible. Dans le cas d'un complexe pétrochimique, la substitution (entendue comme le recours à une source d'approvisionnement extérieure au complexe) est possible à partir du deuxième niveau de transformation. La pétrochimie de base ne peut donc pas s'appropriier tous les effets multiplicateurs couvrant tous les niveaux de transformation. Songez à ce qui arriverait si chaque entreprise de la chaîne de production d'inputs intermédiaires réclamait une subvention basée sur son multiplicateur en aval. Comme le multiplicateur en aval est celui qui a été retenu par Soligaz, il est important de déterminer la partie de cet effet qui est "causale", se souvenant que la partie "non causale" ne peut pas servir à justifier un projet.

D'après une enquête empirique faite à Montréal en 1984 sur un projet semblable, on a trouvé que seuls les utilisateurs de 1^{ère} transformation disparaîtraient, si Pétromont fermait. Au mieux, là s'arrêterait la causalité entre l'offre du projet et la demande. De même, il n'y a rien dans l'étude qui assure que le projet *augmentera* la demande déjà existante pour son output au Québec et qui dans le moment est satisfaite de toutes sortes de façons. Notez que le projet ne peut pas *s'approprier* la demande *existante* (excepté si, sans lui, cette demande disparaît) de sorte que son effet multiplicateur propre ne doit s'adresser qu'à de *nouvelles* activités. Or, là-dessus, l'étude est silencieuse.

L'effet multiplicateur en aval qui peut servir à la justification du projet Soligaz est donc mince. A quoi donc peut servir la longue liste des entreprises en aval susceptibles d'utiliser indirectement l'output du projet? Comme le projet ne fait que remplacer pour ces entreprises une source d'approvisionnement (que l'on dit plus coûteuse) par une autre, l'avantage du projet n'a rien à voir avec le multiplicateur mais consiste dans l'augmentation des surplus des producteurs et/ou des consommateurs avantagés par la nouvelle source d'approvisionnement.

2.2.3. A la lumière de ce qui a été dit plus haut, on peut suggérer une façon d'évaluer dans un complexe existant la contribution (la causalité) d'une unité quelconque, ou bien de mesurer la causalité d'un projet, avec un degré acceptable de certitude en évitant les doubles comptages : il s'agit de se demander ce qui arriverait si le projet ne serait pas fait ou bien si cette unité du complexe disparaissait. Ceci est la bonne

méthode, car la contribution d'un projet se mesure par la comparaison de ce qui arrive à l'économie toute entière, avec le projet, avec ce qui arrive sans (ou avec la disparition) du projet. Le mérite d'une telle approche est d'être opérationnelle en se situant dans le contexte réel de l'économie du Québec. Pratiquement cela correspond à se poser la question qu'arrive-t-il si Pétromont disparaît? Nous disposons de deux types de réponses : une approche théorique et une enquête empirique faite à Montréal en 1984.

2.2.3.1. Du point de vue théorique, plus on avance dans la chaîne des transformations d'une ressource (vers le produit fini), plus les entreprises sont indépendantes d'une source particulière d'inputs.¹¹ En fin de compte, c'est la localisation de la demande du produit fini qui influence la localisation des fabricants du produit fini ou semi-finis, et non celle de l'input primaire. Ce qui veut dire que le pouvoir paralysant de la disparition d'un projet au niveau de la ressource est peut-être fort en ce qui concerne les premiers utilisateurs, mais disparaît graduellement à mesure que l'on s'approche des dernière étapes de la transformation.

2.2.3.2. Du point de vue empirique, on a mentionné précédemment qu'un consultant de Montréal a estimé en 1984, à partir d'entrevues avec un échantillon d'utilisateurs, que la fermeture totale de Pétromont aurait un impact quasiment nul dans les industries en aval de la pétrochimie du Québec, comme les industries de caoutchouc synthétique, des matières plastiques, des textiles synthétiques, des peintures vernis, des savons et produits de nettoyage. L'explication réside dans le fait que le prix de l'input gaz n'occupe pas une place importante dans les coûts des entreprises de transformations ultérieures ou bien qu'il y a des substituts. À ce moment-là, c'est le marché pour les produits finis ou semi-finis qui gouverne la localisation et non pas la source d'approvisionnement des produits primaires.¹²

¹¹ "In general, the further along the chain of fabrication the lower the backward linkage" (p. 5). De sorte que "the chain commodity tends to be relatively less important in the higher fabrication stages" (p. 23). Source : Mining to Manufacturing. Links in a Chain, Energy, Mines and Resources Canada, Hull, Québec, 1978.

¹² Voir "Effet de la crise de l'énergie sur la croissance économique de Montréal et du Québec", par F. Martin, *Actualité Économique*, juillet-septembre 1974, p. 355-356.

3. La dimension des multiplicateurs dans le secteur de la pétrochimie

3.1 Le multiplicateur en amont

Les auteurs mentionnés à la section 2.2.1. (*Dagenais et Martin, 1979; Q et M Pipelines (1978) et Martin (1981)*) obtiennent pour le Québec un multiplicateur d'emploi directs-indirects de 1,7 et l'effet multiplicateur sur le produit domestique brut au coût des facteurs de 1,6. Un consultant de Montréal avait obtenu pour la fermeture de Pétromont un multiplicateur de 2,42. Pour toute l'économie de l'Alberta, Foster (op. cit.) p. III-11 a proposé 3,2. Il n'y a donc aucune mesure avec le multiplicateur mentionné par Soligaz. Cela ne veut pas dire que le multiplicateur de Soligaz est faux, mais qu'il s'agit plus tôt d'un autre type de multiplicateur.

3.2 Le multiplicateur en aval

Ici Soligaz a proposé un chiffre de 25 (p. 2-32) et implicitement de 152 si on lie les emplois dans l'industrie des plastiques et les quelques emplois de la pétrochimie de base.

Y a-t-il une norme? La réponse est théoriquement non. En effet, plus on se place (pour le calcul du multiplicateur) au début des transformations dans un secteur économique, plus le multiplicateur s'agrandit. Il peut devenir astronomique si on se place au niveau de l'exploration qui mène à la découverte des puits de gaz, puis à leur exploitation, au transport du gaz, etc., jusqu'aux produits plastiques sur le marché de la consommation finale. On peut ainsi obtenir tous les multiplicateurs que l'on veut dans à peu près n'importe quel secteur basé sur les ressources naturelles. Du temps où les économistes confondaient le multiplicateur en amont et le multiplicateur en aval (voir *Ontario Economic Review, 1972*, citée par Foster) on obtenait un multiplicateur de 21,5 pour les raffineries de pétrole et produits du charbon. Il y a longtemps que je n'ai vu de multiplicateurs aussi grands. De toute façon, comme on l'a dit, le multiplicateur en aval peut difficilement servir à la justification d'un projet.

4. Conclusions sur les effets multiplicateurs utilisés dans la justification du projet

- (i) Dans la phase construction du projet on pourrait ajouter aux 210 M\$, un effet indirect de 0,7 fois au montant traduit en emplois. A partir des emplois ainsi obtenus, le gain social admissible à une justification consisterait dans la proportion de la masse salariale des effets directs et indirects qui correspond à la différence entre le salaire nominal et le prix de référence de la main-d'oeuvre.

On pourrait soumettre au même traitement les investissements des entreprises de la première phase de transformation anticipés (1,85 milliards \$) (p. 2-31).

- (ii) Quant à la phase opérations, l'effet multiplicateur correspond aux *nouveaux* emplois directs : (750) qui découlent de Soligaz (p. 2-32) augmentés des effets indirects de 0,7 fois les emplois directs, le tout restreint au différentiel entre les salaires nominaux et les salaires de références.

Comme il a été discuté ci-haut, à moins de démontrer que le projet va augmenter la demande des produits finis des entreprises de 3^{ème} ou 4^{ème} niveau de transformations, l'impact économique s'arrête là. Une variante de cette approche qui augmenterait marginalement l'impact économique du projet, serait de démontrer que sans le projet Pétrumont ferme ses portes. À ce moment-là on pourrait utiliser les chiffres de l'annexe A-36 (soit 1 715 emplois) augmenté de 0,7 fois ce montant pour tenir compte de l'effet indirect. Enfin, prenez note cependant que la perte sociale *causée* par la fermeture ne se prolonge pas indéfiniment. Après 7 ans, il n'y a à peu près plus de perte.¹³ Je néglige l'effet sur le reste des entreprises en aval car le raisonnement théorique et l'enquête empirique ont montré que le facteur déterminant est la demande pour les produits et non l'offre d'inputs primaires. Bien entendu, si Soligaz peut *démontrer* de plus grandes pertes d'emplois, les chiffres ci-haut devraient être corrigés en conséquence.

¹³ Voir l'étude "The Social Opportunity Cost of Displaced Workers", *Review of Economics and Statistics*, par Jenkins, G.P. et C. Montmarquette, 1979. Cet article se réfère à la fermeture partielle de Canadair.

5. Discussion des autres éléments de la justification du projet par Soligaz

Ayant traité abondamment du rôle des retombées économiques, discutons brièvement des autres éléments de la justification du projet :

5.1 Le redressement de la balance commerciale du Québec

Comme tel, le redressement de la balance commerciale pour le Québec n'est ni un avantage ni un désavantage pour le calcul économique, puisque l'autosuffisance n'est pas nécessairement une solution efficace. La preuve est que la théorie économique enseigne que le commerce international, avec libre-échange, est en général préférable.

5.2 Le sauvetage de Pétromont

Le raisonnement utilisé au paragraphe 5.1 peut s'appliquer ici. Une société d'État doit être liquidée si elle n'est pas rentable (sans subvention) ou si elle n'est rentable (financièrement) qu'avec des subventions ou autres privilèges coûteux qui ne correspondent pas à des externalités positives produites par la société d'État en question. Une entreprise n'a de valeur que si elle est socialement efficace.

5.3 Les gains fiscaux de Varennes

Dans une analyse économique, en prix de référence, la fiscalité ne joue aucun rôle excepté si elle met en cause des étrangers.

5.4 La réduction du prix des intrants pour les utilisateurs

Nous avons expliqué plus haut, au paragraphe 2.2.2, que ce gain est admissible. Cependant, l'étude Soligaz ne l'a pas quantifié.

6. Les chances de réussite du projet

Il serait présomptueux de ma part, sans étude approfondie, d'estimer les chances de réussite, car il ne s'agit pas d'un cas où les lois du marché opèrent sans ambages. Il s'agit, au contraire, d'un marché tronqué par toute sorte d'interventions des gouvernements fédéral et provinciaux. Les gouvernements ont dû intervenir car, depuis le début des années 1970, le complexe pétrochimique se détériore, Montréal n'étant plus le port naturel d'entrée du pétrole. Bien plus, la pétrochimie nord-américaine (Edmonton, Calgary, Sarnia, Houston et Bâton Rouge) est surtout basée sur le gaz naturel. Par conséquent, tout ce qui peut être fait est d'identifier l'environnement économique et politique qui conditionne ce genre de projet au Québec. Ceux qui sont en mesure de faire des prévisions sur ces environnements se trouvent à déterminer l'avenir du projet.

Les facteurs qui conditionnent la rentabilité du projet sont :

- (1) La politique énergétique canadienne qui influence le prix et la qualité de l'approvisionnement en gaz. Ce projet est déficitaire à peu près depuis le début. La plupart des multinationales (pétrolières) ne considèrent plus Montréal comme un lieu privilégié. La rentabilité dépend, par conséquent, du prix plus ou moins subventionné du gaz.
- (2) Le coût du transport du gaz. Il y a quelques années les experts croyaient que le coût du pipeline rendrait la pétrochimie québécoise non concurrentielle. Depuis 1984, Pétromont demande à Ottawa d'absorber le coût du transport.
- (3) La sécurité d'approvisionnement n'est pas garantie, alors que l'Ontario dispose de deux sources d'approvisionnement.¹⁴
- (4) Il n'y a pas d'information concernant la viabilité financière du projet.

¹⁴

Paradoxalement dans la mesure où le multiplicateur en aval serait causal, dans la même mesure il montrerait le degré de vulnérabilité de l'industrie pétrochimique québécoise à une interruption de l'approvisionnement.

- (5) Les coûts d'opération de la pétrochimie québécoise sont plus élevés qu'en Ontario. Les installations québécoises ne sont pas et peut-être ne peuvent pas être de dimension mondiale. D'un autre côté, les produits finis ou semi-finis de la pétrochimie québécoise pourraient avoir maille à partir avec les exigences du libre-échange, car déjà l'Independent Petroleum Association of America soutient que le "natural gas from Canada is subsidized because tolling methods in Canada do not represent the full cost of transporting the fuel across the continent" [*Globe and Mail* : "NEB approves TCPL expansion", November 16, 1990, p. B.2].
- (6) Les surplus d'aujourd'hui au Canada ou dans le monde peuvent, lorsque l'on ne contrôle pas l'approvisionnement, devenir les disettes de demain. Par exemple, l'Alberta (par l'entremise de TCPL) vient d'obtenir la permission de desservir le marché de la Nouvelle-Angleterre [*Globe and Mail* : "NEB approves TCPL expansion", November 16, 1990, p. B.1]. Le même pipeline sera aussi relié à un pipeline américain desservant Long Island, N.Y. Cela pourrait éliminer une partie du surplus canadien.

7. Les marchés du gaz naturel (LGN)

Je ne peux pas me prononcer sur les possibilités d'expansion du marché local n'ayant pas travaillé dernièrement sur le sujet. D'un autre côté l'étude de Soligaz ne montre pas en détail la recherche qu'aurait fait Soligaz sur le sujet. L'évaluation du marché est toujours difficile car en cette matière il y a toujours un certain mélange de l'objectif à atteindre et de la prévision réaliste. Ce qu'il aurait fallu faire (et peut-être que cela a été fait, mais que le promoteur a jugé bon de ne pas le présenter dans son étude) est de faire subir à ses prévisions divers tests pour diminuer l'incertitude du projet. Sous ce rapport il aurait pu faire les choses suivantes :

- (i) Faire une analyse de sensibilité appuyée d'hypothèses raisonnables.
- (ii) Faire une analyse du point mort ou du seuil de rentabilité.

8. Le risque

En général l'aspect risque a été négligé (du moins dans la présentation de l'étude) tant du côté économique que du côté physique. Par exemple, le coût lié à la probabilité d'une interruption de l'approvisionnement n'a pas été calculé selon certaines probabilités.¹⁵ De même le risque physique lié au transport maritime du LGN n'est pas traité, tant en ce qui a trait à son évaluation qu'à la détermination du niveau de risque acceptable socialement.¹⁶

9. Solutions pour relancer la pétrochimie au Québec

Pour un analyste de projets ce n'est pas une bonne question puisque pour ce genre d'économistes il n'existe pas de biens méritoires ou de vaches sacrées.¹⁷ Techniquement, ces économistes (dont je fais partie) refusent a priori l'approche du développement par le système de la filière technique, excepté s'il est démontré qu'il est efficace de couvrir toutes les étapes de la filière. Or, je connais peu ou pas d'exemples où un pays a trouvé rentable de couvrir toutes les étapes de la mine ou du puits, au produit fini. La raison est qu'à cause de la structure industrielle et l'accès aux ressources naturelles, chaque pays n'a pas d'avantages comparatifs à toutes les étapes de la transformation de la ressource. Par exemple dans l'aluminium ce ne sont pas les pays qui possèdent la bauxite qui font la première transformation de la ressource. Il en est souvent de même pour le fer et l'acier. Bien entendu un grand pays comme les E.U. et l'U.R.S.S. peut couvrir à la fois les mines de fer et la fabrication des autos, malgré que

¹⁵ Sans que cela relève de l'exactitude il est possible de calculer cet aspect d'un projet. Voir par exemple : Cost Benefit Study of the Penetration of Gas in Quebec, Appendix C, by M.G. Dagenais and F. Martin, Trans-Canada Pipelines Ltd, July 31st, 1979.

¹⁶ Sur ce dernier point le International Institute for Applied Systems Analysis de Laxenburg, Autriche, a fait des travaux intéressants. Voir par exemple le numéro 1983/2 de la revue *Options*.

¹⁷ Voir "Faiblesses, embûches et abus dans les analyses avantages-coûts de projets" à paraître dans le numéro de juin 1991 de : Revue canadienne d'études du développement/Journal of Development Studies.

certaines étapes de la filière se trouvent à l'extérieur des E.U., comme la fabrication de moteurs et autres composantes au Mexique ou au Brésil. Je suis par conséquent sceptique sur l'optimalité de procéder selon cette voie. Ce qu'il faut préserver par des politiques industrielles, ce sont les 31,000 emplois des industries en aval de la pétrochimie de base. Or, l'étude n'a pas démontré que la partie pétrochimie de base (dispendieuse en subventions ou en impacts environnementaux) est essentielle à la préservation de ces emplois et/ou qu'elle est la façon la plus efficace de le faire. Bien entendu si Soligaz peut démontrer ce point, *ceteris paribus*, on pourrait procéder plus avant dans l'étude du projet.

Annexe 9

**Avis de Réjean Fortin sur l'évaluation de
l'abondance de l'Esturgeon jaune dans la
baie du Cap Saint-Michel**



Université du Québec à Montréal

Case postale 8888, succursale A
Montréal (Québec) H3C 3P8

Montréal, le 27 novembre 1990

Gouvernement du Québec
Bureau d'audiences publiques
sur l'environnement
12, rue Sainte-Anne, 1er étage
Québec G1R 3X2
Attn Mme Josée Perras

Madame Perras,

Veillez trouver, ci-joint, mon analyse des documents de Dimension Environnement/SNC et du MLCP concernant l'évaluation de l'abondance de l'Esturgeon jaune dans la baie du Cap St-Michel. Vous pourrez constater que je déplore le caractère très préliminaire des données présentées par le Consultant ainsi que l'interprétation très faible qu'il en a faite. J'espère que le Bape demandera que l'on approfondisse, par un inventaire plus complet, la question de l'utilisation de la baie du Cap St-Michel par l'esturgeon avant d'arrêter une décision dans ce dossier.

Espérant que ces commentaires vous seront utiles, je vous prie d'agréer, Madame Perras, l'expression de mes salutations cordiales.

Réjean Fortin
Professeur
Dép. Sciences biologiques
Université du Québec à Montréal
C.P. 8888, Succ. A
Montréal H3C 3P8

1- Les documents produits par le Consultant.

En ce qui concerne l'extrait de l'étude d'impact intitulée: "Projet d'entreposage souterrain des liquides de gaz naturel et aménagement d'un quai à Varennes, Québec", par Dimension Environnement/SNC, Avril 1990, il s'agit d'un document qui dresse un portrait juste de la situation de nos connaissances sur les poissons du tronçon du fleuve susceptible d'être affecté par le projet. Les questions soulevées concernant l'utilisation possible de la baie du Cap St-Michel par l'Esturgeon jaune sont très pertinentes et méritaient une réponse basée sur un inventaire in situ.

La lecture des deux autres documents produits par le Consultant, soit celui de septembre 1990 ("Evaluation de l'abondance de l'Esturgeon jaune Acipenser fulvescens dans la baie du Cap St-Michel, Rapport complémentaire) et celui d'octobre 1990 (même titre, mais en réponse aux commentaires du MLCP) m'a cependant laissé très perplexe quant à la qualité de l'information biologique de base sur laquelle on doit maintenant s'appuyer pour évaluer l'impact du projet sur l'habitat du poisson. Il appert en effet que l'on se base essentiellement sur les résultats de capture de six jours-filets expérimentaux (quatre en juin, deux en juillet) pour évaluer l'abondance de l'esturgeon dans la baie du Cap Saint-Michel. Les tableaux fournis par le Consultant font aussi état de 19 jours-filets impliquant les filets de 15 et 25 cm, mais les résultats de ces pêches ne sont pas utilisés dans la discussion. La figure 1 du document de septembre suggère qu'en tout et partout, 14 esturgeons ont été capturés par le Consultant: le nombre exact capturé avec ces six unités d'effort au filet maillant expérimental n'est pas mentionné. A mon avis, il s'agit d'un résultat tout à fait préliminaire, qui doit être utilisé comme tel. On ne devrait pas prendre une décision d'importance sur des données aussi fragmentaires. Cette étude devrait être complétée par une autre campagne d'échantillonnage, cette fois-ci avec un effort soutenu pendant le printemps, l'été et l'automne. Au fait, qu'est-il advenu de l'échantillonnage qui devait être effectué l'automne ? J'ai été aussi étonné de ne pas trouver de précisions sur les principales caractéristiques physiques du site à l'étude, ce qui aurait permis de se faire une meilleure idée sur la valeur du site en tant qu'habitat à esturgeon.

Quant aux interprétations avancées par le Consultant dans ses deux documents, plusieurs m'apparaissent gratuites et dépassent la portée des données dont il dispose. D'autres sont carrément erronées. Au nombre des interprétations gratuites, non supportées par les données, mentionnons:

1- Celle concernant le statut de géniteurs en migration pour les trois esturgeons de grande taille dans l'échantillon de juin (document de septembre, p. 8): à mon avis, on ne peut rien inférer sur le statut migratoire de ces spécimens à partir des données disponibles (trois poissons dont on ne connaît ni le sexe, ni l'état de maturité!).

2- La question de la dévalaison printanière qui expliquerait la présence des individus âgés de 3 ans et moins dans la baie du Cap Saint-Michel (document de septembre, p. 10): personne, dans la littérature nord-américaine, n'a décrit une dévalaison printanière d'individus de cette taille; le Consultant confond manifestement avec la dévalaison printanière des larves d'esturgeon à partir des sites de fraye, à des tailles d'environ 20 mm, décrite par LaHaye et Fortin (1990).

3- Le fait que l'absence d'esturgeons de très petite taille dans les inventaires du MLCP et de Dimension Environnement/SNC indique que la baie du Cap Saint-Michel ne peut être considérée comme une aire d'alevinage (document de septembre, p. 10): cette affirmation est dénuée de tout fondement puisque ni le MLCP, ni le Consultant n'ont utilisé les engins de capture adéquats pour échantillonner les très jeunes stades de l'esturgeon.

4- La conclusion du document de septembre à l'effet que la baie du Cap Saint-Michel ne constitue pas un site de concentration de l'Esturgeon jaune (p. 11): affirmation tout à fait gratuite, qui n'est aucunement supportée par les données et les interprétations présentées dans ce document.

La plus grave erreur d'interprétation du Consultant concerne précisément la notion de "zone de concentration". Il consacre quelques pages de son document d'octobre à démontrer ce qu'est une zone de concentration, dans le but de prouver que la baie du Cap Saint-Michel ne justifie pas l'attribution de ce statut. Il commet ici une erreur d'interprétation pour le moins étonnante: en s'appuyant sur le travail de Mongeau et al. (1982), il suggère qu'une zone de concentration d'esturgeons peut être définie comme un site où le nombre de captures par filet peut varier de 1 à 19 jusqu'à plus de 300. Vérification faite dans Mongeau et al. (1982), on peut constater que les chiffres de 1 à 19, jusqu'à 300, représentent non pas les captures moyennes par unité d'effort, mais les captures totales au cours de l'ensemble de l'étude, qui s'est échelonnée sur plusieurs années. Cette erreur d'interprétation, sur un point considéré crucial dans le contexte de l'étude, est de nature à gravement induire en erreur le lecteur non averti et à discréditer complètement, auprès du lecteur averti, l'argumentation développée par le consultant.

Par ailleurs, le concept de "zone de concentration" ne me semble pas très pertinent dans le contexte de la présente discussion, puisque les caractéristiques physiques de ces zones, ainsi que l'abondance des poissons qui la fréquentent, peuvent varier énormément d'un plan d'eau à l'autre, et même l'intérieur du même plan d'eau. La fréquentation de ces sites par les esturgeons peut également présenter un caractère saisonnier. Un exemple de ce type de variation peut être trouvé dans LaHaye et Fortin (1990). Ces auteurs mentionnent que deux sites dans

les rivières des Prairies et L'Assomption ont fourni des captures particulièrement abondantes d'esturgeons juvéniles à l'été 1989. Le site de la Rivière des Prairies (station FD4, Annexe 6, Fortin et LaHaye 1990), qui s'étend sur près d'un kilomètre de rivière, a fourni 24 spécimens en 6 jours-filet expérimental, pour une moyenne arithmétique de 4 individus par jour-filet. Le site de la rivière L'Assomption (station FAO), beaucoup plus restreint dans l'espace que le précédent (à peine plus que la longueur d'un filet expérimental), a fourni 36 individus en 2 jours-filet expérimental. Le site de la rivière L'Assomption ne nous apparaît pas pour autant être "meilleur" que celui de la rivière des Prairies. Il appert qu'il est plutôt, en termes de profondeur, vitesse du courant et nature du substrat, le seul site disponible dans ce tronçon de la rivière L'Assomption et qu'il concentre pratiquement tous les esturgeons dans un espace très restreint, ce qui augmente leur vulnérabilité aux engins de capture. Seulement deux autres spécimens ont été capturés aux 12 autres stations échantillonnées sur les 12 km inférieurs de cette rivière.

Cet exemple permet également de mettre en doute la conclusion voulant que sur la base des rendements moyens obtenus par le Consultant (0.77 esturgeon/jour/filet expérimental en juin; 4.02 esturgeons/jour/filet expérimental en juillet; chiffres tirés des tableaux 2 et 3 de la réponse aux commentaires du MLCP), la baie du Cap Saint-Michel ne soit pas une zone de concentration pour cette espèce. En effet, une des deux pêches effectuées par le Consultant, celle de juillet, qui, rappelons-le, repose sur les captures de 2 jours-filet expérimental, a fourni autant de jeunes esturgeons par unité d'effort que le site le plus productif à la rivière des Prairies. Sur cette base, et étant donné le caractère exceptionnel de la capture d'esturgeons de petite taille au filet maillant, on doit conclure à tout le moins que la baie du Cap Saint-Michel est utilisée par l'espèce et qu'elle constitue effectivement un habitat à esturgeon.

Je me permets ici des commentaires sur la forme et le fond des deux documents du Consultant concernant l'évaluation de l'abondance de l'esturgeon de la baie du Cap St-Michel. Leur lecture m'a laissé l'impression d'un travail très vite fait, souvent imprécis, qui manifestement n'a pas été relu de façon critique afin d'assurer la meilleure présentation et interprétation possible des résultats. Cette constatation s'appuie, entre autres, sur les points suivants:

1- L'essentiel de l'argumentation que le Consultant veut développer repose sur les indices d'abondance relative de l'esturgeon, soit les captures par unité d'effort au filet maillant expérimental. Or il a fallu attendre la réponse aux commentaires du MLCP pour voir mentionné de façon précise le nombre d'unités d'effort de pêche réalisées dans le cadre de l'étude.

2- Autre imprécision un peu étonnante: dans le tableau 4 de son document de septembre (p. 7), le Consultant rapporte des C.P.U.E. de 0.26 esturgeon/filet/24 h de pêche en juin et de 2.01 esturgeons/filet /24 h de pêche en juillet, et ce, pour la maille de 10 cm du filet expérimental. Dans le document d'octobre 1990, les C.P.U.E. du filet maillant expérimental, pour les mêmes périodes, sont passées à 0.77/filet/24 h en juin (tableau 2, p. 6) et à 4.02/filet/24 h en juillet (tableau 3, p. 7). Et pour clarifier la situation, on lance dans la mêlée des moyennes géométriques ! Comme il s'agit toujours des mêmes données, d'où viennent les différences ? Laquelle de ces deux séries de résultats faut-il utiliser ?

3- En ce qui me concerne, une bonne façon d'apprécier le degré de précision avec laquelle un scientifique gère son information est de vérifier son interprétation de données de la littérature: on peut alors revoir ses documents de référence et se rendre compte du degré de détail avec lequel il a cherché à comprendre le texte; on peut aussi évaluer si les points de discussion qu'il en a retenus sont conformes au contenu de l'article original. À quelques reprises, dans les deux documents du Consultant, on note des erreurs d'interprétation de documents publiés. La plus flagrante est l'interprétation des captures effectuées par Mongeau et al. (1982) au lac des Deux Montagnes, dont j'ai parlé plus haut.

4- On note également plusieurs erreurs et coquilles sur le nom des auteurs cités: Magin au lieu de Magnin (document d'octobre, p. 10), Currier au lieu de Cuerrier (ibid., p. 10), Pageau au lieu de Mongeau (ibid., p. 9), Lahaie et Fortier (ibid., p. 11) au lieu de LaHaye et Fortin.

À mon avis, on ne devrait pas lancer dans le public, dans le cadre d'Études d'impact qui se veulent sérieuses, des documents préliminaires, qui n'ont pas fait l'objet d'une revue critique et d'un contrôle de la qualité.

II- Les documents du MLCP.

La lettre des biologistes du MLCP, en date du 3 octobre 1990, constitue une critique qui peut sembler sévère à première vue. En ce qui me concerne, les critiques des biologistes du MLCP concernant la qualité générale du Rapport complémentaire du Consultant, ainsi que les imprécisions et erreurs d'interprétation sont pleinement justifiées: je suis d'accord avec la très grande majorité des remarques formulées dans cette lettre. On pourrait argumenter sur le fait que l'esturgeon soit considéré comme un spécialiste uniquement sur la base de son régime alimentaire. En fait, il peut se nourrir d'une gamme assez étendue d'invertébrés et même de vertébrés (poissons). C'est l'ensemble des exigences de l'esturgeon (profondeur, vitesse du courant, substrat, proies disponibles, etc.) qui font en sorte qu'on le retrouve confiné dans certains secteurs très précis et relativement restreints de nos

cours d'eau. Comme les biologistes du MLCP, je crois que le Rapport complémentaire du Consultant, en date de septembre 1990, n'aurait jamais dû être publié tel quel dans le cadre d'une étude d'impact sur l'environnement.

Le document des biologistes du MLCP intitulé "Avis du ministère du Loisir, de la Chasse et de la Pêche au sujet de l'acceptabilité environnementale du projet Soligaz", en date du 6 novembre 1990, refait le point sur la situation de l'esturgeon dans le couloir fluvial du Saint-Laurent. On y insiste sur deux aspects qui apparaissent extrêmement importants dans le contexte du présent débat: d'une part, l'abondance de l'esturgeon dans le secteur du couloir fluvial entre Montréal et l'Archipel du lac Saint-Pierre, et d'autre part, l'importance de ce secteur comme site de développement pour les esturgeons juvéniles. Les auteurs émettent ensuite l'opinion que la baie du Cap St-Michel "représente un des habitats du couloir fluvial qui jouent un rôle important dans le développement des groupements d'Esturgeons jaunes entre l'amont du lac Saint-Louis et l'aval du lac Saint-Pierre. La capture de spécimens de petite taille démontre le caractère exceptionnel de ce site comme habitat de l'Esturgeon jaune".

Essentiellement, je suis d'accord avec cette interprétation, en particulier sur le caractère exceptionnel de la capture de très jeunes esturgeons dans la partie profonde de la baie. Pour l'instant, l'interprétation la plus parcimonieuse des résultats du Consultant, bien qu'ils soient préliminaires, est que la baie du Cap St-Michel constitue un segment de l'habitat de l'esturgeon (en particulier de ses juvéniles) dans ce secteur du couloir fluvial. En ce qui a trait au statut de "site de concentration" ou au degré de fréquentation de la baie par l'esturgeon, on devra attendre un inventaire plus complet pour se prononcer. Quant à savoir s'il y aura perte d'habitat pour l'esturgeon en cas de réalisation du projet, ma réponse est oui. Il est probable que le secteur soit utilisé pour l'alimentation. Dans l'état actuel de nos connaissances, il est impossible de quantifier l'impact direct de cette perte d'habitat sur les populations d'esturgeons du couloir fluvial. Nous savons que l'espèce est très fragile dans le Saint-Laurent, suite à la perte de certaines frayères, à la surexploitation, au stress associé à la charge de substances toxiques, à des taux de mortalité naturelle très élevés pour une espèce à maturité sexuelle aussi tardive. Le cas du Bar rayé du Saint-Laurent démontre que le cumul de plusieurs impacts négatifs de cet ordre peut mener à une rupture de stock. Considérée dans cette optique, la position du MLCP réclamant d'examiner toutes les solutions alternatives pour éviter un autre empiètement sur l'habitat du poisson dans le couloir fluvial m'apparaît sage et responsable.

En terminant, vous me permettrez de souligner que les documents du MLCP sont irréprochables tant au niveau de la forme que du fond. La maîtrise de la littérature sur l'esturgeon et sur la problématique générale des modifications d'habitat du fleuve est excellente: les interprétations sont rigoureuses et pondérées.

Annexe 10

**Avis de Guy Morin sur l'évaluation du
degré d'inondabilité du site SGF à Varennes**

ANALYSE DU DOCUMENT

Evaluation du degré

d'inondabilité du site

SGF de Varennes

Préparé par

DIMENSION ENVIRONNEMENT / SNC

7 novembre 1990

Guy Morin

Professeur INRS-Eau

ANALYSE CRITIQUE

Le document a pour but de déterminer le niveau de la crue vingtenaire et centenaire du fleuve Saint-Laurent au site SGF près de Varennes où Soligaz désire implanter ses installations. Le document tente de démontrer que la cote de 8,86 mètres pour la crue vingtenaire, calculée à partir de l'étude de Lapointe faite en 1983, ne tient pas compte de l'abaissement des niveaux d'inondation des dernières années.

Le régime du fleuve Saint-Laurent au niveau de Montréal est illustré par deux graphiques montrant les niveaux moyens mensuels à Varennes et les débits moyens mensuels à la station Lasalle. Ces graphiques montrent le cycle annuel mais ne font pas ressortir les variations journalières. De plus, notons que pour établir les liens qui existent entre les niveaux et les débits, il est nécessaire d'utiliser une période concomitante, par exemple 1955-1988 et d'estimer les débits au site où sont mesurés les niveaux. Pour estimer les débits à Varennes il faut additionner aux débits de Lasalle les débits des rivières Des Prairies (043301), Des Mille-Iles (043201) et de l'Assomption (052219).

Le document rappelle la construction de réservoirs sur plusieurs affluents du Saint-Laurent en amont de Varennes, le dragage du fleuve et le dégagement du chenal pendant l'hiver à l'aide de brise-glaces, comme cause possible d'abaissement des inondations observées ces dernières années à Varennes. Il est difficile de prouver que les niveaux d'eau du fleuve ont réellement baissé à la suite de ces travaux et que les bas niveaux observés ne sont pas causés par de faibles débits. Par exemple, si on étudie les niveaux maximaux observés à Varennes, on voit que les niveaux de 1974 et 1976 sont élevés alors que les travaux cités précédemment sont terminés avant 1974.

Le document ne mentionne pas, que pour élever les niveaux d'eau minimaux dans le port de Montréal suite au dragage du chenal, des batardeaux ont été construits pour limiter l'écoulement et ainsi hausser les niveaux d'eau. Ces batardeaux ont probablement de l'influence sur les niveaux d'eau à Varennes et permettent de contester ou minimiser l'affirmation que les niveaux maximaux ont tendance à baisser.

7 novembre 1990

L'utilisation des niveaux d'eau mesurés à Varennes et à Verchères et l'emploi de la loi log Pearson III pour l'estimation des niveaux maximaux de récurrence 2 ans, 5 ans, 20 ans et 100 ans sont justifiés. L'ajustement de la loi de Pearson III ou toute autre loi à une série de données n'est valable que si l'échantillon est homogène. Dans l'étude présente il est nécessaire de distinguer les inondations provenant des débits seulement et les inondations causées par les embâcles tel qu'il a été fait. Par contre la justesse de diviser l'échantillon en trois sous-échantillons "de façon à refléter les variations dans le temps du régime du fleuve" peut être fortement critiquée. La division en trois sous-échantillons et l'ajustement d'une loi aux sous-échantillons ne posent pas de problème si le nombre d'observations de chaque sous-échantillon est important. La précision de l'ajustement d'une loi dépend de la taille de l'échantillon et dans la présente étude l'estimation des niveaux maximaux en utilisant la période 1980-1989 peut entraîner une estimation fautive. Aucune justification valable scientifiquement ne permet d'affirmer présentement, que la période 1980-1989 est plus représentative que la période 1970-1980 par exemple. Si on étudie les niveaux maximaux observés pour la période 1981-1989, on voit que pour les années 1981 et 1983 on a mesuré des niveaux supérieurs à 8 mètres (I.G.L.D.) alors que pour les années 1977 à 1980 les niveaux maximaux annuels ont varié de 7,18 à 7,73 mètres (I.G.L.D.).

AVIS SUR LES HYPOTHESES ET CONCLUSIONS

L'hypothèse, que les travaux exécutés sur le fleuve ou sur ses affluents ont eu pour conséquence de faire baisser les niveaux d'eau sur le fleuve, n'est pas démontrée par des études précises et est très contestable à mon avis. Par conséquent l'utilisation des périodes 1925-1959, 1960-1979 et 1980-1989 pour calculer les niveaux maximaux n'est pas justifiée. Si on considère que la précision des niveaux estimés, à l'aide d'une loi statistique pour différentes récurrences, dépend du nombre d'observations de l'échantillon utilisé et que les principaux travaux sur le Saint-Laurent et sur ses affluents en amont de Varennes ont été faits avant 1960, on peut à mon avis diviser l'échantillon 1925-1989 en deux sous-échantillons soit, de 1925 à 1959 et de 1960 à 1989 sans limiter trop le nombre d'observations de chaque sous-échantillon et en augmentant l'homogénéité de chacun.

7 novembre 1990

Si le nombre d'observations est suffisant, l'utilisation de la loi log Pearson III pour le calcul des niveaux maximaux à Varennes et Verchères pour différentes périodes de récurrence est valable et l'interpolation des valeurs trouvées à ces stations pour estimer les niveaux au site SGF peut être faite en fonction de la distance comme le consultant l'a fait parce qu'il n'y a pas d'affluent important entre Varennes et Verchères.

RECOMMANDATIONS

Compte tenu des remarques précédentes et des données disponibles, l'estimation des niveaux maximaux au site SGF peut être faite de l'une des façons suivantes:

EN UTILISANT LES NIVEAUX MESURÉS

- Ajustement de la loi log Pearson III aux niveaux d'eau maximaux observés à Varennes et Verchères **pour la période 1960 à 1989.**
- Interpolation en fonction de la distance entre le site SGF et les stations Varennes et Verchères pour estimer les niveaux maximaux au site SGF.

EN UTILISANT LES DEBITS

- Calcul du débit du fleuve Saint-Laurent à Varennes en cumulant les débits mesurés sur le fleuve Saint-Laurent à Lasalle (001003) et les débits des rivières Des Prairies (043301), Des Mille-Iles (043201) et de l'Assomption (052219). Ces débits cumulés sont disponibles sous le numéro de station 001908 pour la période 1955 à 1989.
- Etablir par régression la relation niveau-débit entre les débits et les niveaux d'eau observés à Varennes.

- Ajuster la loi log Pearson III aux débits maximaux journaliers annuels et trouver les débits maximaux pour différentes périodes de récurrence.
- A l'aide de la relation niveau-débit calculer les niveaux maximaux correspondant aux débits des différentes périodes de récurrence.

Si la relation niveau-débit n'est pas précise, cette méthode pour estimer les niveaux maximaux à partir des débits à Varennes peut être moins précise que la première méthode qui utilise directement les niveaux. Par contre si la relation niveau-débit est précise les niveaux estimés correspondront aux débits réels et non à des embâcles.



Guy Morin
Professeur
INRS-Eau

7 novembre 1990

7 novembre 1990

Annexe 11

**Avis de Paolo F. Ricci sur les deux études de
risque portant sur la sécurité des
installations du projet Soligaz à Varennes**

REPORT TO THE:
OFFICE OF PUBLIC HEARINGS ON THE ENVIRONMENT, PROVINCE OF
QUEBEC, CANADA.

ON

**A REVIEW OF TWO RISK ASSESSMENTS AND
COMMENTS ON THE SAFETY OF THE PROPOSED
SOLIGAZ FACILITY, VARENNES, QUEBEC**

Paolo F. Ricci, Ph.D., School of Public Health, UCLA,

February 18, 1991

The research conducted under this review has benefitted from contributions from T.L.Cox, Jr., Ph.D., and M. Bekken, MPH

TABLE OF CONTENTS

1.0 INTRODUCTION.....	2
1.1 Purpose of the Review.....	2
1.2 Caveat for this Review.....	2
1.3 Organization of the Review.....	3
2.0 SUMMARY OF THE GEOSTOCK REPORT.....	4
2.1 Basis of the Report.....	4
2.2 Discussion of Geostock's Approach.....	4
3.0 REVIEW OF THE CONCORD REPORT.....	9
3.1 Basis of the Concord Report.....	9
4.0 ADDITIONAL DISCUSSION: The envelope of risks.....	14
4.1 Geostock Report: Envelope of Events.....	14
4.1.1 Development of Cases (Scenarios).....	15
4.1.2 Principal Issues with the Geostock Report.....	16
4.1.3 Conclusions from the Review of the Geostock Report.....	18
4.2. Concord Report.....	18
4.2.1 Concord Report: Envelope of Events.....	19
4.2.2 Carrier-Related Spills Case (Scenario) Development.....	20
4.2.3 Land Facilities Scenario Development.....	21
4.2.4 Population Exposure and Meteorology.....	21
4.2.5 Comments on the Methods to Assess Risks.....	22
5.0 CONCLUSIONS FROM THIS REVIEW.....	23
6.0 REFERENCES.....	26
APPENDIX I.....	28
APPENDIX II.....	39

1.0 INTRODUCTION

The introduction of this Review presents the purpose of the Review, caveats to be considered and describes the organization of the Review.

1.1 Purpose of the Review

The purpose of this Review is to assess the adequacy of the risk assessment of the proposed LNG/LPG Soligaz facility at Varennes, near Montreal, in the province of Quebec, Canada. The review is limited to the Geostock Report and the Report by Concord Scientific Corp.

The main purposes of the Review are to:

- Establish whether the Reports by Concord and by Geostock are complete and whether there are significant gaps in the information they provide.
- Establish whether these two Reports conform to the state-of-the-art of technological risk assessment.
- Determine whether accident sequences (i.e., cases or scenarios) exist such that off-site consequences can occur and that were not taken into account.
- Determine whether additional work is required to more fully characterize risks.
- Establish whether or not additional recommendations should be directed to Soligaz for further risk assessments.

1.2 Caveat for this Review

- The comments developed in this Review have to be understood in the following context: the Geostock's Report -- according to the Geostock Report, page 4 -- is based on the Directive from the Ministry of the Environment, Province of Quebec. This Review does not attempt to establish the relationship between that Directive and the content of the Geostock Report, nor the relationship of any of the Reports to the Directives, Regulations, and other laws likely to exist and affect the two Reports as well as this Review.

- The references provided at the end of the main text of the Review are an initial effort to assist in developing some of the additional information requested.
- All translations from the French into English are approximate; all references written in the French language exclude accents.
- The two Reports are structured differently; this Review provides some parallel treatment of the issues developed in these Reports, but does not attempt to reconcile their headings or contents.

1.3 Organization of the Review

This Review is organized as follows: Section 2.0 Summary of the Geostock Report and initial comments; SECTION 3.0 Summary of the Concord Scientific Corp. Report and initial comments; Section 4.0 Additional Discussion: The envelope of risks, Section 5.0 Conclusions from this review, and Section 6.0 References.

2.0 SUMMARY OF THE GEOSTOCK REPORT

2.1 Basis of the Report

The Geostock Report has the objective of conducting a qualitative and quantitative risk assessment of certain facilities on the proposed Soligaz site. The salient facilities are the underground storage caverns, and the associated above-ground structures to receive, store, and ship liquified gas. The Geostock analysis excludes the transport of these products via the St. Lawrence river.

The Report is asserted to be based on an accepted approach to determine industrial risks in France. Briefly, the approach, as applied to the Soligaz site, consists of the following major components, or Blocks:

Technical Block: This Block consists of a discussion of the technical and engineering characteristics of the underground caverns to store the LNG/LPG, the methods for receiving LNG/LPG, the methods for supplying gas after storage, as well as the procedures adopted for assuring safety of operations.

Risk Block: This Block determines the qualitative and quantitative aspects of the hazards, probabilities, and consequences associated with fires from a release of stored or transported liquified gas, under initially high pressure. It includes the development of cases in which accidents can occur. Risk, R, is defined to be equal to the union of the two elements of the couplet (Probability, Gravity), which equals R. The acceptability of risk is determined through the couplet (probability, gravity), determined for the cases chosen for analysis, and compared to an established set of acceptable values.

Natural Events Block: This Block consists of determining what effects natural hazards can have on the supply, storage, and on-site distribution of LNG/LPG gas.

2.2 Discussion of Geostock's Approach

The risk assessment conducted by Geostock can be characterized as semiquantitative because the analyses do not include formal use of fault-trees, event-trees, and probabilistic methods such as hazard functions. Rather, the assessment adopts a number of "probability intervals" and levels of impact from each case, and classifies these into a matrix. From

this matrix (a six by six matrix), six couplets can be selected for further analysis because these couplets correspond to unacceptable risks. This approach, which is equivalent to a "screening level" analysis, corresponds to other screening approaches adopted in the USA, and provides a practical method for selecting cases for more detailed assessments. A principal difference between some of the model-based approaches and the Geostock method is that Geostock emphasizes gravity over probability.

The Geostock approach -- as Geostock recognizes -- emphasizes professional judgement. This approach is somewhat less common in some countries where screening analyses consist of quantitative assessments based on simple models and explicit conservative approximations; technical judgement is always important and plays a central role in any risk assessment. An advantage of using simple models is that the assumptions can be more readily assessed, and that sensitivity analysis can identify couplets that the semiquantitative method may miss. The matrix approach adopted by Geostock is somewhat rigid in that it forces a couplet into one of 36 cells. The advantage is that it avoids fuzzy boundaries.

The Geostock Report provides details of its inputs and methods in several Appendices. These Appendices are sufficient to develop a review of the approach. However, it is surprising that there are no references to the open literature and references to the validations conducted by the various authorities mentioned by Geostock, e.g., Denmark, Italy, the U.K. and so on. Thus, the Reviewer is forced into either accepting the methodology, as given, and study it intrinsically, or reject the entire approach because of lack of references. The former choice is preferable, simply because the methodology provides a first approximation and is used to define scenarios of concern and for further study.

This Review focusses on risk assessment. Thus, the technical and engineering information provided by Geostock are discussed for the sole purpose of determining the effect of inclusion and exclusions on the soundness of the risk assessment.

The discussion that follows provides a summary Review of the principal areas of the Geostock Report for the purpose of risk assessment. Further comments are provided in the section titled Additional Discussions: The envelope of risks.

Description of Underground Storage Facilities

This section is clear and accurate; it provides descriptions of the geology, groundwater flows, hydrostatic pressure, and other pertinent parameters to formulate an opinion on such parameters a permeability of those facilities. Geostock has done a thorough and professional job. The information provided about the pipe system between the underground storage cavities and the surface facilities is very well described.

Description of Surface Equipment and Operating Characteristics

Geostock has described the elements of the systems and equipment for introducing gas into the caverns, and the technical and operating characteristics of equipment (e.g., separators, heaters, refrigerating units, and other) on the surface. This section also describes the docking system and the system for unloading the LNG/LPG, the operating characteristics, and the transferring system for storage in the relevant caverns, by type of product. The delivery of these gases to trucks and to railroad cars is also described, as is the appurtenant equipment (e.g., pumps and so on). The systems discussed range from temporary storage to the treatment system for the water extracted from the caverns. The operating characteristics include temperature and pressure; information is also provided on the type of material used.

Risk Assessment: Cases, Gravity and Probability

Geostock has adopted a risk assessment method that include qualitative and quantitative components. Its "classification" of adverse events is based on the NORMAL CONDITION OF USE. Rather than defining this condition, Geostock has opted to develop a number of cases and outcomes. By not defining normal events it has failed to define or consider ABNORMAL CONDITIONS, resulting in ambiguity.

The qualitative risk assessment describes the details of nine types of events likely to result in risks, and the associated sources of danger or hazards. The levels of risk depend on the selected event and on the occurrence of other, subsequent events: the rupture of a joint, the resulting release high pressure gas, and the contact of that amount of gas with a live flame. The risk associated with an events are greater, the higher the contribution from the subsequent event.

The choice of events results from the experience and judgment of Geostock and include proximity to fence-line and to live flame, as well as

the volumes of gaseous releases. The initiating events include corrosion, ruptures, blockages, disconnected joints, fissures, unexpected openings, and selected combinations of these events resulting in specific accident case. Geostock has identified 16 of these cases. Case Number 11 is described as a:

"Fissure occurring in a tank-truck at the loading dock, from faulty weld, and resulting in the full discharge of 60 cubic meters of gas in the liquid phase." (Geostock Report, at 27)

The quantitative aspect of the initiating events associated with those cases include: a) 1 cm. squared corrosion crack, b) the formation of a cylindrical jet 1.5 cm. thick, and several other descriptions. (Geostock Report, at 28) These descriptions also include the type of equipment where the corrosion crack occurs. Thus, the corrosion fissure for a tank-truck has an area of 10 cm. squared from which liquid propane can be spilled. Since the entire content of the tank is spilled rapidly, the duration of the spill is not included. The choice of initiating events includes the continuous and intermittent releases of either gas or fluid LNG/LPG, resulting from areal, line, or point sources at different height, pressure, and with different thermodynamic characteristics. Geostock determines the "gravity" of an event from these considerations. The gravity of any gaseous or liquid discharge is determined on the basis of mass release rate, potential energy, critical plume dimensions, evaporation rate, lethal risk, and other considerations such as the potential for an unconfined vapor cloud explosion. (Geostock Report, at 30,31)

The method for determining the probabilities, shown in Appendix 3, is judgmental. The various Tables in this Appendix do not show probabilities, rather they contain descriptions of ordered events, on an ordinal scale. Those rank-ordered outcomes are compared to a pre-determined scale of "levels of probability" which consist of qualitative descriptions of ranges. The "probability levels" are determined on the basis of several parameters that describe the physical state of a system, and other semiquantitative parameters that describe the operation of that system, in terms of the potential for risky conditions. These conditions can arise from the use of facilities on the site, from either operating errors, and from other events that affect equipment.

The quantitative assessment consists of establishing a level of gravity and a level of probability according to a method that has been accepted "in principle" by the French Ministry of the Environment, and deemed to be "satisfactory" by the General Directorate of Civil Safety of the Province

of Quebec. (Geostock Report, at 28)

Conclusions

Geostock has concluded that the risks associated with the proposed Soligaz facility are "satisfactory." This review does not fully concur and raises objections that should be answered before concurrence. The principal objection raised in this review are developed in the section titled Additional Discussion: The envelope of risks.

Geostock's methods and results are acceptable for the stated purpose of identifying areas of concern and for further study. More complete methods can be used to determine the potential risks associated with the storage of LNG/LPG products at the Soligaz site. The experience of Geostock is an important and crucial element of their risk assessment. But it is not a substitute for a cogent discussion that their method is optimal relative to other model-based approaches. Although the stated acceptance of the approach developed by Geostock by various agencies is a positive fact that lessens the requirement that any method of study be subject to public scrutiny in the open literature, nevertheless a literature review is necessary. Whether Geostock has submitted their work for publication in peer reviewed journals is not evident since its Report -- as made available for this Review -- does not provide a single reference . Moreover, Geostock should determine whether the methods of reliability analysis, if used, would alter their conclusions.

The results obtained by Geostock suppose NORMAL operations. Geostock should also determine if ABNORMAL events -- properly and exhaustively determined (in particular events that exceed their hypotheses) -- would change its conclusion.

3.0 REVIEW OF THE CONCORD REPORT

3.1 Basis of the Concord Report

The purpose of the Report developed by Concord Scientific Corporation (Concord Report) is to study the public risks associated with the marine transport of liquified gas, including the docking facilities associated with such transport. (Concord Report, at 1-1) The stated concern is thermal radiation and fire; the adverse health end-point is acute fatalities only. (Concord Report, at 2-10)

The approach developed by Concord establishes mathematical definitions of risk, adopts models to describe heavy gas diffusion-dispersion and the initiation of fires, uses other models, including an exposure-response function. Concord applies those models to determine the public risks from several scenarios potentially associated with the operation of the Soligaz docking facility, and the marine transport of liquified gasses via ship carriers.

The Review of the risk assessment prepared by Concord consists of this section, and two Appendices that deal with technical issues raised by reading the Risk Assessment, and with burns and associated exposure-response functions.

The review of the Report prepared by Concord is more detailed than the review of the Geostock Report because Concord has developed quantitative estimates of public risks and provides appropriate references to its risk assessment.

The following summarizes the principal areas of the Concord Report findings developed in this Review. Additional comments are provided in the section called Additional Discussion: The envelope of risks.

Public Safety/Public Risk Considerations

This section develops the elements necessary to define and quantify risks; in general, it is well organized and easy to follow. However, it contains some inaccuracies that are discussed in the first Appendix of this Review. For instance, rather than frequency or probability (depending on the basis of choice for either one or the other) the appropriate measure should be the "conditional joint distributions" of the occurrence of undesirable events.(Concord Report, at 2-3). The joint frequency measure is considered elsewhere in the Report,

for example in the analysis of an accident during transit and a collision. (see, e.g., Concord Report, at 4-13, ff)

The definition of risk , frequency times consequence, (Concord Report, at 2-4) is questionable. It has been criticized because its use masks: a) the magnitude of the consequence, b) the variability about the information, and c) subtly, it is a normative measure in that it implies that the user is risk neutral.

The Concord Report characterizes risks using what it calls "reasonably well established engineering techniques." (Concord Report, at 2-10) These techniques apparently include the use of fault trees, event-trees, and other standard techniques from reliability analysis to identify and assess risks. There are, however, no references to the direct use of these methods.

The modeling, by diffusion- dispersion, of the airborne transport of released LNG/LPG conforms with the state-of-the-art of risk assessment methods as applied to dense cloud transport. The assumption that the fire hazard from flashes (50% of the lower limit of flammability of propane) also is reasonable and protective of public health. The thermal radiation model is recent and appropriate; however, the analysis should probably include secondary fires, or at least provide the rationale of why these fires apparently have not been taken into consideration.

The probit analysis, the exposure-response relationship for the adverse health outcomes associated with fire is appropriate and consistent with the literature studied and reported in this Review, in the second Appendix.

The representation and calculation of societal risk is appropriate but does not include measures of variability or uncertainty. It is appropriate, and consistent with risk analysis, to provide and apply such measure to the entirety of these results.

Description of Soligaz Facilities, LPG Carriers, and Study Area Characteristics

This part of the Concord Report provides the technical data for performing the risk assessment of the transport of LNG/LPG by marine carriers and its unloading. The descriptions range from the structural aspects of the LNG/LPG carriers, to ship collision data, to

meteorology, and includes river sector lengths and time-to-transit. This part of the Report also provides population data, and the geographic location of the populations likely to be at risk.

This part of the Concord Report is intrinsically complete, internally consistent, and provides a good summary of the context for the risk assessment discussed in the next parts of the Report. The probability of extreme weather conditions, and its effect on the transport of heavy gas clouds, requires further comment to elucidate the potential effect on populations that may be at risk.

Risk Assessment

The risk assessment is carefully done and reflects the principles of probabilistic risk assessment. It is, however, limited. For example, the analyses developed in this section of the Concord Report are apparently based on a carrier capacity of 30,000 cubic meters. This capacity is less than the expected 80,000 cubic meters, discussed in some of the SOLIGAZ reports, and requires reconciliation. It is not clear why the lack of historical statistics for the 80,000 cubic meters carrier would prevent a risk assessment from being performed. (Concord Report, at 4-9) Simulation, including stochastic analysis, can be used to at least bound the uncertainty about the potential risks associated with accidents involving this type of LNG/LPG carrier.

The accident scenarios used by Concord were apparently agreed to by TERMPOL; it is not clear what powers this agency has, whether it is a public agency, and the rationale for the scenarios. (Concord Report, at 4-1)

Hazard Identification

This section of the Concord Report examines the causes of spills from the LNG/LPG carriers, while these carriers are in transit in the waterways of the St. Lawrence river. The discussion is sufficient; however, the implicit assumption that the speed of the LNG/LPG carriers, other large ships, and that of other lesser ships (e.g., ferries) is as described is questionable because it seems not to admit human errors, nor the joint action of human error and severe weather conditions, or other conditions that may arise and lead to a high-angle-of-attack collisions. The asserted result that the penetration and rupture of the tank is credible is not fully

discussed. Fortunately, the risk assessment includes the scenario of a high angle of impact collision.

Other events that can lead to spills are also discussed and include on-board explosions, fires, mechanical failures, and so on. (Concord Report, at 4-4) Although the discussion is terse, the possible scenarios seem to be representative. What requires additional discussion is why the reliance on anecdotal information from one individual alone should be sufficient for the part of the risk assessment that relies on such information.

The spills from the docking area is assumed to consist of a 100 cubic meters, instantaneously spilled. This is not well documented and there are no references either to support this statement or to bound the uncertainty in this assumption. Nevertheless, since a much larger spill is also considered -- but of longer duration -- this issue may not be critical to the overall results.

The choice of hazardous events is not shown to be conservative nor to represent all hazards; it consists of an assertion that this is the case. Even though the choice is rational and realistic, the treatment of extreme events is not complete and requires additional elucidation.

Frequency Assessment

The LNG/LPG carrier spill frequencies, (Concord Report, at 4-8), required to study the risks associated with marine transport to Varennes, are derived from historical accident statistics from worldwide carrier data. Although this data is certainly valuable, it may not apply to the particular study in that the causal factors that lead to accidents may have different basis. The Concord Report should include a discussion of the problems inherent to using the worldwide data insofar as they affect the assessment of the Soligaz project.

The discussion of the frequency of occurrence of release scenarios and hazard events is clear and sufficient for the stated objectives of the Report. The fundamental issue of delayed effects, and effects due to smoke remain to be clarified.

Consequence Assessment

The analyses included in this section are plausible -- they depend on the previous assumptions and models described both in the main section of the Concord Report and in the Appendices included there. The comparisons of the final results -- using the complement of the cumulative frequency distribution -- is acceptable and clearly puts the results into perspective. However, the uncertainty about the risk profiles developed by Concord should be shown and compared to the uncertainty in the other risk profiles.

Conclusions

The Concord Report is acceptable. However, it does not attempt to be a complete treatment -- perhaps because of the limitation of the tasks required for Concord to accomplish and possible accord with regulatory requirements -- of the potential risks associated with the aspects of the Soligaz facility studied by Concord. Moreover, the Report is uncritical of the issues of the measures of risk adopted in the analysis.

The risk assessment itself is satisfactory. It requires, however, additional description of the uncertainty affecting the data and the models used in the assessment of its two areas of concern. It also requires that Concord develop the uncertainty about the complement of the frequency distributions, and the risk isopleths it has developed.

A more problematic issue is the use of a single health end-point -- prompt fatalities. Concord must address the question of whether the low risks it has calculated would increase if delayed deaths, injuries, and the effect of smoke inhalation were taken into account.

4.0 ADDITIONAL DISCUSSION: The envelope of risks

This section of the Review provides additional comments on the Geostock and the Concord Reports in terms of their inclusions and exclusions insofar as risk assessment is concerned. The risks determined by Geostock and by Concord are concerned with the following systems:

1. Geotechnical characteristics of the underground reservoirs -- Geostock Report.
2. Hydrogeologic characteristics of the reservoirs -- Geostock Report.
3. Wellheads -- Geostock Report.
4. Piping, by location, and their characteristics -- Geostock Report.
5. Surface facilities for receiving, temporary storage, and shipping propane, butane and LNG for: marine carriers, trucks, railroad cars, and pipeline -- Geostock Report.
6. Water treatment systems -- Geostock Report.
7. Marine transport of LPGs via carriers, including only port operations related to the unloading of these products to the terminal facilities on the Soligaz site-- Concord Report.

4.1 Geostock Report: Envelope of Events

The Geostock Report -- specialized to the land-based facilities of Soligaz -- has assessed spills and other releases of gasses resulting from the following classes of events:

1. Piping and equipment corrosion,
2. Valve-related failures,
3. Joint-related failures,
4. Overpressures,

5. Various accidents sequences, e.g., at the wellhead and other surface installations,
6. Separation of a carrier ship from its unloading device, and
7. Natural events such as lightning, static electricity, floods, wind, ice, and earthquakes.

Generally, the treatment of these natural events conforms to the state-of-the-art of practical risk assessments. Seismic risk is cursorily discussed. Although it appears that Geostock has studied seismic risk, it is not clear what are the factors of safety for critical facilities at the Soligaz site, following a "magnitude" 6 and 7 earthquake. If and how this was done by the Engineering Decision Analysis Co., and by the Societe Geodynamique et Structure, their reports should be included in an Appendix. In general terms, the duration and intensity of an earthquake should be assessed, and not just the magnitude. The response of structures should be analyzed to establish response behavior under peak ground acceleration, and account for such components as spectral content. The appropriate probabilistic considerations should be discussed in some detail. Geostock should also clarify why the historical record determines the design basis earthquake, provide information on the regulatory requirements for any such design basis, and comment on whether the design basis is sufficient for the Soligaz facility. The issue that should be discussed, is the joint occurrence of a design basis earthquake and other adverse events, such as unloading gas.

The information on wind velocities should include both rotational and translational speeds, as well as the difference in pressure in the vortex. More importantly, Geostock should discuss the effect of flying projectiles carried by the strong winds it considers in their Report.

4.1.1 Development of Cases (Scenarios)

Sixteen cases were developed from those classes of events so that a quantitative risk analysis could be performed. The 16 cases represent the principal risks associated with the development of the Soligaz facility. (Geostock Report, at 32)

Although these choices are reasonable, they are not discussed in terms of the probability of other events resulting in larger -- but

less probable -- outcomes. Even if the magnitude of a particular release is not changed, it is nevertheless important to have a full discussion of the events considered to avoid choices that seem arbitrary. For example, why is the effect of corrosion limited to a 1 cm. squared fissure? Although there are answers to these questions, such as "experience shows that a larger fissure is unlikely," or that "the fissure is associated with a more powerful release," completeness requires a more extensive assessment.

The "levels of severity" developed by Geostock bound some of the events and are generally conservative. What is not clear, however, is the amount of conservatism inherent to the hypotheses formulated by Geostock since the hypotheses are given without full discussion. Thus, for example, as some cases include operator intervention to stop gaseous releases, the effect of human error on these hypotheses is not explicit.

4.1.2 Principal Issues with the Geostock Report

This Section of the Review addresses in more details the issues raised in reading the Geostock Report.

Incomplete Envelope of Risks

The principal technical issue with the Geostock Report is that it does not seem to meet the entirety of the requirements of Chapter 5, Directive of the Ministry of the Environment which, according to the citation provided by Geostock, requires that the developer should identify and evaluate the risks associated with the operations of unloading and stockage of liquified natural gas. (Geostock Report, at 4) This requirement does not appear to limit the risk assessment to routine operations, or to operations that may be non-routine but are less than catastrophic in terms of probable outcome. Yet, the assessment of risks conducted by Geostock is limited to normal use during operations. (Geostock Report, at 25)

Although Geostock has correctly chosen a number of scenarios, each of which includes low probability events as well as conservative assumptions, other -- less probable -- events could be hypothesized. Specifically, the events developed by Geostock do not exclude a priori scenarios which may not have been experienced by Geostock, but that nevertheless can be hypothesized and analyzed through the methods of risk assessment to determine whether they

are de minimis or not.

This is not to say that completely random and extremely rare events, such as meteorite strikes, necessarily should be taken into consideration to develop the envelope of risks from the Soligaz facility. The issue is that the cases developed by Geostock may be self-limiting, although realistic and conservative. It is incumbent on Geostock to show whether other cases should be considered, and that the outcomes from those omitted cases are unlikely and thus should be excluded from further consideration.

There is no rationale given for the choices made, other than Geostock's own experience. However competent Geostock may be, it is not omniscient. The aura of infallibility taken in their Report is inappropriate and counterproductive. It is inappropriate because human lives can be lost; it is counterproductive because risk assessment primary objective is to help dealing with the unexpected. Geostock's approach both minimizes the contribution that risk assessment makes properly to bound the danger of the Soligaz facility, and introduces limitations to their risk assessment. There should be a detailed discussion -- including reference to the literature -- to justify the analysis and to explain the choices made by Geostock.

Acceptability of the Method to Assess Risks

The Geostock Report states the acceptance of the methods by entities such as the French Ministry of Industry and the Ministry of the Environment. Acceptance of a method by a foreign jurisdiction is not technically relevant for the purpose of a risk assessment made for the Province of Quebec. What matters is the legislation and regulation existing in the Province of Quebec, as well as the technical requirements of risk assessment. If the Province opts to accept the methods used in France, it should say so and the methods can be used in performing risk assessment. Generally, however, the methods must also be accepted by technical bodies that are neutral. As an example, several methods for performing risk assessments have been adopted by federal and state agencies in the United States; the adoption is generally in the form of guidelines. Those methods are used; but when they are shown to be insufficient, more exact methods must be adopted by the proponents of the technology.

Geostock concludes that their risk analysis shows that the extent of

the danger is limited to the areas of "stockage"-- on site -- and that the plume will not catch fire. (Geostock Report, at 39) Thus, all risk studied are within acceptable levels, by virtue of the safety measures and controls that provide safety "without risk to the environment." (Geostock Report, at 40)

4.1.3 Conclusions from the Review of the Geostock Report

The Geostock Report is incomplete. Its principal deficiencies are that it is uncritical of its own methodology and that it excludes the study of potential events such as human errors and joint events.

So far as the narrow focus of its Task, the Report is satisfactory, especially since it was directed to the feasibility of the Soligaz facility. Thus, the deficiencies discussed in this Review are exactly what they are called -- NOT ERRORS. These deficiencies are not synonymous with FAULTS or ERRORS, for the simple reason that Geostock's Task was limited to selected aspects of the envelope of risks. This fact is explicit in the Geostock Report.

Nevertheless, the issues raised in this Review should be answered so the the Geostock Report provides a more exhaustive treatment of the risks. Finally, the role of uncertainty must be addressed and must be related to the matrix of probability and gravity developed in the Report.

4.2. Concord Report

The areal extent of the risk assessment conducted by Concord covers the narrower part of the St. Lawrence river, from Montreal to above Sept Iles. The focus is on public adverse effects that can result from accidents to the gas carriers on that section of the St. Lawrence river and include the Soligaz port terminal near Varennes.

The Concord assessment discusses the types of LPG carriers likely to be transporting liquified gasses. Thus, the Report separates the transport of methane from the other gasses by LPG and LG carriers, respectively, recognizing that LPG carriers can carry LNG.

The historical data for cargo spills from LNG carriers, approximately 11 years, serve as part of the basis for developing the spill scenarios, although these data do not provide information on quantity released nor the rates of release. More importantly, the

data base does not allow to determine the conditions under which a cargo spill can occur. (Concord Report, at 4-3)

The risks from collisions at high angle-of-attack, resulting in spills on the St. Lawrence river nearby populated centers, were determined from discussions with Capt. Iskandar of Liquidtransport. (Concord Report, at 4-3) This information is not sufficient because it is not clear how this information was validated. Interviews with Coast-Guard officers and other experts should also be provided. This is an important issue because the spills from collisions can be catastrophic.

4.2.1 Concord Report: Envelope of Events

The accidental release of gasses include those spills that result from:

1. Cargo handling activities on board of LPG carrier,
2. Other on-board events,
3. Collisions between large ships at high angle-of-attack and at a relatively high speed (greater than 5.0 knots),
4. Collisions with ferries, tugboats and the like, at low speed,
5. Collision resulting from an initial critical collision with a small vessel, resulting in loss of control, leading to a second collision, at a high angle of attack, with a large ship, at high speed, and
6. Port and transfer facilities.

These events can result in the release of gasses that can produce outcomes such as: semi- unconfined vapor cloud explosion, flash fire, pool fire, and boiling liquid, expanding vapor explosion. These adverse outcomes depend on the physical and chemical conditions present when gas is released. The Concord Report focusses on the flash fire and pool fire; other fires and explosions are not discussed because they do not appear to be "credible." Credibility is in the eye of the beholder: more discussion of why Concord believes that other adverse events are not credible is required.

The releases are developed from models and equations that --

according to the citations -- have not appeared in peer-reviewed journals. The methods used by Concord are provided in their Report: they seem appropriate, but their assumptions are not sufficiently discussed.

4.2.2 Carrier-Related Spills: Case (Scenario) Development

The on-board accidental events that can lead to spills were in part developed from discussions with two experts. Apparently, the worst release associated with those on-board events would be the rapid release of 10 m³ of gas which -- because of safety devices -- is assumed not to injure the public. (Concord Report, at 4-4) This scenario, and the use of butane for pool fires and propane for flash fires is reasonable but should include a discussion of the probability of a larger release which is undetected by the on-board safety systems.

Concord develops a scenario in which " the longitudinal bulkhead in the cargo tank remains intact and therefore only 10,000 m³ spills through the hole at the side of the LPG carrier." (Concord Report, at 3-8) The tank holds 20,000 m³. Although the design of the carriers is aimed at preventing the release of the gas, the possibility of rapid release from a single -- 20,000 m³ -- tank is neither fanciful nor impossible. The scenario of a spill resulting from collision, developed by Concord, involves a loss of rudder control which exposes the LG carrier to a high angle-of-attack impact from another ship. The spill would empty one-half of the tank in three minutes. Additionally, the remaining 10,000 cubic meters would be spilled in 5 hours, under the assumption that the bulkhead valve were inadvertently open. (Concord Report, at 4-4) This scenario improves the 10,000 cubic meters release, but leaves open the question of the assumption that the bulkhead remains intact. The probability that the bulkhead remains intact is not determined; the scenario of even a larger spill than the 20,000 m³ assumed is not discussed, but should be.

It is not evident why the grounding of a carrier on a continuous shore is "very improbable;" nor what "very improbable" means in the context of quantitative risk assessment. (Concord Report, 3-10). The rationale given is that the carrier speeds are likely not to create problems, without further discussion and analysis. This assumption inappropriately curtails the role of probabilistic risk

assessment. The scenario of a collision at higher than expected speed with an on-shore release should be analyzed -- so long as it is probable -- to make explicit its probabilities and the magnitude of the consequences. Only then the results can be compared with the frequencies, developed by Concord, to establish if this scenario is to be considered further.

4.2.3 Land Facilities: Scenario Development

The development of scenarios for the risk assessment performed by Concord excludes "... facilities beyond the transfer system..." (Concord Report, at 4-5) The assessment of the scenario leads to the choice of an instantaneous 100 m³ release that results from the failure of the transfer system. This release is said to be a "customary" assumption; but there is no reference to support this. The joint failure of the ESD and the loading arm results in a scenario in which 633 m³ are spilled in 20 minutes, of which 100 m³ are determined from the failure of the transfer system. Concord rightly states that the overall contribution to risk of this scenario is minor. Thus, the 100 m³ assumption may not be important. Nevertheless, the magnitude of the release and the duration of the release depend on the ground personnel response. It would be useful to establish under what conditions the assumed reaction time is exceeded, and the associated consequences.

4.2.4 Population Exposure and Meteorology

Population exposure assessment should reflect the topography of the area and not only the magnitude of the population. Thus, for instance, it is important to know ground elevations, as well as population density and size. The effect of considering topography changes the overall risks for both fatalities and injuries.

The rationale for choosing three representative locations is not sufficiently detailed to decide if these three locations are truly representative of the affected populations in the total area of study.

The weather parameters, such as wind speed, direction, height, and so on, seem to neglect abnormal conditions. It is in principle important to determine quantitatively the effect of strong winds on the transport of a cloud of heavy gas. This information can be related to the location of the populations at risk, as a function of their distance from the accidental release and ground elevation, at

least to bound the effect of severe weather.

4.2.5 Comments on the Methods to Assess Risks

The bounding of the risks clearly shows that the 20,000 m³ release is much more significant than any other release. Thus, the crucial issue is the reasonableness of this assumption. This issue requires additional clarification. Aside from this clarification, it appears that the Concord Report provides reasonable estimates of public risks from the adverse events considered: namely, the two types of fires.

5.0 CONCLUSIONS FROM THIS REVIEW

The Reports by Geostock and by Concord -- with different and limited objectives and tasks -- have assessed the risks associated with several important aspects of the proposed Soligaz facility. Both Reports have followed established risk methods but have used different techniques. All the conclusions developed in this Review must be tempered by recognizing that each Report asserts to have met the appropriate regulatory requirements. This Review accepts these assertions as a given.

These two Reports examine routine and non-routine -- but commonplace-- events and risks associated with the Soligaz facility and the risks associated with the marine transport and discharge of liquified gas. The occurrence of natural phenomena likely to affect the facilities at the proposed Varennes site and the shipping of liquified gases have also been assessed. These risk assessments have used practical, state-of-the-art, risk assessment methods, and have considered cases and scenarios that are plausible under normal operating conditions. The results provide fundamental information to assess the overall potential impact of the proposed Soligaz facility. To the extent to which this was done, it was done professionally.

The results from this Review suggest that the risks associated with routine and non-routine -- but NORMAL -- operations of the proposed Soligaz site have been characterized SUFFICIENTLY. Both reports assume that the facilities and the associated sub-systems are brand new -- for the duration of the economic life of the Soligaz site. This implicit assumption should be made explicit and discussed in terms of the effect of aging on critical structures and subsystems. If scheduled maintenance mitigates aging of structure and other systems, this should be discussed.

Both Reports are acceptable but, in different ways and at different levels of detail, each requires further clarifications. The information provided is necessary -- but not sufficient -- to characterize the total potential impact of the Soligaz facility. The effect of uncertainty on the choice of models, the statistical treatment of the variability of the data, and the choice of the risk methods require further discussion. Similarly, there is no explicit discussion of the completeness of the cases chosen for risk assessment.

It is suggested that the following general points should be discussed and clarified:

1. The potential for events that -- although characterizable by finite probabilities -- have been excluded as unlikely, thus resulting in a limited number of cases for which probability and severity have been calculated,
2. The effects on the environment, other than those directly associated with fire, that result from the principal adverse outcomes discussed in these two Reports and from additional cases.

To conclude, the major issues that **MUST BE ADDRESSED** before the risk assessments developed by the two companies (Geostock and Concord) is acceptable center on the development of additional information **ESSENTIAL** to establish the risks associated with the proposed Soligaz site and the marine transport of liquified gasses. These issue are the:

- Description, assessment, and rationale for either retaining or rejecting **ABNORMAL** events, subevents, and the associated probabilities and consequences. (Geostock)
- Discussion of **ALTERNATIVE METHODS** for assessing these risks, and rationale for their retention or rejection. (Geostock)
- Discussion of the methodology used to show precisely **HOW** and **WHY** it is preferable to other risk assessment methods. (Geostock)
- Discussion, inclusion, and assessment of such adverse health effects as: **DIRECT AND INDIRECT TOXIC EFFECTS FROM SMOKE** resulting from fire and explosions, and **INJURIES** from fires and explosions, **INCLUDING SECONDARY ONES**. (Concord)
- Assessment and description of the **UNCERTAINTY** in the risk estimates, **INCLUDING THE IDENTIFICATION OF DEPENDENT EVENTS, IF ANY**. The uncertainty about the risk profiles (i.e., the complement of the cumulative distribution of frequency versus magnitude of the consequences, for each event) and the risk isopleth should be shown. (Geostock and Concord)

- Description and assessment of HUMAN ERRORS-- and the probability of human errors -- including the possibility of VOLUNTARY adverse actions by either employees or strangers. (Geostock and Concord)
- Description and assessment of COMMON MODE failures, such as the rupture of a pipe and its effect on the performance of a SEEMINGLY UNRELATED but vital system. (Geostock and Concord)
- Description and assessment of REACTION PRODUCTS resulting from fires. (Concord)
- Description and assessment of the potential TOXIC effects on FACILITY OPERATORS and the consequences on public risk. (Geostock)
- Identification and description of PARTICULARLY VULNERABLE targets, including critical facilities and particularly sensitive populations. (Concord)
- Discussion of seismic design basis criteria including dependencies among events. (Geostock)
- Discussion of the effect of projectiles borne by the strong winds considered in their Report. (Geostock)
- Discussion of the probability of AIRCRAFT CRASHES on critical facilities and on the carrier ship. (Geostock and Concord)
- Clarify the method for developing "probability levels," whether experts provided judgmental probabilities, and the means used to encode any expert opinion.

It is not possible to establish the changes on the estimate risks from the inclusion of these issues without further, in-depth analysis of new cases and probabilistic analysis of both projects at the same time .

6.0 REFERENCES

- Ricci, P.F., Sagan, L., and Whipple, C., Technological Risk Assessment, NATO Advanced Study Institute, M. Nijhoff Publisher, The Hague, 1984.
- Barlow, R.E. and Lambert, H.E., The Effects of US Coast Guard Rules in Reducing Ship Collisions in Boston Harbor, Tera Corp., Berkeley, CA, 1979.
- US Nuclear Regulatory Commission, Scenario Development and Evaluation Related to Risks Assessment of High Level Radioactive Wastes Repository, NUREG/CR-1608, 1980.
- Ibid., PRA Procedures Guide, NUREG/CR-2300, 1981.
- US DOE, An Assessment of the Risk of Transporting Liquid Chlorine by Rail, PNL-3376, TTC-0114, 1980.
- Ibid., An Assessment of the Risk of Transporting Gasoline by Truck, PNL-2133, UC-71, 1978.
- Havens, J. N., Predictability of LNG Vapor Dispersion for Catastrophic Spills on Water, Univ. of Arkansas, AD-525, 1977.
- Kafka, P. and Adrian, H., "Reliability of Large Technological Systems," in: Proceedings of ICOSSAR 1989, ASCE, 1990.
- Wreathall, J., et al., The Development and Evaluation of Programmatic Performance Indicators Associated with Maintenance at Nuclear Power Plants, NUREG/CR-5568, 1990.
- Moseleh, A., et al., Procedures for Treating Common Cause Failures in Safety and Reliability Studies, NUREG/CR-4780, 1988.
- UK Health and Safety Executive, A Guide to the Control of Major Industrial Hazard Regulation, London, 1989.
- Ibid., Risk Criteria for Land-Use Planning in the Vicinity of Major Industrial Hazards, London, 1989.
- Swain, A. D. and Guttman, H.E., Handbook of Human Reliability Analysis

- with Emphasis on Nuclear Plant Applications, NUREG/CR-1278, 1983.
- Dougherty, E. "Human Reliability Analysis - Where shouldst thou turn?" Reliability Engineering and Safety Systems, 29 (3), 1990.
- Electric Power Research Institute, A Methodology for Assessment of Nuclear Power Plants Seismic Margins, EPRI NP-6041, 1988.
- TNO, LPG: A Study, Main Report, Ministry of Housing-Physical Planning, Holland, 1983.
- Dir. des Transp.Terr., Accidents et Incidents Concernant le Transport par Voie Routiere et Ferroviaire des Mattieres Dangereuses, 1984 to 1988, Paris, France.
- Lombard, J. et al., L'integration du Risque Lie au Transport et au Stockage des Produits Chimiques dans la Pianification Urbaine: L'apport des outils d'analyse decisionelle, CEPN-R-1989, Fontaney-aux-Roses, France, 1989.
- Wu, J.S., Apostolakis, G., and Okrent, D., "Bayesian Approach to Calibrate Expert Opinions," Rel. Eng. Sci., (Forthcoming, 1991)

APPENDIX I

COMMENTS ON CONCORD SCIENTIFIC CORPORATION'S RISK
ASSESSMENT FOR SOLIGAZ

p. 2-1 *Discussion of "hazard."* Injuries should be included along with life, property, and environment as a possible damage category. Hazards of concern for this study should include lives lost due to explosions as well as due to flame and thermal radiation.

Discussion of "risk." For a given severity, risk is not a measure of the *actual* frequency of occurrence (which may turn out to be zero) but rather a measure of *potential* for occurrence. A term such as "expected frequency" (which is used later in the Report) would therefore be more accurate. Hazard rates and functions are even more appropriate: different hazard functions, corresponding to different risks, may correspond to the same expected frequency of occurrence. Thus, expected frequency of occurrence is not a fully adequate descriptor of potential for occurrence. It is the probability distribution (or hazard function) for the time until the *first* occurrence that is of real concern, rather than the hypothetical average time *between* occurrences in an indefinitely repeated sequence of trials (corresponding to an expected frequency.)

p. 2-2 *Discussion of "risk appraisal."* The term "risk evaluation" is standard. This is a normative activity but not always (or even usually) a political one: often, it is a decision-analytic activity.

Risk assessment and measures of risk. "Frequency of occurrence of undesirable events" ignores the negative correlation structure among undesirable events created when different events are viewed as competing to be the first to occur. Again, frequency of occurrence is less relevant than the probability distribution (or cause-specific hazard function) of the time until the next occurrence. An approach that would better accomplish the authors' goals would be to present "average arrival rate" (i.e., expected arrivals per unit time) for accidents along with a set of conditional probabilities that an arrival will be of each of several "types." Then,

a conditional probability distribution for consequence magnitude could be calculated for each event type; this constitutes consequence analysis. A marginal distribution over consequence severities can be calculated from the type-specific conditional consequence distributions and the corresponding type-specific probabilities. The probabilities for different accident types being the first to happen must be calculated via competing risk analysis from the hazard functions for different types of accidents. In other words, the main point is that information on arrival rates (hazard functions or hazard rates) for different types of accidents must be included, in addition to conditional consequence distributions for each accident type, in order to come up with a full picture of risk. The "risk spectrum" presented later tries to get at this idea but fails to explicitly show the arrival rate component of risk.

2-4 *Risk = Frequency x Consequences.* This definition really is not acceptable. Expected value is not an adequate summary of risk: expected values abstract away from risk. From a decision-analytic perspective, the (frequency x consequence) definition is at best only appropriate for risk-neutral decision makers. But no one is risk-neutral toward high-consequence low-probability events of the type of interest to SOLIGAZ. From an applied probability point of view, "frequency" should be replaced by a probability distribution or hazard function for time until occurrence (along with conditional probabilities for what type of event the first occurrence will be, as just discussed.) "Consequences" should be replaced with conditional probability distributions over consequences given event types, or else with the corresponding marginal distribution. These things are not numbers, but distributions. They can not simply be multiplied, even if their product were an appropriate index of risk. Instead, the distribution for their product would have to be derived. To see the difference these distinctions make, try working the example on page 2-4 with two different release events (a very rare one and a more common one) and with a uniform distribution for lives lost between 0 and 10 instead of a deterministic loss of 5. The practical limitations of the risk = (frequency x consequences) formulae will

immediately become clear.

Facility risk. Facility risk is not the "sum of all risks due to all possible hazardous events." First, the risk due to a particular hazardous event is not a number but a hazard function and a conditional severity distribution. These complex objects must be convolved rather than added. Secondly, addition is only appropriate for mutually exclusive events. If the events are defined by descriptions like "Release of at least x amount of gas" then no two distinct events in this family are mutually exclusive. Finally, different possible hazardous events typically have different consequences. It is therefore not correct to add them in the sense of adding their occurrence probabilities or hazard rates: doing so mixes noncomparable outcomes. It is true that facility risk is composed of the risks of individual hazardous events. But to represent this whole set of risks, joint distributions, not numbers, must be used. If it is essential for risk communication or other purposes to reduce distributions to numbers, then decision-analytic techniques (e.g., presentation of certainty equivalents) should be used. This dimension is missing from the current Report.

p. 2-5 Individual risk. An important omission in the treatment of individual risk presented throughout this Report is the recognition that individual risk is not just the risk to a population that contains the individual divided by the number of individuals in the population. Rather, an individual's risk is the probability that that specific individual will be injured or killed. In this study, as in others, there is a distribution of individual risks (based on proximity to the hazardous transportation route.) The mean of this distribution is what the authors are calling "individual risk." But the shape of the rest of the individual risk distribution is important in determining *risk equity* -- a concept now recognized as important in risk characterization. The distribution of individual risk requires discussion.

Voluntary risk. A minor comment: there is real debate about

whether addictive behaviors (smoking) or financially and socially essential activities (driving to commute, etc.) are really "voluntary" in the sense that recreational mountain climbing or hang gliding is.

2-7 Relative risk. It is not always true that greater confidence can be placed in relative risk calculations compared to absolute risk calculations. Taking a ratio of uncertain quantities can amplify the level of uncertainty dramatically. (A textbook example is that the ratio of two independent standard normal distributions has an infinite standard deviation, even though the variables in numerator and denominator each has a standard deviation of one.)

2-8 Expressing comparative risks. The Crouch and Wilson presentation has been criticized for mixing apples and oranges, presenting essentially meaningless summary statistics, and distracting attention from causal (controllable) relationships among behaviors and their risks. It also invites confusing individual risks with means of the distributions of individual risks in a population. It is not clear that this approach should be used here: it may do as much to hinder clear, relevant risk communication as to promote it.

2-11 Acceptable risk. This discussion appears to confuse descriptive and normative treatments. Risk acceptability is described earlier as a normative exercise. The psychometric work on risk "factors" mentioned here has to do with the psychology and sociology of *risk perception*, not with the decision-analytic or policy question of normative risk acceptability.

2-14 Risk management decision making. Comparison to other risks in society is not the primary driver of sound risk management decisions for particular operations. Rather, cost-risk-benefit analyses of available control options is the more relevant paradigm.

2-16 Criteria for group risk. This diagram does not present all relevant aspects of group risk. Specifically, it fails to account for the distribution of individual risks -- a key component of a complete

risk picture. To see why this matters, compare the CCDF analyses for the following two simple situations.

Situation A: There are three people, all living on the same side of the St. Lawrence, but person 1 lives between the river and person 2 (i.e., 1 is closer to the river than 2) and person 3 lives further away than persons 1 and 2. Two types of accidents can occur: small and large. A small accident kills only person 1, while a large accident kills both 1 and 2. Person 3 is far enough away so that no river transportation accident will kill him. The expected annual arrival rate for small accidents is 2×10^{-6} accidents per year, while the expected annual rate for large accidents is 1×10^{-6} .

Situation B: There are three people, one living on the left side of the river and two living on the right side. There is only one type of accident. An accident's consequences in terms of fatalities depend on which way the wind is blowing at the time. Accidents occur with an annual average rate of 3×10^{-6} . The wind blows toward the left $2/3$ of the time and toward the right the rest of the time; thus, when an accident occurs, it has a conditional probability $2/3$ of killing one person and a $1/3$ conditional probability of killing two people.

These two situations have identical CCDF curves. But in Situation 1, person 1 has an individual risk of 3×10^{-6} , three times as great an individual risk as person 2, while person 3 has zero individual risk. (Moreover, 2 is never killed unless 1 is.) In Situation B, no one has an individual risk greater than 2×10^{-6} , but twice as many people have this level as in Situation 1 and no one is completely safe. These two situations correspond to quite different individual and group risks. The fact that they have the same CCDF or risk spectrum shows that these presentation techniques do not capture the risk equity and distribution of individual risks aspects illustrated in this simple example. Real CCDFs and risk spectra for hundreds of people suffer from exactly the same limitation. A good first step toward supplying this additional aspect of risk is to show the frequency

distribution of individual risks within the population identified as being at risk. For a complete analysis, the decision-analytic theory of societal risks and risk equity developed within the past five years in the operations research literature might be useful.

2-17 Basis for appraisal. The TERMPOL committee should examine individual risk distributions (and quantities such as risk to the maximally threatened individual) to obtain an adequate set of facts for risk evaluation.

2-18. Event "binning." This procedure, which appeals to many engineers, should be used very cautiously. In fact, failing to identify all major hazardous events (so-called "dominant contributors") does threaten the thoroughness of the study and the soundness of its conclusions. Using "representative" events for whole categories is acceptable when the categories are well understood, known to be exhaustive, and have a natural ordering (although even then, using the end points at the boundaries of the categories to calculate bounds on total risk would be preferable.) But part of the task and challenge for this type of risk assessment is (and should be) an effort to exhaustively catalogue *all* of the dominant contributors (i.e., all hazardous events whose consequences would not be lost in the rounding error.) A concern about this study is that it does not provide much insight into major causes of accidents and accident scenarios. This makes it difficult to responsibly assess what may have been omitted or overlooked. For example, are extreme weather conditions (hurricanes, blizzards, ice storms, etc.) disproportionately likely to lead to accidents? Could explosions on other vessels or at other facilities (not related to SOLIGAZ's operation) threaten the integrity of the tankers considered here? These are only two types of "common cause failures." Failing to systematically consider such unusual events and interactions can create a risk assessment that is good for "routine" conditions but that fails to capture most of the real risks -- those from rare events and unusual conditions. This Report does not give a discussion of or accounting for all major accident scenarios, and

thus is vulnerable to a criticism that it has not considered the main sources of risk.

2-28 Cloud ignition modeling. The binomial model in equation (2.6.1) is not an adequate probability model for ignition probability because it ignores the *duration* of the cloud. A better model would be something like $1 - \exp(-n u T)$ where n is the number of ignition sources in the cloud area, T is the cloud duration, and u is the arrival rate of ignition events per source. A more refined model would recognize that the cloud passes over an area dynamically and that there is variability in the rates at which ignition sources are activated. Still another aspect of ignition modeling is that there are some sources (some motors and engines, open flames on stoves, etc.) that are left on for a comparatively long time. The question for these sources is, what is the probability that none of them will be on when the cloud passes? In short, the cloud ignition modeling done here seems needlessly simplistic, especially given the relatively detailed analysis of collision scenarios, hole sizes, etc. later in the Report. It is not sensible to do a detailed job on the source (initiating event) term and a quick and dirty job on the ignition term.

2-29 Use of expected number of fatalities. Don't. The full distribution should be used.

2-30 Immediate ignition assumption. Why not model the pool growth and random ignition times explicitly? Does assuming immediate ignition necessarily include the worst scenarios? Or can worse fires start if the pool spreads some before igniting (as may have been the case in the recent Denver airport fire?)

2-31 Secondary fires. Secondary fires caused when a burning tanker drifts into another ship or facility have not been analyzed. Occupational fatalities on board and in other facilities have also been excluded. But if they are damaged by fire or explosion from the SOLIGAZ operations, they should be included. The thermal radiation model could be quite useful for this purpose.

Evacuation. The possibilities for risk mitigation should be analyzed. These may reveal defects in access (for fire-fighting equipment) or evacuation planning that importantly affect the probable consequences of an initiating event.

2-35 Probit analysis. The binary distinction between "dead" and "not-dead" is too sharp. There are many levels of burn injury, and dichotomizing them this way trivializes the severity analysis for consequences. If the thought is that an upper bound analysis (treating all injuries as deaths) still leads to acceptable risks, then it would be important to make this point solid by looking at the threats to the most at-risk (rather than the average) individuals. It is not clear from the information presented here (which does not do such an analysis) that the distribution of individual risks really is acceptable.

2-36 Societal risk calculations. As discussed in earlier comments, this sort of expected-value accounting does not illuminate societal risk, but hides it. What are the variance and extreme values for the societal risk? How about common-mode failure/multiple fatality accidents and equity or lack of it in the distribution of individual risks? The societal risk analysis could be significantly fleshed out and does need to be in order to supply the decision-relevant information that is buried in these summary measures.

2-38 Individual risk calculations. A full analysis would discuss the impact of seasonal populations and time-of-day of accident on individual and population risks.

3-12 Exclusion of small-capacity carrier data. Are there any accident *precursors* in this data set that would be applicable to the large-capacity carriers?

3-20 Discussion of data tables. Relevant *exposure variables* (e.g., carrier-mile while laden, carrier miles under specified weather

conditions, etc.) are not defined. Without knowing the relevant denominators (or, more generally, independent variables), it is impossible to judge how to apply these frequency count data to obtain risk rates per unit of activity.

3-32 Use of representative locations and meteorology. Total risk is the sum from all areas. Choosing high-risk areas is a legitimate bounding technique. Using airport weather conditions, however, is more problematic. As noted previously, if extreme weather conditions (tornados, etc.) contribute to greatly heightened accident rates, then using the usual meteorology classes overlooks the small, rare conditions that are the chief source of weather-related risk.

4-4 Use of expert opinion. Reliance on Capt. Iskandar is a good first step. It would have been valuable to have interviewed several other subject matter experts and to have reconciled differences to learn other potential dominant contributors. Making one person's expertise the foundation for much of the numerical analysis runs the risk that much more that could have been learned and incorporated has been left out. In engineering risk assessments, the knowledge of multiple experts nearly always has valuable synergisms in building a reasonably complete, defensible picture of risks.

4-6 Estimating scenario frequencies. Logically, the probability of each scenario *and all less extreme ones* should be estimated to get a risk spectrum. This gets back to the need to enumerate all dominant contributors, which has not been described in this Report. It is not true that a few (30) hazard events can "conservatively represent all hazard events" unless the others have been identified.

4-8 Estimating carrier spill probabilities. The attempt to estimate these probabilities holistically from historical data using "number of carrier-days spent in the Saint Lawrence" as the exposure (explanatory) variable is not well considered. Fault tree analyses would be more useful and defensible here. To make this aggregate statistical analysis plausible, the exposure variable would have to

be broken down in enough detail (e.g., by specifying conditions rather than total days) so that substantial explanatory power could be demonstrated statistically. Such an analysis has not been presented here. Where is the validation?

4-11 Explosions. Why were the data on fire and explosions not used?

4-23 Risk quantification and evaluation. The displays presented here follow the plan outlined in Section 2, and the comments made on that section apply. (Thus, Table 4.5.1 presents expected values for "Sector Societal Risk" in fatalities/year, giving no clue to risk equity, risk distribution, etc.)

Other displays of risk information. Several European risk management teams have found it useful to have risk information presented to them in the form of *risk contours* showing the lifetime risk to a hypothetical individual located at different geographic points. These displays help to quantify the hazard potential of an activity or facility independent of the population living there. (While it is true that zero population implies zero fatality risk, this statement obscures the opportunity cost of the operation: that it makes a certain area hazardous, perhaps unacceptably so, for other uses.) Most of the necessary calculations have already been done. It might enhance the usefulness of this Report to show risk contours.

APPENDIX II

SPECIFIC COMMENT ON BURNS AND ASSOCIATED DOSE-RESPONSE.

Introduction

The severity and long-term effects of burns can be considerable. Burn injuries are described in terms of "depth" and "extent" (percent of total body surface area). A burn is termed "extensive" if it affects more than 10% of the body surface. The depth of the burn is expressed in terms of first, second, or third degree, or as superficial, partial skin thickness, or full skin thickness (see Table 1). In addition, the age of the victim and the body part injured affect severity. Burns are more life-threatening in the very young (according to some studies, this is only for infants or those up to 4 years of age) and the elderly. Burns to the face, neck, hands, and other sensitive parts of the human anatomy are more serious because of the effects of skin shrinkage (van Rijn et al, 1989).

Brief intense thermal events are often caused by or associated with explosions such as those occurring during mine accidents and home or industrial fires. Exploding propane or butane gas containers are a major source of flash/flame injuries, as are burning fuels such as gasoline. Men have a higher risk of burn injury than women (Glasheen et al, 1982, in van Rijn et al, 1989). Ripple et al (1990) proposes guidelines for predicting burns caused by environmental convective and radiative heat transfer to the skin following brief intense heat lasting 10 seconds or less .

The rate of heat transfer into skin depends on the environment and on the skin's reflectivity, heat capacity (about 2.9 J/g°C at 35°C), and thermal conductivity. Darkly pigmented skin absorbs up to 34% more radiant energy than pale skin. Burn severity is dependent on elevation of basal skin temperature above 44°C, and increases logarithmically as basal skin temperature increases. Predicting this temperature rise is difficult due to the variability in the tissue response, dependent on incident heat flux, length of exposure, and initial skin temperature as well as variable thickness of epidermis,

dermis, fat, and muscle. Additionally, the temperature gradient within the skin, unknown energy diffusion caused by blood flow through the site; edema, which increases the skin's density, heat capacity, thickness, and thermal conductivity by 2-3 fold; number and size of hair follicles; and the amount of surface perspiration (Ripple et al, 1990).

Fuel fires oscillate in intensity every 5 seconds as oxygen is alternately entrained and consumed. Uncontrolled, generalized conflagrations can cause air temperatures of 550°C or more within seconds. Steady-state fuel fires produce temperatures of 1050-1150°C with heat fluxes of about 12.6 to 16.8 J/cm²/second (Ripple et al, 1990).

Flash burns are from radiant heat in an explosion (van Rijn et al, 1989). At very high temperatures, as for flash burns, heat conductance within the skin continues beyond the disappearance of the pulsed energy, but extremely short thermal exposures (< 50 msec) probably do not transfer all their energy into the skin secondary to the skin's reflectance and thermal resistance. So, unless especially intense (> 16 J/cm²), thermal events of less than 1 second probably do not cause deep second-degree burns because the skin does not equilibrate to injury-producing temperatures at its basal layer. (Ripple et al, 1990). A heat flux of 16.4 J/cm² is likely to cause second degree burns in the majority of persons (Table 2a). For temperatures above 1500°C from radiant energy, an exposure time of 10 msec is sufficient to cause second degree burns (Table 3a). Incident rate has a strong effect on the severity of the burn (Table 3b).

Burn mortality

Studies of children with severe 2nd and 3rd degree burns, covering over 30 % TBSA, without inhalation injuries, show that boys have a significantly higher mortality rate (15%) than girls (3%) for similar burn severity (Barrow & Herndon, 1990). However, the reasons for this are not discussed sufficiently to form an idea of the causes for

this result. Clark et al (1986) present log-regression equations for mortality probability for fire trauma victims. They take Bull's (1971) mortality probits another step by including smoke inhalation injury. The mortality prediction is given by $p(\text{mortality}) = \frac{ez}{1+ez}$, where $z = -7.9 + (0.78 \times \text{symptom score}) + (0.094 \times \% \text{TBSA}) + (0.034 \times \text{age})$. The symptom score represents smoke inhalation, where 0 is no inhalation and 7 is seven is inhalation symptoms.

Smoke inhalation

Smoke inhalation is a major contributor to the acute morbidity and mortality of burn victims; indeed this type of injury is responsible for more deaths after a fire than are actual burns. Moreover, many of the effects of smoke inhalation injury are delayed.

Immediately after exposure, smoke can cause impairment of oxygen delivery and utilization due to CO and CN. Second, heat injury to the upper airways results in edema and increased breathing: this peaks 18-24 hours after the inhalation. Finally, the lungs can be damaged by acids and aldehydes in the smoke, resulting in bronchoconstriction, bronchorrhea, bronchiolar edema, and finally bronchopneumonia due to sepsis. These effects take hours to days to manifest. Figure 1 shows the pathophysiologic changes resulting from smoke inhalation injury (Demling, 1987).

The mortality rate for victims with severe smoke inhalation injury but no burns is 5-8%. Adding in severe burns (>20% TBSA) increases mortality to over 50% because lung dysfunction is accentuated by burns (Demling, 1987). Mortality rates by age, % TBSA, and the presence of smoke inhalation injury are presented in Figure 1. Incidence of and mortality from smoke inhalation injury both increase with increasing % TBSA. Inhalation injury was noted in about 9% of these burn patients: 56% of the burn and smoke inhalation injury patients died versus 4% mortality for those burn victims without smoke inhalation injury. The presence of smoke inhalation injury is of much greater weight for determining likely

mortality than either age or % TBSA according to this and similar studies (Thompson et al, 1986).

Concluding comment on burns.

Data are not apparently available on dose-response functions in which distance from a fire is considered for several reasons, including thermal variability among various flames. Rather, dose-response data are available in terms of percent total body surface area (%TBSA) burned, and degree burned from a fire. The strength (thermal output) of the fire at the receptor (victim) is not known in most cases, nor is it usually known how far away the victim is from the fire. Evans et al (1955) presents the closest approximation of this information in his examination of the likely effects of a 20 KT bomb, presented in Figure 2 (p. 287).

Tables are included herein relating severity of burns to thermal load. In particular, the rate at which a given thermal occurs is inversely proportional to the burn severity, in other words, a rapid flash of a given intensity is more likely to cause significant injury and/or death than a slow simmer that results in the same total thermal load for the exposed individual.

Injury and mortality are not threshold functions except insofar as a certain thermal load is required for a burn to occur. Rather, there is a range of consequences for a given exposure depending on the individual. Pale-skinned persons tend to have less severe burning (thermal-, not sun-) than darker people, and so forth. We can speak of a distribution of responses to a certain level of exposure, both for burn severity and mortality.

While Concord seems to have assumed the direct action of fire alone, and thus neglected the effect of smoke inhalation, it is important to note that:

- 1) smoke inhalation injury significantly increases mortality for a given burn victim, and

2) it is not only smoke inhalation that causes the damage. For example, the inhalation of hot air damages the airways, and any carbon-based fuel, even methane, will result in the formation of some CO and CN that can cause asphyxiation.

Table 1. Definitions.

1st degree	Redness of skin. Some edema.
2nd degree	Partial skin thickness. Blister formation. Usually heals without scarring.
3rd degree	Full skin thickness (basal layer). Loss of sensation and formation of scars.

Table 2a. Heat transfer versus severity of burn.

J/cm²	Severity of burn
< 8.4	No burn
8.4-13.4	First degree burns in 50% of subjects
13.4-16	First degree burns or superficial second degree burns
16.4-19.7	Second degree burns in all subjects
>20.2	Third degree burns

From: Ripple et al, 1980.

Table 2b. Severity of burns from a 0.54 second thermal pulse.

Cal/cm²	Severity of burn
2.0	No burn
3.2	First or superficial 2nd degree burns in most subjects
3.9	Second degree burns in all subjects
4.8	Deep second or third degree burns

From: Evans et al, 1955.

Table 3a. Time-temperature relationship for second degree burns.

Exposure time (s)	Exposure temperature (°C)
1 (flash)	1100-1650
3	370-480
15	100
20-60	70-80

From: Ripple, 1990

Table 3b. Thermal delivery rate and burn severity (4.8 cal/cm² pulse).

Time (s)	Severity of burn
0.5	Deep second or third degree
0.7	Deep second or third degree
1.0	Second degree
1.4	Second degree
2.2	Superficial second degree
3.4	First degree

From: Evans et al, 1955.

REFERENCES

- Arturson, G. 1987. The tragedy of San Juanico --the most severe LPG disaster in history. *Burns*, 13(2):87-102.
- Barrow, RE, DN Herndon. 1990. Incidence of mortality in boys and girls after severe thermal burns. *Surg Gyn Obstet*, 170:295-298.
- Bull, JP. 1971. Revised analysis of mortality due to burns. *Lancet*, 2(7734):1133-1134.
- Clark, CJ, WH Reid, WH Gilmour, D Campbell. 1986. Mortality probability in victims of fire trauma: Revised equation to include inhalation injury. *Br Med J*, 292:1303-1305.
- Demling, RH. 1987. Smoke inhalation injury. *Postgrad Med*, 82(1):63-68.
- Evans, EI, JW Brooks, FH Schmidt, RC Williams, WT Ham. 1955. Flash burn studies on human volunteers. *Surgery*, 37(2):280-297.
- Morrell, SW, JR Saffle, JJ Sullivan, CM Larsen, GD Watson. 1987. Increased survival after major thermal injury. *Am J Surgery*, 154:623-627.
- Ripple, Major GR, LTC KG Torrington, LTC YY Phillips. 1990. Predictive criteria for burns from brief thermal exposures. *JOM*, 32(3):215-219.
- Thompson, PB, DN Herndon, DL Traber, S Abston. 1986. Effect on mortality of inhalation injury. *J Trauma*, 26(2):163-165.
- van Rijn, LOJ, LM Bouter, RM Meertens. 1989. The aetiology of burns in developed countries: Review of the literature. *Burns*, 15(4):217-221.

Annexe 12

Avis de Reynald Du Berger sur le niveau d'activité sismique dans la région de Varennnes

Bureau d'audiences publiques sur l'environnement

AVIS SUR LE NIVEAU
D'ACTIVITE SEISMIQUE
DANS LA REGION DE VARENNES

par

Reynald Du Berger, ing.

Chicoutimi, le 30 novembre 1990

TABLE DES MATIERES

	Page
A. ANALYSE DU RAPPORT DE L'INGENIEUR CHAGNON.....	3
B. AVIS SUR LES AFFIRMATIONS FAITES PAR JEAN-YVES CHAGNON LORS DES AUDIENCES	17
C. AVIS SUR LES MESURES DE MITIGATION PROPOSEES PAR LE PROMOTEUR	19

INTRODUCTION

Suite au mandat qui nous a été confié par le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement, nous procéderons ici à l'analyse critique des documents qui nous ont été soumis dans le cadre de l'étude d'impact sur l'environnement concernant la sismicité en rapport avec le projet d'entreposage de liquides de gaz naturel à Varennes (Québec). Ces documents sont:

- 1- Rapport de l'ingénieur Jean-Yves Chagnon sur "La sismicité de la région de Varennes et ses effets sur les ouvrages souterrains".
- 2- Transcription des affirmations faites par l'ingénieur Jean-Yves Chagnon lors de la première partie des audiences, à la séance du 9 octobre 1990.
- 3- Extrait de l'étude d'impact concernant les mesures de mitigation proposées par le promoteur en regard des lignes directrices existantes relatives aux entreposages souterrains et aux équipements de surface qui s'y rattachent.

Les contraintes de temps qui nous sont imposées ne nous permettent pas de procéder à toutes les investigations qui seraient nécessaires afin d'analyser ces documents de façon exhaustive. Nous allons par contre considérer plusieurs éléments de ces documents et les commenter de façon critique. De plus, nous porterons à l'attention du Bureau certains éléments qui ne sont pas dans le rapport de l'ingénieur Chagnon et qui selon nous, sont pertinents à l'étude d'impact.

A) - ANALYSE DU RAPPORT DE L'INGENIEUR CHAGNON

Pour cette analyse, nous suivrons tel quel le plan du document qu'on nous a remis, quitte à élaborer à la fin sur des éléments non contenus dans le document mais qui auraient cependant dû être abordés dans l'étude.

RESUME

"L'est du Canada est une région dont l'activité sismique est connue". Il aurait été préférable d'utiliser le qualificatif "reconnue". Nous connaissons mal les causes de l'activité séismique dans l'Est canadien. On ne peut pas non plus considérer que depuis le début du siècle, les localisations et magnitudes sont "déterminées avec précision". Des chercheurs de la Commission géologique du Canada ont relocalisé récemment plusieurs tremblements de terre de l'époque instrumentale primitive à l'aide des techniques modernes et en utilisant les enregistrements de l'époque et sont arrivés à des localisations souvent fort différentes des localisations primitives.

I - LA SISMICITE DE LA REGION DE VARENNES

1.0 INTRODUCTION

L'analyse qui nous est présentée ici repose sur les arguments suivants: 1) le projet se situe dans une zone qui est à l'extérieur des zones-sources reconnues et 2) l'ouvrage ne pourra être menacé que par l'activité séismique provenant des zones-sources adjacentes, mais "l'atténuation" contribuera à faire que ce type de région sera "à l'abri de désordres majeurs". Compter sur l'atténuation pour conclure qu'un séisme de M6.0 près de Montréal affecterait très peu l'ouvrage, n'est pas très réaliste, si l'on considère que ce sont justement les conditions de très faible atténuation prévalant dans l'Est (contrairement à l'Ouest) qui expliquent en grande partie les dommages importants observés à de grandes distances de l'épicentre dans l'Est canadien. On doit considérer à ce sujet les dommages au poste de Bersimis d'Hydro Québec suite au tremblement de terre du Saguenay. Il faut réaliser qu'un tremblement de terre important dans l'Est canadien peut avoir des conséquences néfastes assez loin de l'épicentre.

2.0 DEFINITIONS

La définition de la magnitude n'est pas suffisamment rigoureuse. La magnitude d'un tremblement de terre est l'évaluation de l'énergie contenue dans les ondes élastiques provoquées par ce tremblement de terre. Affirmer qu'il "n'y a qu'une magnitude pour un tremblement de terre" est inexact: selon qu'on utilise des séismographes installés localement ou à des distances

télé-séismiques (> 1000 km), selon qu'on mesure des ondes de corps ou de surface, on obtiendra des chiffres différents le plus souvent. Nous reviendrons sur cette question quand nous traiterons du tremblement de terre du Saguenay.

La définition d'intensité est aussi incomplète. La valeur d'intensité ne dépend pas seulement du "mode de construction" mais aussi des conditions géologiques au site où elle est évaluée.

Il manque certaines définitions importantes à notre avis: péril séismique vs risque séismique.

Péril séismique: probabilité qu'un tremblement de terre puisse se produire nonobstant les conséquences possibles.

Risque séismique: probabilité qu'un tremblement de terre puisse se produire et en plus entraîner des dommages ou des conséquences néfastes sur l'économie ou sur la population.

Les Américains ont un vocabulaire encore plus nuancé. On définit ainsi:

Seismic Hazard: tout phénomène physique (e.g. ébranlement du sol, rupture du sol) associé à un tremblement de terre pouvant avoir des conséquences néfastes sur les activités humaines.

Seismic Risk: la probabilité que les conséquences sociales ou économiques négatives d'un tremblement de terre égalent ou dépassent des valeurs spécifiées pour un site, pour plusieurs sites, ou dans une région pendant une période de temps spécifiée.

Seismic Hazard Analysis (SHA): l'estimation quantitative du risque (hazard) de mouvements du sol séismiques pour un site.

Probabilistic Seismic Hazard Analysis (PSHA): l'estimation quantitative du risque de mouvements du sol séismiques pour un site en considérant tous les tremblements de terre possibles dans une région, en estimant les mouvements du sol qui en découleraient pour le site et en calculant les probabilités de ces événements pour une période de temps spécifiée.

Seismic Risk Analysis (SRA): l'estimation des effets futurs possibles des tremblements de terre sur les humains - en spécifiant une période pour laquelle cette estimation est faite, une quantification de l'effet négatif et la probabilité de cet effet négatif durant cette même période. Il en découle qu'un "SRA" contient généralement un "PSHA".

4.0 CARACTERISTIQUES SISMIQUES

4.1 Activité sismique dans l'est du Canada

4.1.1 L'activité sismique historique

On ne peut pas prétendre que "l'activité sismique de l'est du Canada est maintenant bien établie". On devrait traiter séparément les séismes historiques (époque pré-instrumentale) et les séismes qui se sont produits depuis le début du présent siècle. Pour ce qui est des séismes historiques, les informations contenues dans les catalogues de Smith ne peuvent pas être toutes exactes ou complètes. Par exemple, les travaux de recherche archivistique que nous avons débutés au Saguenay à l'été de 1990 tendent à démontrer que les secousses de 1672 et 1673 que Smith attribue à Tadoussac ne se sont pas produites dans la région de Tadoussac et que les intensités qu'il leur a assignées sont aussi erronées. Il est donc légitime de considérer que de pareilles erreurs peuvent entacher certains séismes historiques de la région de Montréal. Les recherches archivistiques sur des séismes particuliers poursuivies présentement à la Commission géologique du Canada par Anne Stevens, au Collège Brébeuf par le Père Pierre Gouin et par nous-mêmes à l'Université du Québec à Chicoutimi trouveraient difficilement leur justification si la sismicité était "bien établie".

Les données historiques ne sont pas uniquement "basées sur les témoignages des personnes qui ont ressenti les effets du séisme là où elles étaient" mais à l'occasion, elles peuvent être étayées ou complétées également par des études paléoséismiques (études des tremblements de terre anciens au moyen des traces qu'ils ont laissées dans les

sols) du genre de celles qui ont présentement cours dans la vallée de la rivière Ha!Ha! suite au tremblement de terre du Saguenay. Dans certains cas, ces études permettent d'évaluer l'intensité et l'époque d'un tremblement de terre historique majeur.

Pour ce qui est des tremblements de terre actuels, le Réseau canadien ne permet pas "la localisation précise des épacentres pour tous les points du territoire". Les tremblements de terre récents qui se sont produits près de Roberval n'ont pu être localisés précisément à cause de la mauvaise distribution des stations séismographiques du Réseau canadien en regard de ces événements. Il en est cependant tout autrement pour les événements de Charlevoix où un récent réseau local permet la détermination précise (± 1 km) des épacentres et celle de la profondeur. Mais plusieurs des localisations d'événements de la zone de Charlevoix avant l'avènement de ce réseau peuvent être entachées d'erreurs importantes.

"L'annexe I contient les séismes qui se sont produits depuis 1661 jusqu'en 1988 dans un rayon de 300 km de la région de Varennes". Il faut admettre que cette liste peut être incomplète et/ou erronée, compte tenu des observations que nous venons de faire ci-dessus.

4.1.2 Les secteurs de l'est du Canada

Le mot "secteur" utilisé ici signifie sans doute "seismic source-zone" (zone-source séismique) de Basham et al. Il conviendrait d'élaborer sur les bases scientifiques de ces "secteurs". Ce sont des polygones de formes et d'étendues très diverses. Sont-ils basés uniquement sur la séismicité historique et contemporaine? quelles informations géologiques sont prises en compte dans leurs définitions? Il faut admettre que ces zones ne prennent en considération que très peu d'éléments géologiques et qu'elles reposent surtout sur l'occurrence des tremblements de terre. La présence de "rifts" est selon Basham et al. le facteur géologique principal qui explique la concentration d'activité dans la vallée du St-Laurent et dans l'Outaouais par exemple.

Dans la description de la zone de l'ouest du Québec, on indique que quelques tremblements de terre peuvent atteindre une "magnitude de l'ordre de 6." La magnitude maximum indiquée par la courbe de Basham et al. (fig. 10) est pourtant de 7.0. On devrait donc prendre en compte l'occurrence possible de ce tremblement de terre dans cette zone.

Il manque un "secteur" important dans la liste: la zone-source de fond (background source zone). C'est celle dans laquelle Basham et al. placent les séismes qui ne se rattachent à aucune des autres zones. A strictement parler, le séisme du Saguenay est pour le moment placé dans cette zone de fond et non pas dans la zone de Charlevoix comme on le suggère dans le rapport.

Le modèle structural de rifts auquel on veut bien rattacher la sismicité n'est rien de plus qu'un modèle proposé par des Canadiens, à défaut de considérations géologiques plus poussées ou précises. Ce modèle ne convient pas du tout lorsqu'il s'agit d'évaluer le risque sismique à l'échelle locale dans le contexte de l'aménagement d'un ouvrage critique. Dans ce cas, il faut examiner les structures géologiques à cette même échelle et essayer d'établir une relation entre la distribution spatiale des foyers des tremblements de terre et la structure géologique connue. Ce modèle de rifts est loin de faire l'unanimité dans la communauté scientifique.

"Les autres secteurs d'activité sismique ne peuvent se rattacher au contexte géologique et la raison de l'activité est pour le moment inconnue". Cette affirmation est en contradiction avec celle qui figure en première ligne du résumé où l'on affirme que "l'activité sismique est connue". Peut-être que ces "secteurs d'activité" finiraient par trouver leur contexte géologique ou tectonique si on précisait leur sismicité au moyen des études géologiques et néotectoniques appropriées. C'est sur des études de ce type que nous concentrons présentement nos recherches en rapport avec le séisme du Saguenay.

On suggère que ce sont les zones de l'Ouest du Québec et de Charlevoix qui devraient retenir l'attention en regard de la définition du risque sismique. On ne précise pas cependant dans quelle proportion i.e. quelle sera la contribution de la zone de Charlevoix par rapport à celle de l'Ouest du Québec? Si la contribution au mouvement fort attendu provient surtout de Charlevoix (plus éloigné de Varennes que l'autre zone), le dimensionnement de l'ouvrage proposé devra tenir compte d'une réponse spectrale plus près du domaine des basses fréquences. Par contre, si l'on s'attend que cette contribution provienne surtout de l'autre zone (beaucoup plus près de Varennes), il faudra se préoccuper davantage des hautes fréquences (et possiblement aussi des possibilités de liquéfaction au site) dans le dimensionnement de l'ouvrage.

Le rapport présente une autre contradiction au dernier paragraphe de ce sous-chapitre en affirmant "l'absence d'activité entre les secteurs actifs, par exemple dans la région de Varennes". Pourtant on reconnaît avoir identifié au moins 16 tremblements de terre autour de Varennes (tableau 1). On utilise même cet argument pour dire qu'on ne doit prendre en compte que les séismes des zones adjacentes. Il faudrait qu'on réalise que notre période d'observation de quelques siècles est trop courte pour qu'on puisse catégoriquement arriver à ce genre de conclusions et qu'il faudrait aussi des études géologiques beaucoup plus détaillées en regard de la sismicité avant de déclarer une zone "inactive".

On note "qu'aucun séisme n'a été relié à un mouvement de faille visible en surface". Pourtant le séisme du 25 décembre 1989 dans l'Ungava a montré un décrochement de faille visible en surface. Mais comme le rapport date d'avril 1989, on ne disposait pas de cette information à ce moment. Par contre, les raisons invoquées pour expliquer cette lacune négligent l'effet de la profondeur du foyer. Si le séisme d'Ungava a donné lieu à une rupture visible en surface, c'est surtout dû au fait que l'événement était superficiel, contrairement à la majorité des autres séismes dans un contexte tectonique analogue.

L'absence d'activité entre les "secteurs actifs" porte à conclure que pour Varennes, il faut se préoccuper des séismes des "secteurs adjacents". Nous croyons cependant qu'il faille prendre en compte également l'occurrence possible de séismes importantes à l'extérieur de ces zones (en fait dans la zone de fond). Le séisme du Saguenay nous donne une leçon à ce chapitre. Rappelons que le séisme du Saguenay s'est produit dans une région où la sismicité connue antérieurement était énormément plus faible que celle présentement attribuée à la région de Varennes.

4.1.3 La carte de zonage sismique ou de probabilité sismique.

Il est pour le moins exagéré d'affirmer que les cartes de Basham et al. tiennent "compte des concepts récents sur le contexte géologique régional". Comme nous l'avons déjà souligné, le modèle tectonique de Basham et al. ne reste qu'un modèle et ne fait appel qu'à des rifts qui sont d'anciennes zones d'extension. Depuis le tremblement de terre du Saguenay, Basham et al. ont ajouté un nouveau rift à leur répertoire. Nous avons même pu constater qu'un de ces auteurs à la conférence de la Seismological Society of America tenue à Victoria en mai 1989, a présenté sur une diapositive illustrant son exposé, superposé à ce nouveau "rift du Saguenay", un rectangle qui suggérait une nouvelle zone-source. Le problème est que dans l'état actuel de nos connaissances, on ne peut placer aucun épicentre dans ce rectangle (pas même celui du séisme du Saguenay de 1988). On se retrouve donc avec une zone-source sans séismes. Cela illustre bien l'allure arbitraire que peut prendre éventuellement une approche trop dogmatique du type zone-source si on se contente de ne considérer que les rifts comme liens de causalité possibles entre les séismes et la structure géologique. On soulignait dans la section précédente la "ramification dans la vallée du Saguenay". Il est important de rappeler que nos travaux ne nous permettent pas à date d'incriminer une faille de ce "rift" du Saguenay en regard de l'événement du 25 novembre 1988.

4.2 Activité sismique dans la région de Varennes

4.2.1 Activité historique

On indique que seize séismes sont compilés pour la région s'étendant jusqu'à 35 km autour de Varennes. Aucun séisme pour cette même région n'est mentionné avant 1927. On conclue que "ce territoire peuplé très tôt après l'arrivée des Européens n'a jamais connu d'activité perceptible pendant cette période". Une telle conclusion est pour le moins audacieuse surtout dans le contexte de cette étude. Les données historiques même pour la région de Montréal sont probablement incomplètes. Personne à date ne peut prétendre avoir effectué une étude exhaustive de toute la documentation. Le tremblement de terre de 1732 n'a pas été localisé avec précision; on suggère qu'il a eu lieu dans la région de Montréal mais rien de précis n'est encore ressorti sur sa localisation. Par contre de nouvelles références analysées en 1981 ont permis de ramener son intensité de IX à VIII à l'échelle de Mercalli. Ce séisme continuera cependant à jouer un rôle fondamental dans les études de risque sismique dans la région de Montréal et des environs (y compris Varennes). La plus grande prudence est donc de mise quand on traite de séismicité historique et le genre de conclusion qu'on retrouve ci-dessus est à éviter, à moins qu'elle ne soit appuyée de solides données.

Nous remarquons dans l'annexe I qu'on a indiqué par des flèches les événements de la liste qui sont dans un rayon de 35 km de Varennes. On ne retient pas l'événement de 1732, lequel, si on tient compte de l'incertitude inhérente aux localisations historiques, pourrait tout aussi bien être près de Varennes que de Montréal. Ce séisme aurait donc dû être pris en compte. Les mêmes considérations s'appliquent aux séismes de 1661 et de 1816, lesquels ont été ignorés, sous prétexte qu'ils ne tombent pas à l'intérieur d'un rayon de 35 km de Varennes.

Le tableau I est intéressant, mais l'information qu'il contient aurait mérité d'être exprimée autrement i.e. dans une figure. Il aurait été pertinent de voir comment ces séismes se distribuent spatialement par rapport à Varennes et aussi par rapport à la structure géologique connue autour de Varennes.

4.2.2 Activité dans les secteurs adjacents

Charlevoix est la zone où le "péril" séismique est le plus élevé mais on souligne que "ce secteur est situé à environ 320 km de Varennes et que l'atténuation normale des ondes diminue leurs paramètres physiques appréciablement". Sans entrer ici dans des considérations théoriques complexes, mentionnons que l'atténuation "normale" peut souvent ne pas se produire. Les effets du séisme du Saguenay ont montré que cette question était complexe. Par exemple, une récente modélisation des signaux séismiques du tremblement de terre du Saguenay a permis de démontrer que si le foyer du séisme avait été à des profondeurs de 10 ou 15 km plutôt que 29 km, la ville de Québec aurait été secouée plus fortement qu'elle ne l'a été, tandis que la ville de Chicoutimi aurait été secouée moins fortement, et cela même si Chicoutimi est plus près de l'épicentre. Cela est principalement dû au fait que pour certaines distances épacentrales, c'est une onde réfléchiée sur la base de la croûte terrestre près de l'angle critique qui est surtout responsable de l'ébranlement, donc des dommages. Ce phénomène n'a pas été observé que pour le séisme du Saguenay, mais aussi pour celui de Loma Prieta en Californie le 17 octobre 1989. Les lois d'atténuation sont par contre d'une grande complexité et des paramètres comme le mécanisme à la source, les chemins de propagation, l'anisotropie et la profondeur focale peuvent influencer les mouvements forts à différentes distances épacentrales.

5.0 EVALUATION DU "PERIL" SISMIQUE

5.1 Le "péril" sismique dans les secteurs actifs

Dans cette section on présente les courbes de récurrence de Basham et al. Il faudrait ici préciser que ces courbes empiriques sont basées sur des compilations qui sont correctes pour la période instrumentée mais qui sont forcément incomplètes pour les périodes antérieures. Aussi, il faut réaliser que les phénomènes sismiques sont dans un cadre temporel qui se mesure en centaines de millions d'années et que nous les observons à une échelle dont les graduations les plus grossières sont en siècles. Ici encore le séisme du Saguenay devrait être gardé en mémoire et nous rappeler que des "accidents" sont toujours possibles.

5.2 Le "péril" sismique dans les secteurs non actifs

Ces "secteurs non actifs" correspondent à la zone de fond décrite par Basham et al. C'est la zone dans laquelle tombent les "gros accidents", ces séismes importants mais peu fréquents qui se produisent à l'extérieur des "secteurs actifs". Le qualificatif "non actifs" n'est donc pas approprié et on ne peut conclure que ces "secteurs ne connaissent pas d'activité et que le péril provient des secteurs actifs avoisinants". Comme nous l'avons déjà mentionné, le séisme du Saguenay s'est produit dans un "secteur non actif".

Nous ne mettons pas en doute la compétence des sismologues de la Commission géologique du Canada ni même la qualité de leurs données. Quand on leur demande un calcul du péril sismique pour un site tel celui qui figure en annexe, ils utilisent un logiciel qui fonctionne avec une approche probabiliste (méthode de Cornell-McGuire) et fournissent un chiffre d'accélération et de vitesse avec une probabilité de dépassement donnée pour une période donnée. On a cependant tort de considérer que ces chiffres sont des valeurs qui protègent l'ouvrage pour sa durée de vie prévue contre tout effort sismique supérieur à ceux spécifiés par ces chiffres. Une telle approche n'est donc pas suffisante dans le cas des ouvrages critiques comme les barrages et les centrales nucléaires, pas plus que pour les projets du type de celui qui nous concerne ici.

5.3 Le "péril" sismique dans la région de Varennes

5.3.1 Evaluation selon les données disponibles

Ce sous-titre pourrait suggérer que l'on n'est pas en possession de toutes les données nécessaires à l'étude du problème du risque sismique en regard de ce projet. Nous reviendrons sur ce sujet plus loin. "Selon les relations d'atténuation d'Hasegawa..." On ne pose pas la question de la validité de ces relations empiriques. Or il s'est avéré qu'elles étaient correctes, du moins si l'on considère que les mesures accélérométriques du séisme du Saguenay du 25 novembre 1988 tombent assez bien sur les courbes prédites des relations d'Hasegawa. En fait, elles s'y harmonisent encore mieux si l'on considère une magnitude (mbLg) de 6.5 plutôt qu'une magnitude (mb) de 6.0 pour l'évènement du Saguenay. Par contre, il faut reconnaître, suite à l'observation de dommages importants à de grandes distances de l'épicentre du séisme du Saguenay (dommages au poste de Bersimis d'Hydro Québec par exemple) que la relation d'Hasegawa n'est peut-être pas aussi uniformément applicable à l'Est canadien qu'on souhaiterait qu'elle le soit. L'expression "relations indirectes" utilisée dans le rapport reflète probablement l'empirisme de ces relations.

5.3.2 Evaluation par la Commission géologique

On peut se référer à ce sujet à nos commentaires qui figurent en 5.2 et qui ne seront pas repris ici. On ne peut cependant affirmer de façon aussi catégorique que la Commission géologique du Canada dispose de données "précises", ne serait-ce que pour les raisons dont nous avons déjà parlé. A la lecture de cette partie du rapport, on pourrait se demander pourquoi le promoteur ferait appel à un ingénieur spécialiste des tremblements de terre, si la Commission géologique du Canada est en mesure de fournir rapidement à quiconque en fait la requête, et cela à peu de frais, des valeurs qui "doivent être considérées comme les plus précises car elles sont obtenues à partir d'analyses ponctuelles".

II. IMPACT D'UN SEISME SUR LES OUVRAGES SOUTERRAINS

Le temps limité dont nous disposons pour la présente analyse ne nous permet pas de procéder à toutes les vérifications et de passer en revue l'impressionnante bibliographie suggérée. Nous notons qu'on nous présente des exemples de comportements d'ouvrages souterrains soumis à des tremblements de terre. Les exemples cités sont cependant tous à l'extérieur du Canada (Chine, Alaska et Pérou).

Nous avons communiqué avec des géologues de la Mine Niobec située à une quarantaine de kilomètres de l'épicentre du tremblement de terre du Saguenay du 25 novembre 1988, afin de connaître les effets de ce séisme sur les installations souterraines à cet endroit. On nous a précisé qu'avant le séisme, on évacuait de la mine par pompage 600 gallons d'eau à la minute et qu'à la suite du tremblement de terre, le débit de pompage a dû être porté à 700 gal/min. On a dû aussi procéder à des forages afin de libérer la pression hydraulique à certains endroits, entre autres pour éviter l'inondation d'un garage souterrain. On a de plus constaté de visu que des fractures du massif rocheux qui avaient été colmatées à l'époque de l'ouverture de la mine, s'étaient ré-ouvertes après le tremblement de terre et laissaient s'écouler l'eau. Ces problèmes se sont produits à environ 150 m de la surface. L'exemple de la mine Niobec est selon nous plus légitimement comparable à l'environnement de Varennes que les exemples exotiques figurant à ce chapitre dans le rapport.

On discute les "valeurs" d'accélération et de vitesse enregistrées dans des ouvrages souterrains pendant des séismes. Il est vrai que ces valeurs sont en général plus faibles qu'en surface. Dans le cadre de la présente étude, les effets séismiques à prendre en compte ne sont pas, contrairement aux ouvrages de surface, seulement les intensités d'ébranlement (définis entre autres paramètres par l'accélération et la vitesse), mais également on devrait étudier les effets potentiels des séismes sur les fractures et autres discontinuités structurales qui sont la plupart du temps présentes dans l'environnement d'un ouvrage souterrain. Ces fractures lors d'un séisme pourraient donc jouer un rôle capital, surtout lorsqu'il s'agit du stockage de matières liquides dans des cavités souterraines. Cependant, vu que nous ne disposons pas de toute l'information technique en rapport avec ce projet, il nous est difficile pour le moment de prévoir les conséquences souterraines d'un séisme tel celui du Saguenay près de Varennes. Nous ne savons pas comment ces cavités seront créées, quelle en sera la taille, l'environnement est-il fracturé? prévoit-on le colmatage de fissures,

des revêtements particuliers? quels types de connections seront prévues avec la surface et quelle sera la nature des installations en surface?

CONCLUSION

Etant donné ses effets possibles sur l'environnement, le projet dans le cadre duquel l'étude du risque séismique a été commandée, doit être considéré comme critique en regard des tremblements de terre, au même titre qu'un projet de barrage ou de centrale nucléaire. L'analyse qui nous a été présentée néglige certains aspects qui selon nous sont fondamentaux et déterminants en rapport avec le risque séismique posé par l'ouvrage souterrain proposé.

La géologie du site n'est pas du tout abordée. Elle constitue pourtant un facteur-clé dans la détermination du risque séismique pour un tel projet. On ne fournit aucune donnée sur la structure géologique du site d'entreposage proposé. Le site est-il parcouru par des discontinuités structurales (failles, fractures, joints)? Quelles sont les localisations et orientations de ces structures par rapport au site? Quelle est la taille et quelles sont les orientations de ces structures en rapport avec le régime de contraintes connu dans la croûte de l'Est canadien? Ces structures montrent-elles des évidences de mouvements récents ou passés (stries de friction etc...)? Y a-t-il des failles qui pourraient présenter un potentiel séismogénique dans les environs du site? Comment se distribue le patron de séismicité relevé dans l'annexe I (dans un rayon de 35 km du site) en rapport avec la structure géologique autour de Varennes? Quel est le danger d'induction séismique qu'un tel ouvrage peut représenter i.e. peut-on être assuré que la création de ces cavités, suivie du remplissage par des liquides ne vont pas modifier l'état des contraintes ambiantes dans l'environnement du site au point de provoquer des tremblements de terre? Aucune de ces questions n'a malheureusement été traitée.

L'information géologique la plus récente disponible concernant la région de Varennes indique une faille majeure à moins de 2 km de Varennes. Cette faille est de direction est-ouest et date d'environ 100 millions d'années. Elle est donc contemporaine au rift nord-Atlantique est probablement reliée à la mise en place des intrusions Montérégiennes. L'étude aurait dû prendre en compte cette faille. Il aurait fallu voir si cette faille présentait des indices de mouvements récents et examiner la distribution de l'activité séismique connue autour de Varennes en relation avec cette structure.

Le code Z276-M1981 du Canadian Standard Association (Liquefied Natural Gas - Production, Storage and Handling) publié en janvier 1981 spécifie entre autres mesures au chapitre concernant le dimensionnement sismique des ouvrages, que les investigations doivent inclure: a) la détection et l'identification des failles en surface autour du site spécifié et du potentiel de rupture de faille en rapport avec le site, b) les caractéristiques des matériaux terrestres sous le site en fonction de leur rôle de transmission des ondes sismiques en provenance du roc vers le sol, si l'ouvrage n'est pas fondé sur le roc, et également le potentiel de liquéfaction ou de dégradation du sol, et c) les spectres de réponse vertical et horizontal seront déterminés en tenant compte du spectre anticipé des périodes naturelles du site.

On spécifie de plus que "dans les régions où les incertitudes sont difficiles à quantifier à cause du manque d'informations géologiques, une approche déterministe devra être utilisée dans laquelle le SSE (Safe Shutdown Earthquake) est l'événement qui produit le mouvement de sol maximum crédible au site, selon les considérations géologiques, sismologiques, selon aussi l'histoire sismique et géologique du site et de la région, et les mouvements de sol pour l'OBE (Operating Basis Earthquake) seront considérés comme la moitié de ceux déterminés pour le SSE. " Cette dernière norme ressemble étrangement à celles énoncées par la Commission régulatoire nucléaire (Nuclear Regulatory Commission) américaine pour les centrales nucléaires.

Plusieurs aspects pertinents à la détermination du risque sismique ont donc été négligés dans l'étude. Nous sommes d'avis que les éléments présentés dans ce rapport sont insuffisants pour permettre de conclure que "le péril (risque) sismique pour les ouvrages souterrains dans cette région est inexistant".

**B) AVIS SUR LES AFFIRMATIONS FAITES PAR JEAN-YVES CHAGNON
LORS DE LA PREMIERE PARTIE DES AUDIENCES, A LA SEANCE DU 9
OCTOBRE 1990.**

- Page 26: "La question était s'il y avait un séisme..."
Jean-Yves Chagnon est d'avis que la question ne colle pas à la réalité. Nous trouvons au contraire la question parfaitement réaliste. Varennes tout comme le Saguenay est dans la "zone de fond" du point de vue sismique, et on doit accepter pour le moment, faute de meilleur modèle, qu'un séisme de la taille de celui du Saguenay (M6.5)

s'y produise de temps en temps, quoiqu'avec une récurrence très longue.

Pour ce qui est du déclenchement des accélérographes, rappelons que de accélérographes américains ont été déclenchés par le séisme du Saguenay et que l'accélération mesurée par l'instrument à Baie-St-Paul (15.5%g) était supérieure à celle enregistrée à Chicoutimi-Nord pour la raison que l'instrument était sur un sol plutôt que sur le roc solide. L'affirmation que "seuls ceux de la région de Chicoutimi, de Baie-St-Paul ont été déclenchés" contredit cependant celle contenue dans le rapport à la page 9 où l'on dit que 12 sites ont fourni des valeurs d'accélération.

- page 27: A Varennes, pas plus qu'au Saguenay (avant 1988) on n'a pas la preuve qu'il n'y ait jamais eu de tremblement de terre dont la magnitude dépassait 4.0. La fenêtre de 400 ans à travers laquelle on essaie d'estimer la sismicité est bien petite comparée à l'échelle des temps géologiques qui se mesure en millions d'années et sur laquelle devraient être observés les phénomènes séismiques. On devrait donc sérieusement considérer la possibilité d'un évènement de magnitude 6.0 - 6.5 dans les environs de Varennes.

- page 28: Sur la sécurité des installations souterraines, Jean-Yves Chagnon reprend l'exemple de Tang-Chan (Chine) et indique que l'ébranlement dans la mine a été à peine perceptible. Mais il souligne aussi qu'il y a eu "envahissement d'eau", ce qui indique que des fractures ont sûrement été la cause de cette inondation. Le peu de données techniques dont nous disposons pour le projet de Varennes, ne nous permet pas cependant de donner un avis éclairé sur les conséquences de telles fractures sur l'ouvrage souterrain en cas de tremblement de terre.

Nous notons que M. Bourassa pose une question sur les failles qui est très pertinente. Il faut se rappeler que le tremblement de terre du Saguenay, comme la majorité des autres tremblements de terre de l'Est canadien, s'est probablement produit sur une de ces "fractures très anciennes qui datent de l'époque où il y a eu des contraintes appliquées sur les roches mais qui ne sont plus appliquées". Bien sûr les contraintes qui ont contribué à la création de nombreuses failles telles celles qui définissent le rift du Saint-Laurent ne sont plus en action aujourd'hui. Il faut cependant réaliser que les séismes d'ici résultent le plus souvent de la ré-activation de ces anciennes failles dans le régime de contraintes actuel de l'Est nord-américain. Avant de

cataloguer une faille comme inactive, il faut procéder à des observations géologiques minutieuses et également vérifier la sismicité contemporaine aussi bien que les données historiques en rapport avec cette faille.

C) AVIS SUR LES MESURES DE MITIGATION PROPOSEES PAR
LE PROMOTEUR

Il est difficile pour nous de fournir un avis éclairé sur les mesures envisagées par le promoteur pour tenir compte des effets séismiques sur ses installations, car (1) nous ne disposons pas suffisamment d'informations techniques en rapport avec ce projet et (2) le risque séismique n'est pas encore bien défini. Cependant nous sommes d'avis que les effets séismiques en surface devraient être pris en considération étant donné qu'il y aura nécessairement des raccordements entre les cavités de stockage souterraines et les installations de surface.

A ce sujet, on pourra se référer à la norme CSA Standard Z276-M1981 de l'Association) intitulée "Liquefied Natural Gas (LNG) - Production, Storage and Handling".



Reynald Du Berger, ing., séismologue
Université du Québec à Chicoutimi

Chicoutimi, le 30 novembre 1990

Annexe 13

**Note de service entre la Direction des
évaluations environnementales et la DGII-
Service d'évaluation des rejets toxiques
portant sur le phosphore élémentaire**



NOTE DE SERVICE

A: Monsieur Jean-Louis Joly
Direction des évaluations environnementales

DE: Sylvie Cloutier
DGII-Service d'évaluation des rejets toxiques

DATE: Le 15 novembre 1990

OBJET: Soligaz

Monsieur,

En réponse à votre demande du 6 novembre dernier, j'ai obtenu de M. Denis Beaulieu, chimiste à la direction des substances dangereuses, des renseignements très intéressants. En effet il semble qu'en autant que le phosphore élémentaire reste dans l'eau, il n'y ait aucun problème de combustion spontanée. Toutefois, à 20°-30° C (donc au contact avec les eaux fluviales) il devient visqueux et se dépose en partie. A Albright Wilson la combustion se produit entre autre quand des navires amènent une agitation et un abaissement du niveau de l'eau et en période de grandes marées. Dans ces cas, le phosphore en place dans le milieu peut venir en contact avec l'air et s'enflammer automatiquement.

Les rejets de phosphore à l'effluent d'Albright Wilson ont été grandement réduits à la fin des années 1970 mais le phosphore encore rejeté et le phosphore qui est en place dans les sédiments semblent à première vue être potentiellement dangereux pour Soligaz.

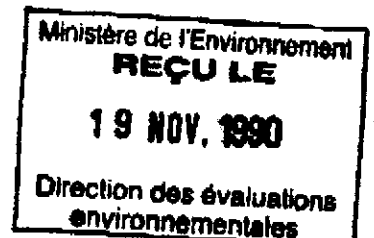
Pour de plus amples renseignements, je vous conseille fortement de voir M. Denis Beaulieu de la D.S.D. et M. René Robitaille du plan d'intervention St-Laurent. Ce dernier aurait déterminé la surface de sédiments affectés au site Albright Wilson.

Veillez agréer, Monsieur, mes salutations les plus distinguées.

SC/kl


Sylvie Cloutier
DGII-Sert

c.c. Mme Francine Richard, DGII
M. Denis Beaulieu, DSD



Annexe 14

**Rapport sur les risques associés au transport
des GPL sur le fleuve Saint-Laurent, d'après
une étude réalisée par Concord Scientific
Corporation**

Risks of LPG Ship Movement on the St. Lawrence

prepared by



Institute for Risk Research
University of Waterloo
Waterloo, Ontario

April 1991

for

Bureau d'audiences publiques sur l'environnement

Quebec City, Quebec

based on

Risk Assessment for LPG
Transport on the St. Lawrence River

by Concord Scientific Corp.
Downsview, Ontario
July, 1989

for SOLIGAZ

TABLE OF CONTENTS

Background and Objective	1
Risk: Representative Accidents/Spills	4
Risk: Consequences	5
Risk: Chance or Frequency	7
Risks to Individuals	10
Society Risk	17
Summary	17

This report was prepared by John Shortreed and Beth Weckman, members of the Institute for Risk Research and Professors of Civil Engineering and Mechanical Engineering respectively, University of Waterloo. Illustrations are by A. Hildebrand, Waterloo.

LIST OF FIGURES

Figure 1:	Marine Transport of Liquefied Petroleum Gas	2
Figure 2:	"Collision" Fire Hazards	6
Figure 3:	"Unloading" Plus Failure of Emergency Shut-Off System with Pool Fire	8
Figure 4:	Perspective on Risk to an Individual Person	12
Figure 5:	Estimated Annual Individual Risks of Mortality for Accident/Spill: Quebec City	15
Figure 6:	Estimated Annual Individual Risks of Mortality for Accident/Spill: Varennes	16

LIST OF TABLES

Table 1:	Estimated time Intervals Between Representative Accident/Spill Events for 20 Ships/Year	9
Table 2:	Risk Factors	11

Background and Objective

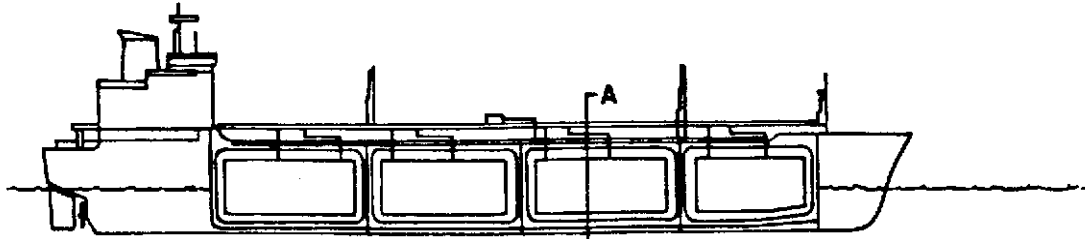
This report summarises and presents the risks, estimated¹ by Concord Scientific, for the transportation of LPG in the St. Lawrence River. No risk analysis was done by the Institute for Risk Research. The objective of the Institute's study was to use recognised techniques of risk communication to interpret and illustrate the risks estimated by Concord. The purpose of this report is to present the risks in a clear, factual and unbiased way so that people might understand the risks and then be able to assess and evaluate these risks for themselves.

The study by Concord estimated the risks associated with the transportation of 20 ship loads, per year, of liquid propane and butane (LPG) moving in a two day period, 431 nautical miles down the St. Lawrence River to Varennes and there being unloaded over a two day period. The ships will each carry about 80,000 m³ (80 million litres) of liquid propane or butane in four large tanks.

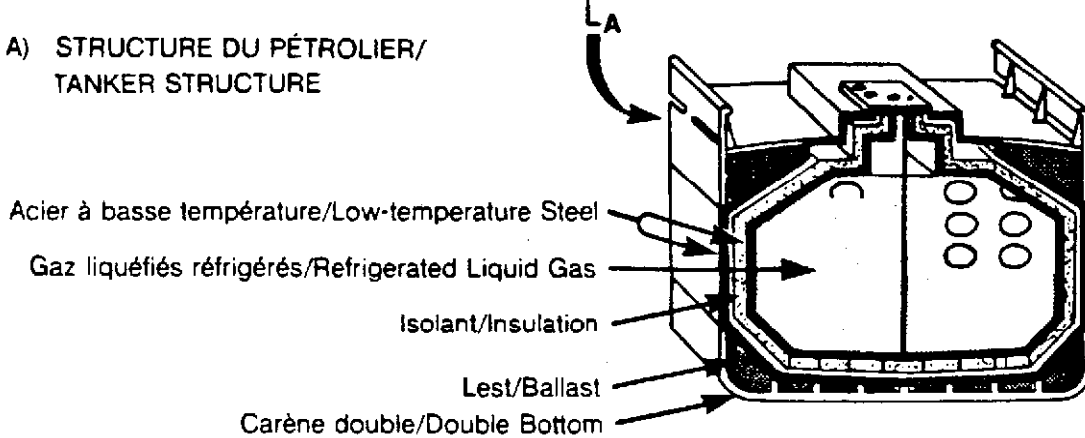
Figure 1 illustrates a typical ship with 4 double walled tanks each with a centre divider. Each tank is about 25m by 15m by 50m (or 75 feet by 45 feet by 150 feet). The liquid is cooled to between -5°C (butane) and -40°C (propane) to keep it as a liquid instead of a gas. It is similar to the liquid propane used in home barbecues. As shown in Figure 1, the tanks have two separate steel walls with insulation between to keep the temperature low and also to contain the LPG if there is a collision. The ship has a double bottom, in addition to the double tanks, in order to protect the cargo if the ship is grounded.

¹ For more details of the risk estimates presented here in summary form, see the July 1989 report by Concord Scientific prepared for SOLIGAZ.

1 TRANSPORT MARITIME DES GAZ DE PÉTROLE LIQUÉFIÉS/ MARINE TRANSPORT OF LIQUIFIED PETROLEUM GAS

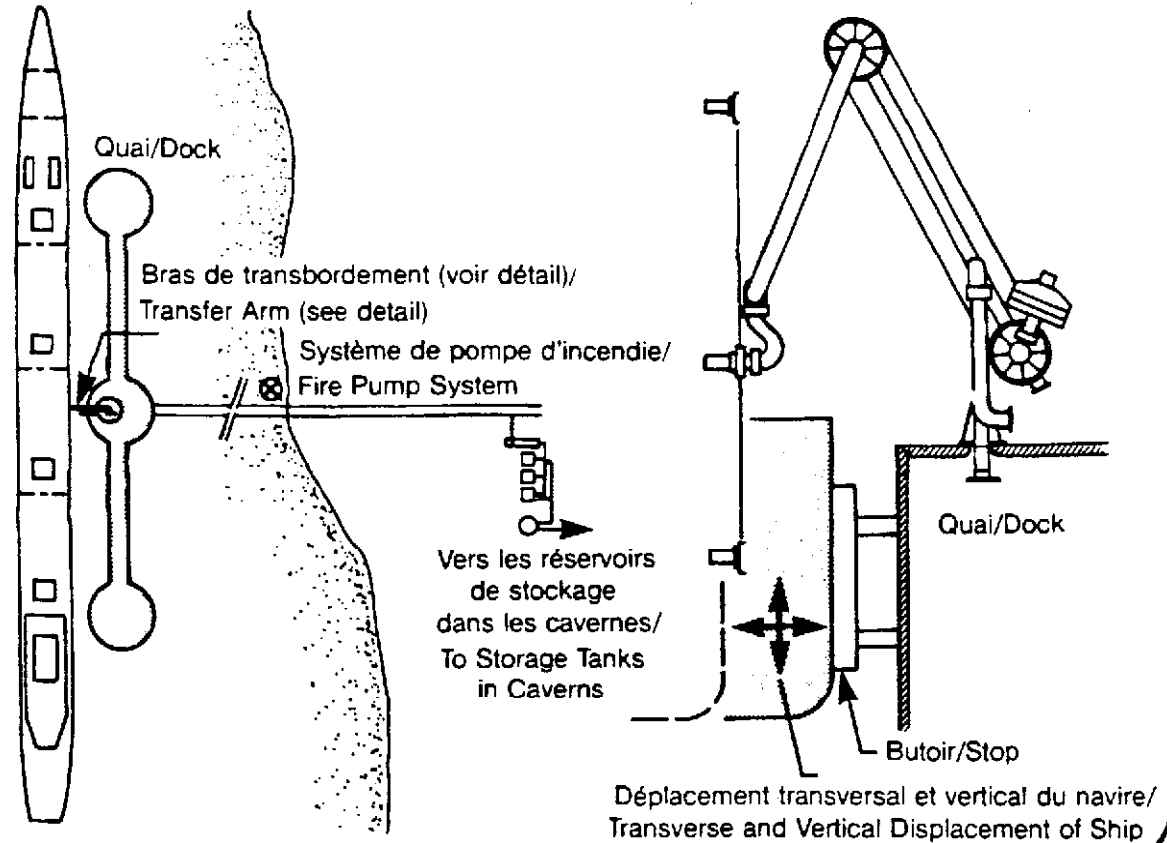


A) STRUCTURE DU PÉTROLIER/
TANKER STRUCTURE



- Acier à basse température/Low-temperature Steel
- Gaz liquéfiés réfrigérés/Refrigerated Liquid Gas
- Isolant/Insulation
- Lest/Ballast
- Carène double/Double Bottom

B) TRANSBORDEMENT NAVIRE-TERRE ET STOCKAGE À VARENNES/
SHIP-TO-SHORE TRANSFER AND STORAGE AT VARENNES



LPG ships have been designed and used for transporting liquid propane and butane since the early 1970's. For similar ships, on a world-wide basis, there have been about 600 000 ship-days of experience in the 11 years from 1978-1988 and Lloyd's have reported 303 incidents in the 11 years with 19 groundings, 42 collisions between ships and 18 collisions with docks, piers, etc. The other 224 incidents were mostly mechanical failures, with a few fires, explosions and other incidents generally contained to the ships themselves. The 61 groundings and collisions for similar ships resulted in two spills with an additional two spills due to "hostilities". The size of the spills was not recorded. There was one incident with fatalities. The four spills for the 600 000 ship-days, world-wide, can be compared to the proposed 80 ship-days per year considered here for LPG transport in the St. Lawrence.

The propane and butane provide raw materials for the Quebec petrochemical industries and fuel for Quebec, the U.S. and North Eastern Canada. For every one litre delivered by ship, four more litres are delivered by pipeline from Edmonton. The propane, butane and natural gas liquids are stored underground at Varennes and are distributed as required by industry and people.

If the ship's tanks containing propane or butane were punctured, liquid would spill out, forming a pool of liquid on the water and a gas cloud in the air. If not ignited immediately, the gas cloud will drift with the wind, become diluted and will reach a gas-air mixture which may burn. While this flammable gas mixture might just disperse, it is most likely that at some time it will be ignited (by a flame or a spark) and a fire will result.

When ignited the gas cloud will burn as a wave of yellow flame making a "whooshing" sound as it passes any point. Over a period of 5 to 10 minutes this "wave" will burn from the down wind edge of the gas cloud back towards the ship and the spilled pool of liquid gas. This type of flame is called a "flash fire" and is illustrated in Figure 2.

When the flash fire reaches the pool of liquid gas, the pool will start to burn, forming a very "sooty" fire with intermittent orange flames. Pool fires are illustrated in Figures 2 and 3. If there is immediate ignition of the liquid gas when it is first spilled, there will be no gas cloud or flash fire, since all the liquid will burn as a pool fire.

The flash fire could cover a distance of several kilometres, while the pool fire will be limited to several hundred metres in size. If people are exposed to the fire or radiant heat from either of these fires there would be injuries and deaths as well as property damage.

Risk: Representative Accidents/Spills

Only the risks due to the ship transport on the St. Lawrence River and the unloading operation at Varennes, as estimated by Concord, are presented here.

Risk is described in two ways:

- 1) the consequences of a spill of propane or butane and a fire, and,
- 2) the probability, or frequency, or chance that there will be a spill and a fire.

Consider the consequences and chances of the risks of traffic accidents. The consequences can be: 1) a little damage to a fender; 2) injuries or 3) death. The chance of the fender-bender may be once every three years, for an injury once in 20 or 30 years and for death, once in 5,000 years.

In the same way, all the risks of LPG transport on the St. Lawrence River are represented by three typical events, that could cause harm to the public:

- 1) Low consequence, higher chance event characterized by an "unloading" accident,
- 2) Medium consequence, low chance event characterized by an "unloading plus" failure of response accident,
- 3) High consequence, lowest chance event characterized by a "collision" and spill accident.

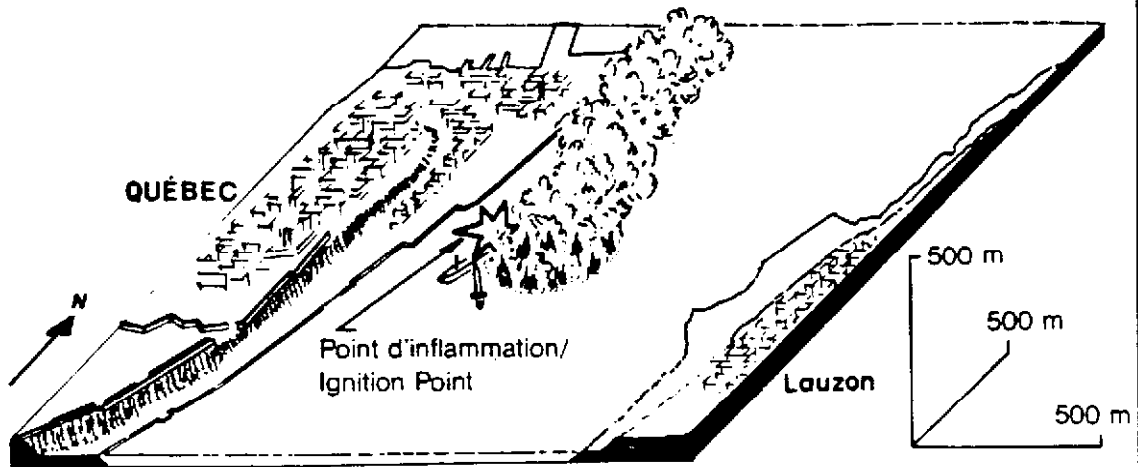
Risk: Consequences

The three events, "collision", "unloading plus" and "unloading", are used to describe all possible accidents and spills threatening the public. They are illustrated in Figures 2 and 3. Figure 2 illustrates the actual expected size of the high consequence event, ship collision and spill, with either a pool fire (90% of the time) or a flash fire (10% of the time). The LPG ship goes aground, or strikes a pier or dock or collides with another ship. The worst case is a collision with another ship that is large enough to put a hole in one of the tanks containing propane or butane. The size and speed of the colliding ship, as well as the angle of collision, determines the size of the hole and the amount of LPG spilled. Ship speeds vary by location in the river with the highest speeds in the Saguenay River area. The collision event in Figure 2 is the maximum event and assumes that 10,000 m³ (or 10 million litres) of liquid gas is spilled in three minutes and furthermore that the connecting tap between the two halves of the damaged tank is open so that an additional 10 million litres spill over the next five hours.

In Figure 2 the pool fire is shown in the river at Quebec City and the flash fire at Varennes so that the size of the maximum event can be seen. The fires would burn out in a few hours. The maximum events illustrated in Figure 2 would have about 100 expected fatalities.

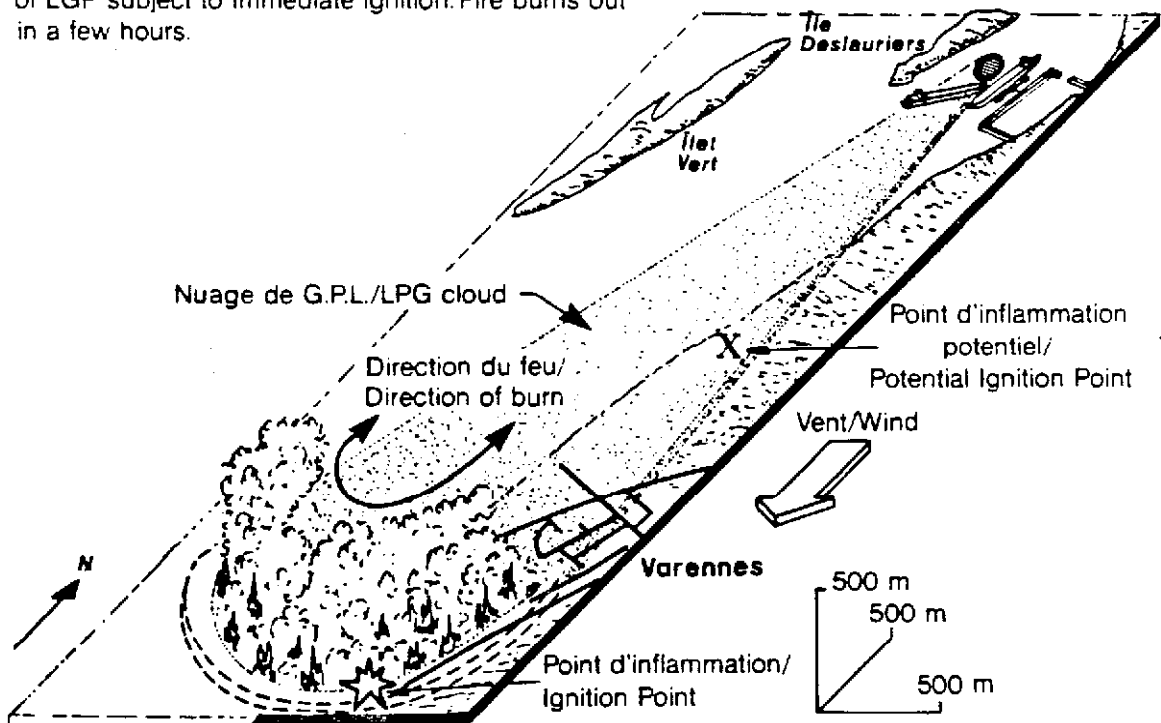
The flash fire in Figure 2 starts by the release and evaporation of the liquid propane or butane then, as the gas is blown away from the ship by the wind, it mixes with air to form a gas cloud. Ignition of the cloud by a spark, or open flame results in a wave of flame starting at the downwind edges of the cloud and burning back towards the spill in a "flash fire". This is illustrated in Figure 2 for the maximum possible "collision" event. The gas cloud covers an area about 3km by 1.7km, before it is ignited. This event has a frequency of occurrence of only once in millions of years. For example, the gas cloud would likely be ignited when it first reached a building or hydro line on land, e.g. about point X in Figure 2. The flash fire would then burn back from that point toward the collision.

2 RISQUES LATENTS D'INCENDIE EN CAS D'ABORDAGE/ "COLLISION" FIRE HAZARDS



FEU EN NAPPE/POOL FIRE:

L'abordage donne lieu à une rupture massive des réservoirs de carburant. Une nappe de G.P.L. s'étend rapidement et présente un risque d'inflammation immédiate. L'incendie s'éteint en quelques heures./Collision causes a massive rupture of fuel tanks, with rapidly spreading pool of LGP subject to immediate ignition. Fire burns out in a few hours.



FEU À INFLAMMATION INSTANTANÉE/FLASH FIRE:

Suivant l'abordage, une nuage de G.P.L. s'étend lentement et s'enflamme à une distance d'environ trois kilomètres de l'accident. La nuage revient par vagues de flammes en fer à cheval pour provoquer finalement un feu en nappe./Collision causes slow spread of LPG cloud which is ignited some 3 km from the accident. Cloud burns back in a horseshoe-shaped wave of flame, eventually igniting a pool fire.

Figure 3 shows the medium consequence event "unloading plus". This is a spill due to the failure of the unloading arm, or the piping or pumps at the unloading site in Varennes. An initial spill of less than 100m³, or 100,000 litres is considered and then there is also the failure of the "Emergency Shut-Down" system which turns the unloading pumps off. The pumps can unload 1.6 million litres per hour and are assumed to be shut off, manually, after 20 minutes when an additional 533m³ or 533,000 litres have spilled.

Figure 3 illustrates the fire for the "unloading plus" accident/spill involving 633,000 litres. The spill forms a pool on the water near the dock, is ignited immediately, and a pool fire results.

The most frequent event is the "unloading" event due to failure or incorrect connection of a valve, pipe, or the unloading arm. Operation analysis indicates a likely spill of 0 to 50,000 litres. A maximum possible spill of 100,000 litres is assumed for this event and this results either in a pool fire or a flash fire, but much smaller than those shown in Figures 2 and 3.

The three accident/spill events representing all possible accident/spill events impacting the public are summarised in Table 1. Table 1 also contains an additional "on ship" accident which would not impact the public, but is included for completeness.

Risk: Chance or Frequency

Table 1 summarises the estimated average time interval between occurrences of the three accident/spill events for the three sections of the St. Lawrence River which have considerable population near the river and were selected as they are the highest risk areas along the 431 miles of the St. Lawrence River used by the LPG ships.

Table 1 indicates that the average time interval between "collision" events is millions of years. Only Varennes has unloading accident/spills, about every 5,000 years, plus the failure of Emergency Shut Down system about every 1/2 million years. In Table 1 "on board" events are seen to be more frequent in Varennes because of the time period, 2 days, it takes to unload the ship.

3 «DÉCHARGEMENT PLUS» PANNE DU SYSTÈME D'ARRÊT D'URGENCE À L'OCCASION D'UN FEU EN NAPPE/
 "UNLOADING PLUS" FAILURE OF EMERGENCY SHUT-OFF SYSTEM WITH POOL FIRE

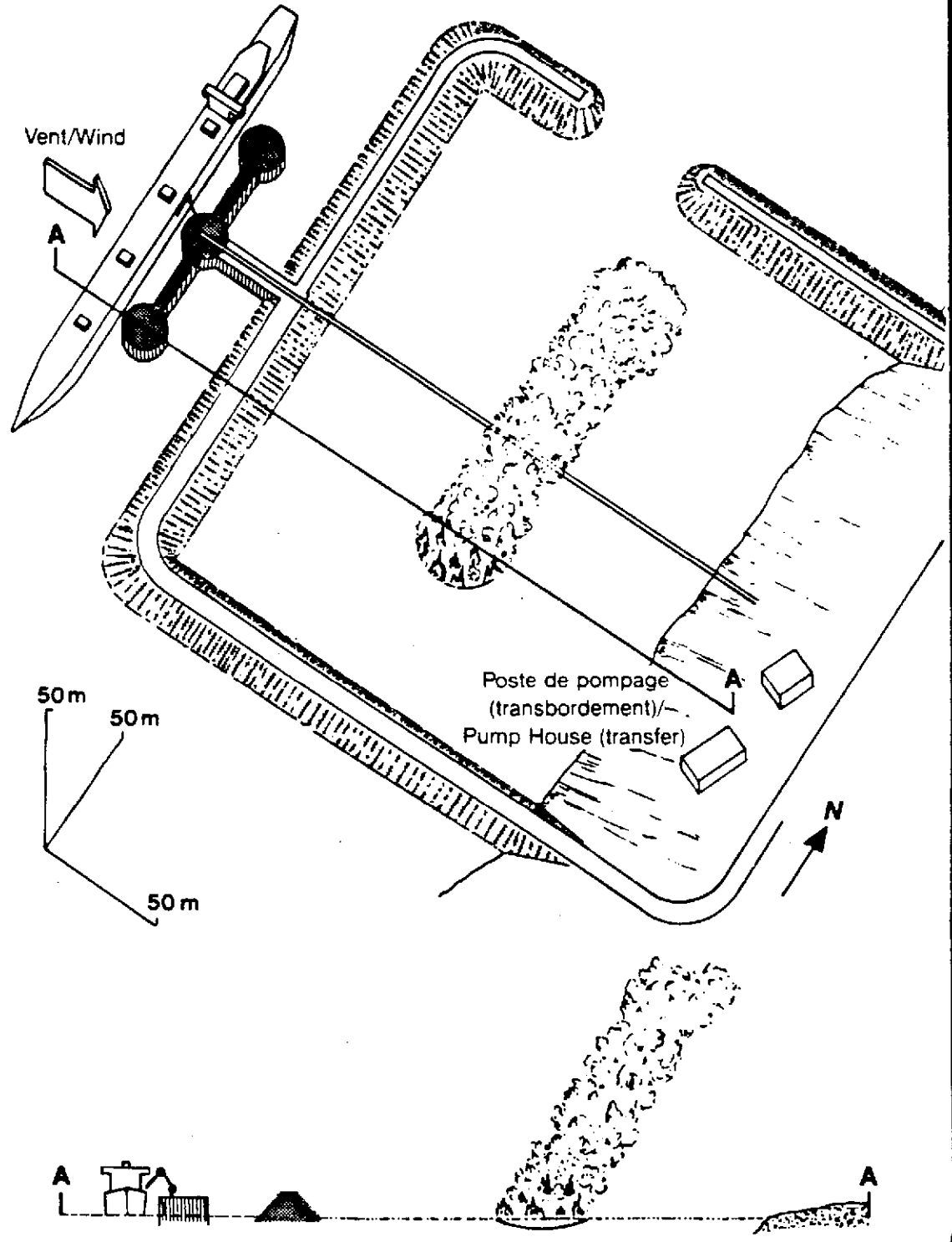


Table 1: Estimated Time Intervals Between Representative Accident/Spill Events for 20 Ships/Year

Accident/Spill Event	Quantity Spilled	Maximum Cloud if Flash Fire	Time Interval * Between Events for Three Sections of St. Lawrence River		
			Les Escoumins (94 nautical miles of river)	Quebec City (44 nautical miles of river)	Varenes (6 nautical miles of river)
1) "Collision" (two ships)	10 million litres in 3 min. plus 10 million litres in 5 hours	3km x 1.7km	5 million years	5 million years	43 million years
2) "Unloading Plus" plus failure of Emergency Shut Down of pumps	100 000 litres instantly plus 533 000 litres in 20 min.	650m x 450m	no unloading	no unloading	1/2 million years
3) "Unloading"	100 000 litres instantly	500m x 300m	no unloading	no unloading	5 000 years
4) "On Board"	10 000 litres	Contained on ship	38 000 years	34 000 years	7 000 years

* Average estimated time intervals reflect the chance of occurrence, for example a 5 million year time interval is 1 chance in 5 million or 2×10^{-7} .

The time intervals in Table 1 reflect the average estimated chance of the event. Of course, the event could happen at any time but with a very low chance of occurrence.

For all accidents/spills listed in Table 1, it is estimated that 90% of the time there will be a pool fire and 10% of the time there will be a gas cloud and a flash fire. Ignition is assumed always to happen.

Risks to Individuals

Risks to individual people along the St. Lawrence depend on a number of risk factors. The effects of all these factors are considered in a great many, detailed and comprehensive calculations of the consequences and frequencies of the accident/spill events in the consultant's report. These risk factors are listed in Table 2.

The variations in risk factors result in 100's of calculations of consequences and chances of occurrence. Table 2 indicates that most of the risk factor assumptions are realistic or lean towards over-estimating the risks. However, the assumption that all accidents/spills will happen at one point in the 94 mile Les Escoumins section or the 44 mile Quebec City section of the river results in a very high over-estimate of the risk. Since the Varennes section is only 6 miles long the over-estimate of risk is not as great.

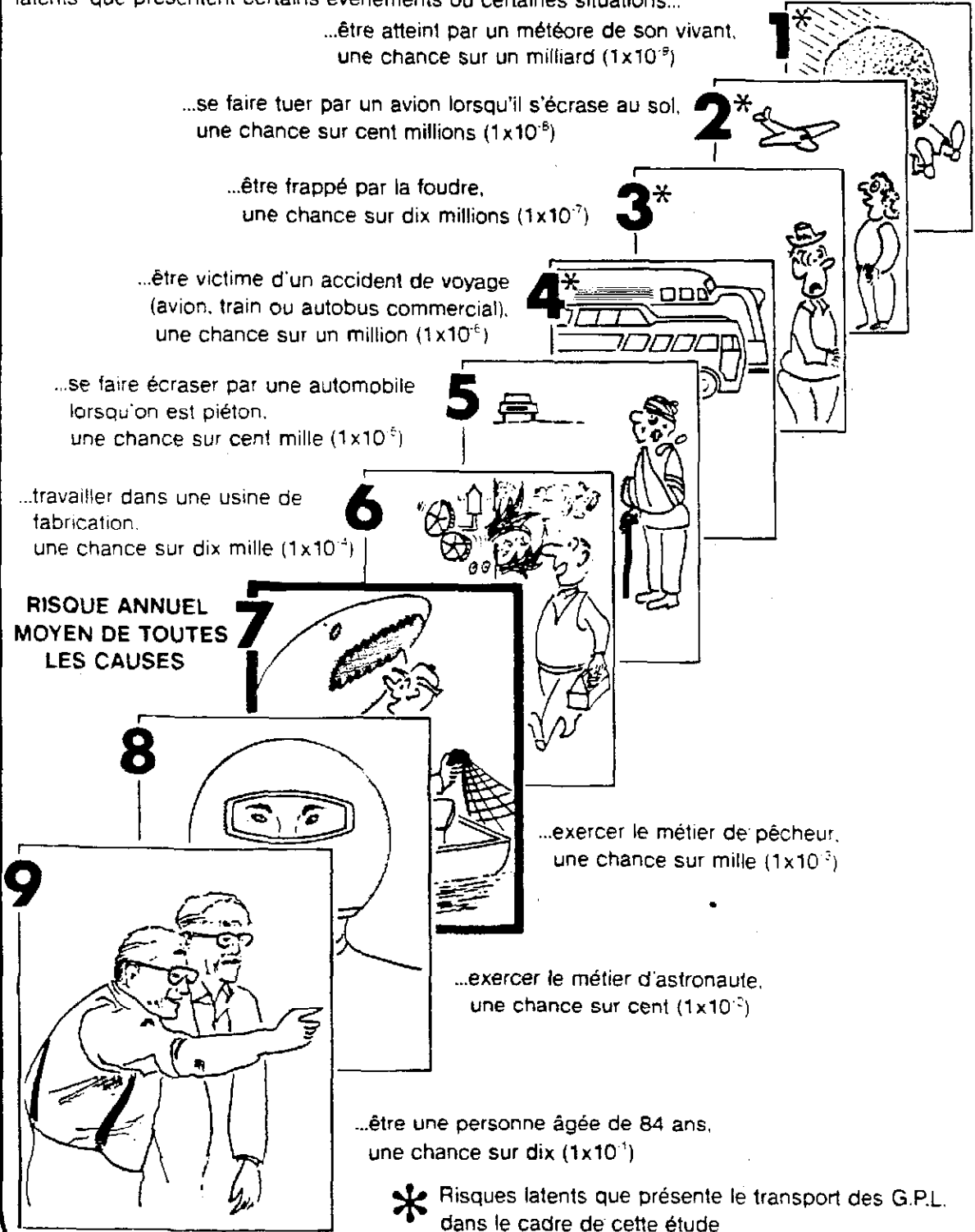
Figure 4 provides a scale of individual risk that is used to present the individual risks for the Quebec City and Varennes sections. The scale of risk, to an individual in a one year period, goes from risk (1) - "safe" to risk (10) - "certain death" in a one year period, not shown in Figure. An increase of 1 in the scale represents a 10 fold increase in risk and a decrease of 1 in the scale a decrease to 1/10th of the previous risk. Risk (10) is 1 billion times greater than risk (1).

Table 2: Risk Factors

Risk Factor	Assumptions	Is Risk Overestimated?
Location of Accident/Spill	Assumed to be at one point in Section listed in Table 1	<u>Very much</u> - since all events in river section are assumed to happen at one point, the most populated point
Amount Spilled	See Table 1 - based on type of accident, speed of ship, etc.	<u>Slightly</u> - "more risk" assumptions used throughout
Spill Probability	See Table 1	<u>Slightly</u> - modern ships are safer than historical data would indicate
Ignition	90% ignite to form pool fire, 10% ignite later - flash fire	<u>No - Realistic</u>
Material in Fire	Butane for pool fire Propane for flash fire	<u>Slightly</u> - most dangerous material picked for each fire type
Wind Direction, Weather and Current Speed	For gas cloud and flash fires 27 combinations of wind and weather are used	<u>No - Realistic</u> - uses local conditions
Time of Day	Population varies by day/night	<u>No - Realistic</u>
Human Effects of Fires	Health effects depend on level of heat and time of exposure. Variation in resistance of people assumed	<u>No - Realistic</u>

PERSPECTIVES DE RISQUES ANNUELS POUR UNE PERSONNE

La séquence de ces bandes dessinées reflète, sous forme de taux annuel de mortalité, les risques latents que présentent certains événements ou certaines situations...



* Risques latents que présente le transport des G.P.L. dans le cadre de cette étude

4 PERSPECTIVE ON ANNUAL RISK TO AN INDIVIDUAL PERSON

This sequence of diagrams shows levels of risk associated with various activities, expressed numerically as the annual chance of dying...

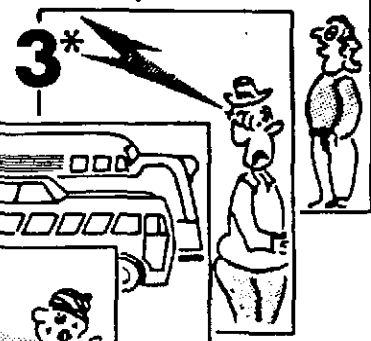
... from being hit by a meteor in lifetime,
one chance in a billion (1×10^{-9})



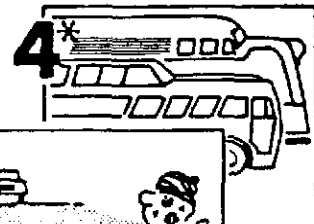
... from being hit by a crashing airplane,
one chance in 100 million (1×10^{-8})



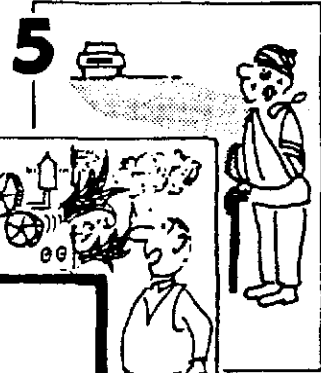
... from being hit by lightning,
one chance in 10 million (1×10^{-7})



... from travelling by commercial air, rail and bus,
one chance in 1 million (1×10^{-6})



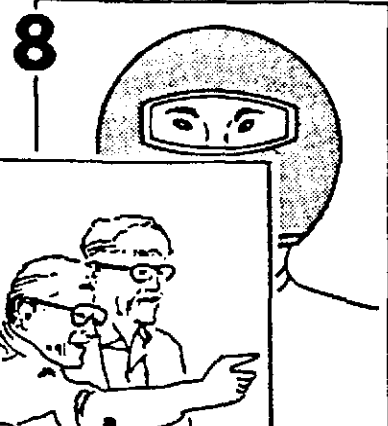
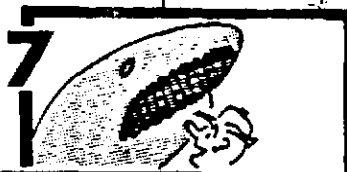
... from being a pedestrian,
one chance in 100 thousand (1×10^{-5})



... from working in manufacturing,
one chance in 10 thousand (1×10^{-4})



AVERAGE ANNUAL RISK FROM ALL CAUSES



... from being a fisherman,
one chance in 1 thousand (1×10^{-3})



... from being an astronaut,
one chance in 1 hundred (1×10^{-2})



... from being 84 years old,
one chance in 10 (1×10^{-1})

* Levels of risk associated with LPG transport in this study

Risk (7) is a 1/1000 annual chance of death and is the average chance of death, from all causes, for people up to the age of 55. Thus risk (7) is the risk most people face from all causes; diseases, accidents, illnesses, smoking, etc. It is also the additional annual risk of death for fisherman and other high risk occupations. Risk (7) is shown as a highlighted square to reflect that it is the existing, average, risk for people.

Figure 4 illustrates each individual risk level in order to help understand the size of the various risk levels. The example activities are generally similar types of risks to LPG transport; as they are activities not controlled by the individuals at risk. Risk levels (1) through (4) illustrate the levels of individual risks in this study.

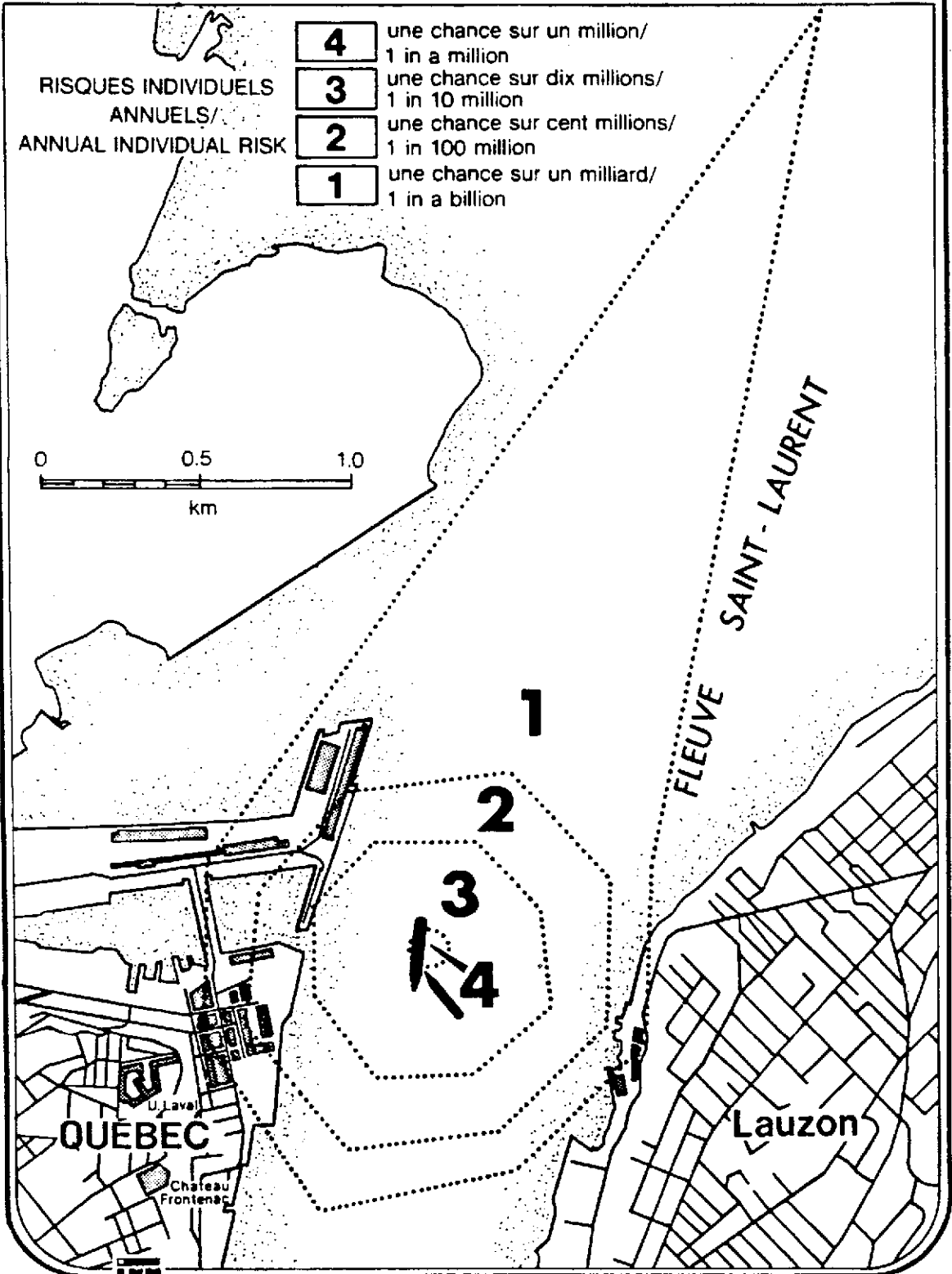
Individual risks, calculated by considering all the possible accident/spill events, different wind directions, chances of ignition, pool fires and flash fires and other risk factors are best summarised as the annual chance of an individual person at a specific location dying during a one year period due to the transport and unloading of propane and butane for 20 ship loads per year. The direction of the wind, size of the spill, chance of occurrence, etc. are all summarised in the annual chance of death to an individual person.

Figures 5 and 6 present the individual risks, estimated by Concord, for two specific accident/spill locations, one near Quebec City in the St. Lawrence River channel and one at the Varennes unloading terminal. Individual risks at other locations along the river would be similar to those shown for Quebec City. As indicated in Table 1 these risk estimates are high estimates. The shape of the risk areas reflect variations in wind direction, current speed and other variations in risk factors listed in Table 2.

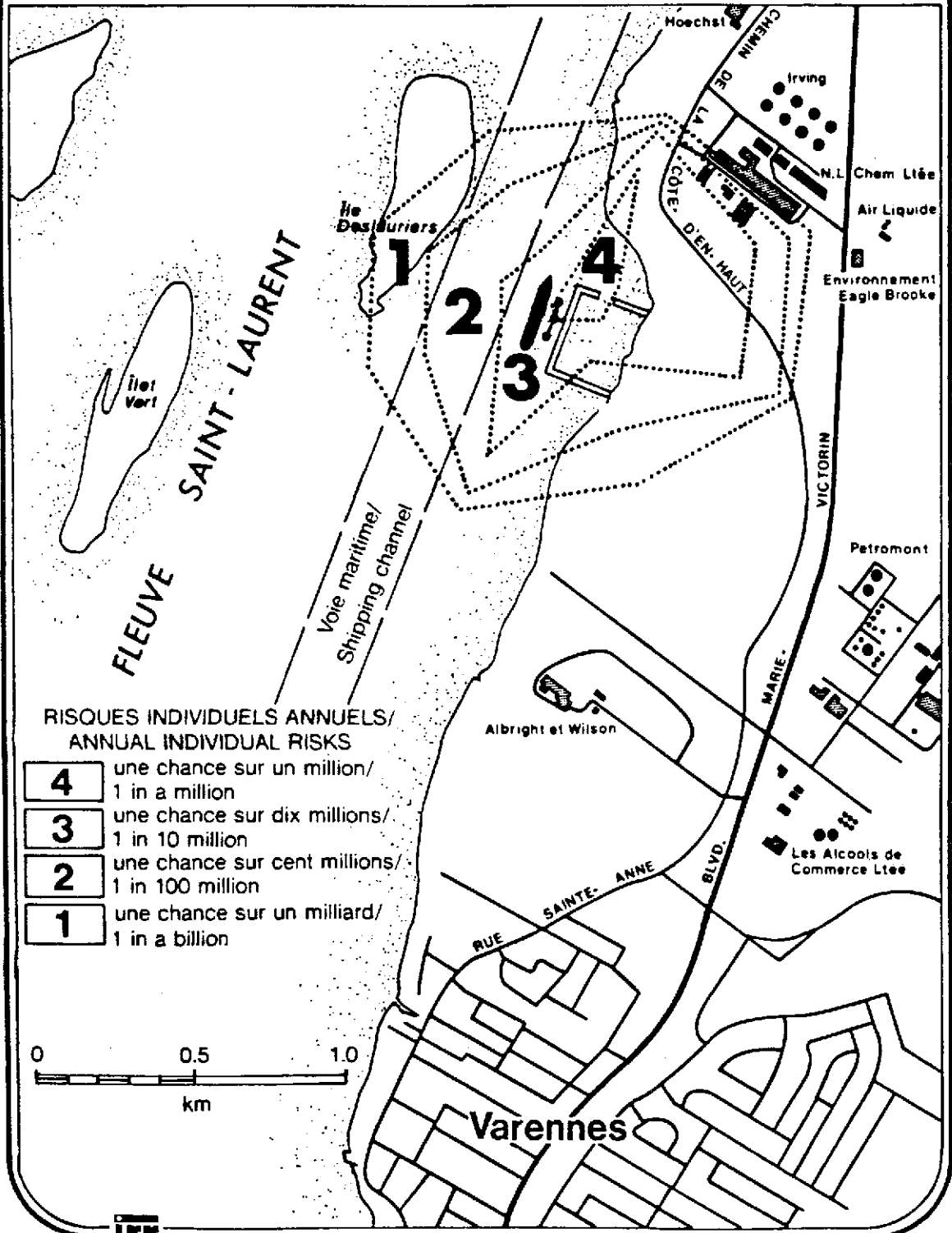
In Figure 5 all the possible events for the 44 miles of river are assumed to happen at one location in the river at Quebec City. The individual risks from this assumption are illustrated by means of areas and the associated annual risks to individuals in those areas. The down river elongation of risk level 1 is due to the current flow and the local wind patterns.

In Figure 6 all accident/spills are assumed to happen at the unloading dock. The major buildings within the individual risk areas are indicated. It should be observed that the flash fire event shown in Figure 2 is so improbable that it does not have an impact on individual risks even at level risk (1), an annual chance of death of one in a billion.

5 ESTIMATION DES RISQUES INDIVIDUELS ANNUELS DE MORTALITÉ D'ACCIDENT OU DE DÉVERSEMENT: QUÉBEC / ESTIMATED ANNUAL INDIVIDUAL RISKS OF FATALITY FOR ACCIDENT/SPILL: QUEBEC CITY



6 ESTIMATION DES RISQUES INDIVIDUELS ANNUELS DE MORTALITÉ D'ACCIDENT OU DE DÉVERSEMENT: VARENNES/ ESTIMATED ANNUAL INDIVIDUAL RISKS OF FATALITY FOR ACCIDENT/SPILL: VARENNES



Society Risk

In addition to the annual risks to individuals, the sum of the risks to everyone along the river is of interest. The maximum expected number of people estimated, by Concord, to be killed in any one accident/spill event is 100 people. This is for a 20 million litre spill which does not ignite immediately but forms a gas cloud and then ignites in a flash fire. Table 1 indicates that this event is highly improbable, or would occur, on average, about once every 5 million years.

Considering all possible events, the chance of occurrence of the event, and the expected number of people that would be killed in each event, it is estimated that on average .00005 people might be killed each year due to the total annual transport of propane and butane down the St. Lawrence River to Varennes for unloading.

Acceptable levels of risk have been defined by public authorities in England and the Netherlands. They have established standards for "acceptable" risks, "unacceptable" risks and in-between risks that require improved risk prevention measures. By these standards the estimated level of total risk to society is consistent with "acceptable" levels of risk for this type of industrial activity.

Summary

The report by Concord Scientific provides a very detailed estimate of possible risks associated with the annual movement of 20 ship loads of propane and butane down the St. Lawrence River to Varennes where they are unloaded. This report describes the accidents and spills associated with these ship movements and illustrates the types of fires that can result. The resulting annual risks to individuals are presented for typical locations near Quebec City and Varennes. The risks are likely over-estimated. A risk scale is provided so that people may evaluate these risks for themselves.

Annexe 15

**Avis de Fred Scharf sur les aspects
géotechniques du projet du consortium
Soligaz à Varennes**

6450 South Lewis Avenue
Bridgeport III, Suite 300
Tulsa, OK 74136

April 9, 1991

Ms. Jocelyne Beaudet
Gouvernement du Québec
Bureau d'audiences publiques
sur l'environnement
5199, rue Sherbrooke est
bureau 3860
Montréal (Québec) H1T 3X9

Dear Ms. Beaudet:

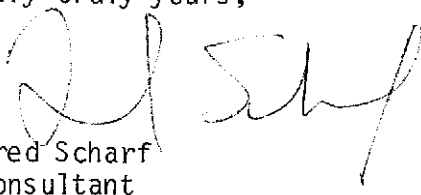
In accordance with our Agreement, I enclose my report and final invoice.

Please note that my report covers the points specifically requested in our Agreement under SCOPE OF WORK, OBJECTIVE, with the exception of hydrology and water curtains. In my opinion, water curtains are an obsolete technology; therefore, I purposely left these items for Dr. Don Warner to address. Dr. Warner is an extremely competent hydrologist.

Also, I only gave consideration to the translated material and I did not have the opportunity to obtain a translation of the other data you sent. From the data furnished, the site appears suitable for underground storage of LP-Gas, providing that the parameters mentioned in my report are adhered to.

Should you have additional questions, please feel free to contact me.

Very truly yours,


Fred Scharf
Consultant

FS/mb

Enclosure a/s

REPORT OF FRED SCHARF
CONSULTANT
THE BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES
SUR L'ENVIRONNEMENT

SCOPE OF WORK

Examine and evaluate the Soligaz Project for the proposed underground storage of LPG as discussed in the English translation of the data supplied by The Bureau d'Audiences Publiques Sur L'Environnement.

There are two important requirements for mined underground LPG storage. They are:

1. a stable and impervious rock formation, and,
2. adequate hydrostatic pressure at the cavern roof.

Compressive strength of 22 to 52 MPA is a minable rock with some support required. The described bolting and shotcrete methods stated in the data furnished should be satisfactory, but consideration should be given to reducing the size of the openings. 13 M is considered a large span for shale. During mining the shale may be effected by moisture in the air. Also, water or product may effect the shale.

Permeability of 10^{-7} to 10^{-8} M/S is satisfactory, but this appears to be an average. From the data, I cannot determine if any zones in the cavern area have greater permeability that could be detrimental. U.S. practice is to set packers in the test holes to perform pressure tests on the cavern zone. No such information is supplied in the data furnished.

An R.Q.D. of 75 to 90% as described is good, but the R.Q.D. in Hole VA-6 of 0 to 50% is an indication of potential problems that could require additional study or possible relocation of the cavern.

April, 1991

It is extremely important that the water table be maintained over the cavern and in the immediate surrounding areas. During construction of the incline shaft and cavern, water inflow cannot be excessive because the water table will be effected. Once the water table is reduced, it may be difficult, if not impossible, to restore. Present indications are that water table pressure is about 145 psi at the cavern roof and operating pressure is 102 psi. If these pressures are adhered to, the product will be contained. Leakage is generally caused by exceeding the hydrostatic capability of the water table to contain the product. The differential appears to be sufficient, but does not have a great safety factor. Dr. Don Warner will cover hydrology and the water curtain in detail.

It is almost a certainty that water will be encountered in mining the incline and other openings. The risk is that the water inflow cannot be controlled. All shale caverns in the United States have been mined through a vertical drilled shaft which minimizes this problem.

It is not unusual to encounter CH_4 in cavern construction. This can be handled with adequate CH_4 detectors and monitors, and sufficient ventilation and should not be detrimental to the cavern.

There are more caverns mined in shale in the United States than in any other rock formation....almost all are still in operation. One of the first caverns constructed in shale was in 1950. This cavern is still in operation. No shale cavern utilizes a water curtain. The shale should be tested for its reaction to water, propane and/or butane. I find no such tests in the data received.

It is not possible to determine the cavern life; however, 50 years or more can be expected if the cavern has been constructed in satisfactory shale, operated properly and with no, or little, water inflow.

Flashing product in the cavern should not be allowed (applicable in the initial fill) as freezing may cause damage to cavern seals.

An underground structure, such as an LPG cavern, is reasonably safe from seismic activity. Several caverns have survived nearby seismic activity. Since shock waves travel on the surface, damage occurs only if a cavern is at the epicenter. I cannot comment on your specific location as that should be determined by an seismologist.

Experience in the United States has been that it is difficult to control the vapor pressure of this product as it is injected into the cavern. This is the reason for most over-pressuring problems in caverns; therefore, loss of the ability of the water table to contain the product. The cavern depth should be selected with a safety factor added to maximum anticipated pressure not just the normal operating pressure.

Annexe 16

Avis de Don L. Warner sur certains aspects hydrogéologiques du projet du consortium Soligaz à Varennes

Phone 314 - 341-4876
FAX 314 - 341-4192

DON L. WARNER
CONSULTING GEOLOGICAL ENGINEER
P. O. BOX 781
ROLLA, MISSOURI 65401

April 8, 1991

Ms. Jocelyne Beaudet
Government du Quebec
Bureau D'Audiences Publiques
sur L'Environment
5199 Rue Sherbrooke Est
Bureau 3860
Montreal, Quebec H1T 3X9
CANADA

Dear Ms. Beaudet:

As requested by the Bureau D'Audiences Publiques sur L'Environment, I have evaluated the questions posed in the Bureau's contract with me. My findings are included in the enclosed document entitled "Responses to Questions Concerning NGL and LPG Cavern Storage at Varennes, Quebec."

I hope that the Bureau will find my responses to be helpful in its deliberations concerning the Soligaz Project. Please do not hesitate to contact me if the Bureau should require clarification of or addition to my findings.

I appreciate the opportunity to be of assistance to the Government of Quebec.

Sincerely yours,



Don L. Warner

Enclosure

RESPONSES TO QUESTIONS CONCERNING
NGL AND LPG CAVERN STORAGE
AT VARENNES, QUEBEC

by

Don L. Warner, Ph.D., P.E., C.P.G.
P.O. Box 781
Rolla, Missouri 65401

for the

Bureau D'Audiences Publiques
sur L'Environnement
Quebec, CANADA

April, 1991

CONTENTS

Summary

Introduction

Geological and Hydrogeological Site Characteristics

Hydrogeological Site Suitability

Principals of Hydrocarbon Storage in Geologic Materials

Cavern Storage at Varennes

Other Possible Problems of Concern

References

SUMMARY

I have evaluated the information provided to me concerning development and operation of NGL & LPG storage caverns at Varennes in conjunction with the Soligaz Project.

As a result of that evaluation, I have developed the following responses to questions posed to me:

1. What would be the site suitability criteria required for underground storage of NGL in caverns mined in shale and an appreciation of success rates to be expected?

The hydrogeological requirements of an LPG cavern site would include a relatively uniform rock mass of low permeability with a sufficiently high water table or piezometric level so that inward flow of groundwater can be maintained, while the caverns are operated at the necessary pressures. Those requirements would seem to be fulfilled at the Varennes site.

One uncertainty that could exist is the extent and nature of fracturing of the shale at cavern depth. It is concluded, in the documents available to me, that the Nicolet Shale at that depth is relatively unfractured. That conclusion is based upon cores from only six boreholes. Additional exploration or the construction itself could reveal more extensive fracturing than is now believed to exist or could reveal individual fractures of greater magnitude than have been discovered to date. This possibility seems to have been anticipated by the proposed construction procedure of drilling, horizontally, ahead of the working face and pregrouting, if significant inflows of water are encountered.

2. Geostock is promoting a hydraulic containment method called "water curtains" to ensure the leakproofness of the caverns. With respect to this technique would the following points be considered risk elements and in what way?

- a) presence of artesian groundwater;

The fact that the groundwater system is artesian is not disadvantageous. At Varennes, the artesian nature of groundwater in the Nicolet Shale causes it to have natural hydraulic heads greater than those that could exist in a nonartesian system. This is an advantage in that the flow gradients toward a storage cavern are greater than would be possible in a nonartesian system.

b) salinity of the aquifers;

The water analyses that I was able to find (p. 3-33, April, 1990, Environmental Impact Assessment) are insufficient to reach any conclusions concerning effects of water quality on the water curtain operation. I can think of two possible reasons why water quality could be an issue at Varennes.

First, the clay minerals in shales can be sensitive to the chemistry of the water with which they are in contact. Injection of water of a chemistry different than that presently in the shale could result in a reaction that would be adverse to shale permeability and/or to the stability of the cavern roof and walls.

Second, mixing of incompatible injection water with natural water could result in precipitation reactions that would lower the permeability in the shale and reduce the effectiveness of the water curtain.

I doubt that either of these two phenomena is likely to be a practical problem but both should be considered.

c) presence of CH₄;

CH₄ (methane) was encountered in small amounts in two of six exploration boreholes. The presence of methane, in small quantities, in shales is not unusual. I can think of no reason why the amounts of methane likely to be found at Varennes should be a problem in water curtain operation. It is prudent, as is suggested in the April, 1990, Environmental Impact Assessment, that monitoring for methane be carried out during construction, since the methane could provide a hazard at that time.

d) life expectancy of the works, (possible fissuring, seismic activities, aging of the walls of the caverns).

High-pressure injection of water can cause hydraulic fracturing (fissuring) and has been observed to stimulate seismic activity at several localities in the United States.

If water curtain injection is carried out at existing groundwater pressure, no adverse effects from hydraulic fracturing or stimulation of seismic activity will occur.

The clay minerals in shales can be sensitive to the chemistry of the water with which they are in contact. Injection of water of a chemistry different than that

presently in the shale could result in a reaction that would be adverse to shale permeability and/or to the stability of the cavern roof and walls.

3. Any other envisaged problems of concern not mentioned above.

In the presentation of information concerning testing for mechanical properties of the Nicolet Shale, no data were shown that indicated that the shales were tested for their possible deterioration during exposure to the cavern environment. I believe that it is very important that such testing be carried out. If it should be found that the shales would be subject to significant adverse reaction when exposed to the cavern environment, then methods for avoiding or dealing with that reaction would need to be developed.

INTRODUCTION

The Quebec Bureau D'Audiences Publiques sur L'Environment has contracted for my services to the Soligaz Commission for evaluation of specific aspects of the Soligaz Project. The project includes the development of three caverns mined in shale in the vicinity of Varennes, Quebec, for the underground storage of 250,000 m³ of propane, butane and NGL.

The specific questions posed to me include:

1. What would be the site suitability criteria required for underground storage of NGL in caverns mined in shale and an appreciation of success rates to be expected?
2. Geostock is promoting a hydraulic containment method called "water curtains" to ensure the leakproofness of the caverns. With respect to this technique would the following points be considered risk elements and in what way?
 - a) presence of artesian groundwater;
 - b) salinity of the aquifers;
 - c) presence of CH₄;
 - d) life expectancy of the works, (possible fissuring, seismic activities, aging of the walls of the caverns).
3. Any other envisaged problems of concern not mentioned above.

My responses to these questions will be only with regard to the geological and hydrogeological aspects, which are the scientific and engineering areas in which I have focused my professional practice.

I should also make it clear that, in responding to these questions, the only project documents that I have had available, in English, are those listed by Ms. Jocelyne Beaudet in her letter to me of March 13, 1991. Aside from these translated documents, I have used only tables and figures from the other untranslated Project documents that were provided to me, since I do not read French.

GEOLOGICAL AND HYDROGEOLOGICAL SITE CHARACTERISTICS

To establish the basis for my responses to the questions, I will briefly state my understanding of the geological and hydrogeological site characteristics as I have obtained it from the documents provided to me.

Figure 2.7 of Volume 1 of the April, 1990, Environmental Impact Assessment shows the site to be located immediately adjacent to the Saint Lawrence River, just north of Varennes.

From the ground surface to the level of the floor of the storage caverns, the geologic deposits are described to include:

- 2 meters of organic and silty sand
- 30 meters of clayey sediments of marine origin
- 0-4 meters of glacial deposits
- 100 meters of Nicolet Shale of the Lorraine Group

below the shales of the Lorraine Group are, in turn, the Utica Shale and the Trenton, Black River, Chazy and Beekmantown Groups, which are dominantly limestones and dolomites.

In the approximately 100 meters of Nicolet Shale, the upper 10 meters

is described as very fractured, the next 60 meters is described as slightly fractured and the remaining 30 meters, in which the storage caverns would be constructed, is described as relatively unfractured and very impervious.

The permeability of the unfractured Nicolet Shale is stated to be about 10^{-11} m/s. The rock mass permeability of the upper 60 meters is said to average 10^{-7} m/s. The rock mass in the next 120 meters is said to average about 10^{-9} m/s.

The occurrence of groundwater in the clayey unit that occurs from near the surface to a depth of about 30 meters is not described. That is understandable because it appears that the unit acts to confine groundwater in the underlying rock units and is not, itself, a groundwater source. It seems that the only interval of significant permeability, within the 130 meter interval of interest, is between the marine clay unit and the Nicolet Shale, where thin sandy or gravelly glacial deposits can occur and in the relatively fractured upper 10 meters of the Nicolet Shale.

Regionally, groundwater is believed to be recharged at outcrops of the limestones and dolomites of the Trenton, Black River and Chazy Groups to the west of the site. The St. Lawrence River and adjacent lowlands are discharge areas as is indicated by piezometric levels in the Nicolet Shale of 1-3 meters above ground level at the site.

Apparently, no chemical analyses of groundwater from boreholes at the Varennes site were made. Reference is to analyses of water samples from sandstones within shales in the Lorraine and Utica Groups as reported in other publications. The scanty information provided indicates that the groundwater is a sodium bicarbonate water with total dissolved solids content in the range of 200 - 1000 mg/l. However, it is stated that drill

holes at the site revealed the presence of "highly mineralized" water.

Indications of methane gas were encountered in two of the six boreholes drilled at the Varennes site.

HYDROGEOLOGICAL SITE SUITABILITY

Table 2-4 of the April, 1990, Environmental Impact Document lists only three LPG cavern storage sites constructed in shale. It is interesting that the Middletown, Ohio, and Florissant, Missouri, caverns are in Paleozoic age shales of much the same geologic origin as shales of the Lorraine Group.

The hydrogeological requirements of an LPG cavern site would include a relatively uniform rock mass of low permeability with a sufficiently high water table or piezometric level so that inward flow of groundwater can be maintained, while the caverns are operated at the necessary pressures. Those requirements would seem to be fulfilled at the Varennes site.

One uncertainty that could exist is the extent and nature of fracturing of the shale at cavern depth. It is concluded, in the documents available to me, that the Nicolet Shale at that depth is relatively unfractured. That conclusion is based upon cores from only six boreholes. Additional exploration or the construction itself could reveal more extensive fracturing than is now believed to exist or could reveal individual fractures of greater magnitude than have been discovered to date. This possibility seems to have been anticipated by the proposed construction procedure of drilling, horizontally, ahead of the working face and pregrouting, if significant inflows of water are encountered.

PRINCIPALS OF HYDROCARBON STORAGE IN GEOLOGIC MATERIALS

Gas and liquid hydrocarbons are naturally occurring fluids that are found in localized deposits throughout the world. Both gas and liquid hydrocarbons are, also, artificially stored in many underground locations. The porosity, permeability and capillarity of rocks determine the ability of water or hydrocarbons to be stored in or flow through them. Because hydrocarbons are only slightly soluble in water, they move through water-saturated rocks as immiscible fluids. These low-density immiscible fluids can migrate freely updip or vertically upward in rocks with large well-interconnected capillaries such as sands or sandstones. However, when they encounter geologic materials, such as clays or shales, with very small poorly-connected capillaries, very large pressure differentials must exist for them to enter the capillaries and to flow through them. Thus, natural hydrocarbons move, as a result of their buoyancy, vertically and updip laterally through porous and permeable rocks with relatively large capillaries but are blocked and trapped by overlying rocks with low permeabilities and small capillaries. Just as these principals act to create natural hydrocarbon deposits, they are used to develop engineered storage sites.

Tek (1987) provides a detailed discussion of the mechanics of underground gas storage, including the concept of threshold pressures in caprocks. I will not repeat that discussion here.

For the reasons given above, in the absence of fractures, it would be virtually impossible for immiscible hydrocarbons to escape from a cavern mined in shale below the groundwater table. The reality is, however, that fractures are so commonly present in shales that other means must be used

to insure that stored hydrocarbon fluids remain in place. The mechanism that is used is to store the fluids at pressures below those in the groundwater system outside of the cavern. Thus, groundwater will always be moving into the cavern and the hydrocarbon liquids and gases cannot move out. The water curtain system, which will be analyzed in detail, is intended to enhance the ability of the natural groundwater system to prevent escape of hydrocarbons from a storage cavern.

While the principals of NLG and LPG cavern storage in shale, as described above, seem straightforward, complications can be visualized. One such complication could be the drainage of fractures during cavern construction so that, after construction, dewatered fractures would exist above and adjacent to the cavern. Such dewatered fractures might not naturally refill for a very long time because of the low permeability of the shale blocks adjacent to the fractures. In that circumstance, NGL and LPG fluids could move out of the cavern, into the dewatered fractures, even though groundwater was flowing into the cavern through fractures and pores that remained water filled. One purpose of the water curtain is to prevent the drainage of fractures, during construction, by keeping them actively supplied from a near-cavern recharge source.

CAVERN STORAGE AT VARENNES

The caverns at Varennes are proposed to be constructed at a depth of 110-128 meters below the ground surface. The propane caverns would operate at the highest pressure, 700 kPa (101.5 psi) wellhead pressure. The other caverns would operate at lower pressures, 493 Kpa (71.5 psi) for NGL and 150 Kpa (22 psi) for butane.

The total potential for flow of groundwater is a sum of the pressure

head and the elevation head. If the roof of the caverns at a depth of 110 meters is used as a datum, the elevation head at that depth would be zero and the natural groundwater pressure head would be at least 156 psi (110 meters = 361 feet and the freshwater pressure gradient is 0.433 psi/ft). It would, actually, be slightly higher than that, since the piezometric surface in the shale has been observed to stand above the ground surface by 1-3 meters.

Thus, given the proposed cavern operating conditions the groundwater system, in its undisturbed state, is capable of containing the NGL and LPG to be stored. However, should piezometric levels be lowered too much during construction or during cavern operation, that natural capability could be diminished or even eliminated.

The installation of horizontal and vertical water curtains is proposed as the method of maintaining the integrity of the groundwater hydraulic system. In concept, the water curtains will achieve that goal. Furthermore, if water is injected at the presently existing groundwater pressure of about 128 psi into the horizontal curtain, it has the potential of preventing any vertical upward movement of gas from the cavern gas caps, even if some gas should enter fractures above a cavern. That is because a downward gradient of more than 1 m/m would be established making it theoretically impossible for a gas bubble to move upward even if it should enter a fracture (Aberg, 1977). The practical fact is that, even at spacings of 10 meters between horizontal boreholes, the injected water may not reach all fractures. Nevertheless, the concept is sound and only it or some other recharge scheme has ability to overcome the possible failure of the natural system to maintain itself in the long term.

It should be noted that the possible benefits of use of the water curtain for NGL and LPG cavern storage in shale, while theoretically sound, have not been tested in practice. Existing shale storage caverns, as previously listed, have been successfully operated without water curtains and by dependence on the hydraulic containment provided by the natural groundwater system (verbal communication, Mr. Fred Scharf).

In direct response to the questions concerning water curtains posed under 2., in the introduction:

2 a) The fact that the groundwater system is artesian is not disadvantageous. At Varennes, the artesian nature of groundwater in the Nicolet Shale causes it to have natural hydraulic heads greater than those that could exist in a nonartesian system. This is an advantage in that the flow gradients toward a storage cavern are greater than would be possible in a nonartesian system.

2 b) The water analyses that I was able to find (p. 3-33, April, 1990, Environmental Impact Assessment) are insufficient to reach any conclusions concerning effects of water quality on the water curtain operation. I can think of two possible reasons why water quality could be an issue at Varennes.

First, the clay minerals in shales can be sensitive to the chemistry of the water with which they are in contact. Injection of water of a chemistry different than that presently in the shale could result in a reaction that would be adverse to shale permeability and/or to the stability of the cavern roof and walls.

Second, mixing of incompatible injection water with natural water could result in precipitation reactions that would lower the permeability in the shale and reduce the effectiveness of the water curtain.

I doubt that either of these two phenomena is likely to be a practical problem but both should be considered.

2 c) CH₄ (methane) was encountered in small amounts in two of six exploration boreholes. The presence of methane in small quantities in shales is not unusual. I can think of no reason why the amounts of methane likely to be found at Varennes should be a problem in water curtain operation. It is prudent, as is suggested in the April, 1990, Environmental Impact Assessment, that monitoring for methane be carried out

during construction, since the methane could provide a hazard at that time.

2 d) High-pressure injection of water can cause hydraulic fracturing (fissuring) and has been observed to stimulate seismic activity at several localities in the United States.

If water curtain injection is carried out at existing groundwater pressure, no adverse effects from hydraulic fracturing or stimulation of seismic activity will occur. I have previously mentioned the possibility of adverse reactions between injected water and clay minerals in the cavern walls.

OTHER POSSIBLE PROBLEMS OF CONCERN

In the presentation of information concerning testing for mechanical properties of the Nicolet Shale, no data were shown that indicated that the shales were tested for their possible deterioration during exposure to the cavern environment. I believe that it is very important that such testing be carried out. If it should be found that the shales would be subject to significant adverse reaction when exposed to the cavern environment, then methods for avoiding or dealing with that reaction would need to be developed.

REFERENCES

- Aberg, B., 1977, Prevention of Gas Leakage from Unlined Reservoirs in Rock, in Rockstore 77, Pergamon Press, Oxford.
- Tek, M.R., 1987, Underground Storage of Natural Gas, Gulf Pub. Co., Houston, Texas, 389 p.

