

# **ALP & ASSOCIATES Incorporated**

*Specialists in Risk Assessment, Change Agents in Risk Management  
Safety, Health, Environment, Property, Reputation*

---

## **Évaluation de risques pour le Gazoduc Bécancour**

(Segment additionnel d'un pipeline de gaz naturel  
vers Bécancour)

**Préparé pour la  
Société en commandite  
Gaz Métropolitain (SCGM)**

**Rapport final**

**Août 2003**

**Référence No. Gazmet-01**

## SOMMAIRE EXÉCUTIF

Ce rapport présente l'évaluation de risques de Alp & Associates Incorporated pour un segment de gazoduc qui reliera le Gazoduc TQM à l'usine de cogénération proposée par TransCanada Énergie à Bécancour.

L'étude a comporté les étapes suivantes :

1. Revue de l'information concernant le gazoduc proposé et les secteurs environnants;
2. Identification des dangers, ce qui inclut le choix de scénarios crédibles de fuites potentielles.
3. Analyse de fréquence, dont une revue de la littérature sur la fréquence d'incidents de gazoduc, disponible des études antérieures,
4. Simulation sur ordinateur pour déterminer les zones potentielles d'impact de ces scénarios à l'aide de modèles de conséquences,
5. Estimation des risques en combinant de façon appropriée les données de fréquences et de conséquences,
6. Préparation du rapport, documentation des résultats.

L'évaluation des risques pour la sécurité du public a été complétée permettant d'identifier les distances pertinentes pour le plan d'urgence et pour l'aménagement du territoire

Les zones de planification d'urgence sont basées sur les conséquences du pire scénario. Pour le gazoduc proposé, les zones de planification d'urgence ont été déterminées pour des fuites sur le gazoduc et dans les bâtisses de mesurage et régulation de la pression pour les installations hors-sol:

- Pour des fuites en provenance du pipeline qui résulteraient en dangers d'incendie, la distance est de 560 m,
- Pour les bâtisses de mesurage et de régulation de pression la distance est de 75 m.

Ces distances peuvent être utilisées comme point de départ pour l'élaboration des plans d'urgence.

Selon les photos aériennes, les types suivants de terrains se situent à l'intérieur des zones de planification d'urgence.

- Autour du pipeline, des domaines boisés, des terres cultivées, des fermes et quelques résidences le long de la rive nord du fleuve,
- Autour des bâtisses de comptage à la jonction avec le Gazoduc TQM, des domaines boisés et des terres cultivées,
- Autour des bâtisses de mesurage et de régulation près de l'usine de cogénération, des bâtisses de type industriel.

Un niveau de risque de 1 chance de décès sur 1 million ( $10^{-6}$ ) par année est atteint à une distance de 240 m de chaque côté du gazoduc. De plus, le niveau maximum de risque serait

de 3 chances de décès sur 1 million par année pour quelqu'un qui serait situé au-dessus du pipeline.

Les niveaux de risque autour des bâtisses de mesurage et de régulation de la pression sont de 10 chances sur 1 million ( $10^{-5}$ ) et 1 chance sur 1 million ( $10^{-6}$ ) par année respectivement à 22 m et 32 m des bâtisses. Le niveau de risque de 100 chances sur 1 million ( $10^{-4}$ ) n'est pas atteint.

Selon les critères du Conseil Canadien des Accidents Industriels Majeurs (CCAIM), aucune autre installation ne devrait être permise à l'intérieur de la zone de risque individuel de 100 chances de décès sur 1 million ( $10^{-4}$ ) par année. Entre 100 sur 1 million ( $10^{-4}$ ) et 10 sur 1 million ( $10^{-5}$ ), les usines de fabrication, les entrepôts et les parcs sont permis. Entre 10 sur 1 million ( $10^{-5}$ ) et 1 sur 1 million ( $10^{-6}$ ), les commerces, les bureaux et des zones résidentielles de faible densité sont permis.

Les utilisations du sol existantes pour le segment de gazoduc proposé reliant le Gazoduc TQM à l'usine de cogénération proposée par TransCanada Énergie à Bécancour, sont donc conformes avec les lignes directrices du CCAIM.

Les décisions futures d'aménagement du territoire peuvent être fondées sur les niveaux de risques individuels découlant de l'analyse de risques et sur les lignes directrices du CCAIM.

**Table des matières**

SOMMAIRE EXÉCUTIF.....	i
1 INTRODUCTION.....	1
1.1 Plan de l'étude.....	1
1.2 Contenu du rapport .....	1
2 DESCRIPTION DU PROJET .....	2
2.1 Objectifs du Gazoduc Bécancour.....	2
2.2 Localisation.....	2
2.3 Informations techniques sur les installations et paramètres du pipeline.....	4
3 MÉTHODE D'ANALYSE ET RÉSULTATS.....	6
3.1 Identification des dangers .....	6
3.2 Analyse de conséquences.....	7
3.2.1 Taux de fuite.....	7
3.2.2 Simulation d'incendie et d'explosion .....	7
3.2.3 Résultats de l'analyse de conséquences.....	8
3.3 Analyse de fréquence .....	16
3.4 Estimation du risque .....	17
3.5 Incertitude et conservatisme dans l'estimation des risques.....	19
4 RÉSUMÉ DES CONCLUSIONS .....	21
4.1 Zones de planification d'urgence.....	21
4.2 Enjeux de planification du territoire.....	21
5 RÉFÉRENCES.....	22
ANNEXE A. Procédure pour le calcul des effets de radiations thermiques et de surpression .....	A-1

**Liste de Figures**

Figure 2.1	Localisation du Gazoduc Bécancour proposée.....	3
Figure 3.1	Séquence de conséquences possibles suivant une fuite majeure de gaz naturel d'un pipeline.....	7
Figure 3.2	Intensité de la radiation thermique pour une boule de feu – ruptures complète et partielle du gazoduc.....	9
Figure 3.3	Probabilité de décès pour une boule de feu et un feu en chalumeau – ruptures complète et partielle du pipeline.....	10
Figure 3.4	Intensité de la radiation thermique pour un feu en chalumeau – fuite.....	11
Figure 3.5	Probabilité de décès pour un feu en chalumeau – fuite.....	12
Figure 3.6	Suppression de pointe – explosion de la bâtisse.....	13
Figure 3.7	Probabilité de dommages – explosion de la bâtisse.....	14
Figure 3.8	Profil de risques individuels annuels – Pipeline.....	17
Figure 3.9	Profil de risques individuels annuels – Bâtisses de mesurage et de régulation de pression.....	18
Figure 3.10	Critère d'acceptabilité du risque du CCAIM pour l'aménagement du territoire.....	19

**List de Tableaux**

Tableau 3.1	Résumé des distances de dangers pour la planification d'urgence pour les scénarios choisis.....	15
Tableau 3.2	Résumé des fréquences pour les scénarios de dangers retenus.....	17
Tableau 3.3	Résumé des distances pour les critères d'acceptabilité de risques du CCAIM pour le public.....	18

**Listes des acronymes et abréviations**

<b>Acronymes</b>	
US EPA	United States Environmental Protection Agency
US DOT	United States Department of Transportation
<b>Abréviations</b>	
°C	degré Centigrade
kg	kilogramme
kPa	kilo Pascal
kW/m <sup>2</sup>	kilowatt par mètre carré
km	kilomètre
m	mètre
mm	millimètre
m <sup>3</sup>	mètre cube
m <sup>3</sup> /h	mètre cube par heure
min	minute
po	pouce
s	seconde

## 1 INTRODUCTION

La Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM) a retenu les services de Alp & Associates pour faire une évaluation des risques du Gazoduc Bécancour. Ce projet comporte un segment qui reliera le Gazoduc TQM à l'usine de cogénération proposée par TransCanada Énergie à Bécancour.

Les risques pour la sécurité du public, en termes de fréquence et de conséquences d'une fuite accidentelle de gaz naturel, sont la principale préoccupation de cette évaluation de risques.

### 1.1 Plan de l'étude

Le plan pour la présente étude a comporté les étapes suivantes :

1. Revue de l'information concernant le pipeline proposé et les secteurs environnants;
2. Identification des dangers, ce qui inclut le choix de scénarios crédibles de fuites potentielles. Ce travail est cohérent avec les évaluations de risques antérieures exécutées au Québec (i.e., Bovar, 1997),
3. Analyse de fréquence, ce qui inclut une revue de la littérature sur la fréquence d'incidents de gazoduc, disponible dans les études antérieures,
4. Simulation sur ordinateur pour déterminer les zones potentielles d'impact de ces scénarios à l'aide de modèles de conséquences,
5. Estimation des risques en combinant de façon appropriée les données de fréquences et de conséquences,
6. Préparation du rapport, documentation des résultats.

Les principaux résultats de cette étude sont les distances aux niveaux spécifiés de conséquences suite à une fuite de gaz naturel. Ces distances sont utiles pour préparer les plans d'intervention d'urgence. Les distances pour les niveaux de risques individuels, importants pour évaluer l'acceptabilité du pipeline proposé ou l'aménagement futur du territoire à proximité du gazoduc, sont aussi rapportées.

### 1.2 Contenu du rapport

Le présent rapport présente la méthodologie et les résultats de l'étude. Après cette introduction, le chapitre 2 fournit une brève description du pipeline et de ses environs en s'arrêtant en particulier sur les aspects pertinents à cette étude. Le chapitre 3 décrit la méthodologie utilisée pour l'étude, y incluant la sélection des scénarios potentiels de fuites, et les modèles mathématiques pour les analyses de conséquences. Le chapitre 4 présente les résultats de l'évaluation des risques. Le chapitre 5 fournit les références documentaires utilisées pour l'étude.

## 2 DESCRIPTION DU PROJET

Le promoteur du projet est la Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM). Le titre du projet faisant l'objet de cette étude porte le nom de "Gazoduc Bécancour".

### 2.1 Objectifs du Gazoduc Bécancour

L'objectif principal du projet consiste à fournir le gaz naturel nécessaire pour alimenter l'usine de cogénération projetée par la compagnie TransCanada Énergie dans le parc industriel et portuaire de Bécancour (PIPB). Ce nouveau gazoduc permettrait également de consolider le réseau local de distribution de SCGM dans le PIPB. Présentement, ce réseau est alimenté par une conduite prenant son origine sur la rive nord du fleuve Saint-Laurent, soit plus précisément au sud de la route 138 et tout juste en aval du pont Laviolette pour rejoindre le PIPB. Cette conduite est présentement exploitée à sa pleine capacité pour répondre à la demande de la clientèle actuelle du PIPB. La présence d'une seconde conduite d'une capacité nettement supérieure permettrait de boucler cette partie du réseau, d'assurer une meilleure sécurité de livraison et d'approvisionner les usines/industries futures, autres que l'usine de cogénération de TransCanada Énergie, qui pourraient s'implanter éventuellement dans le PIPB.

### 2.2 Localisation

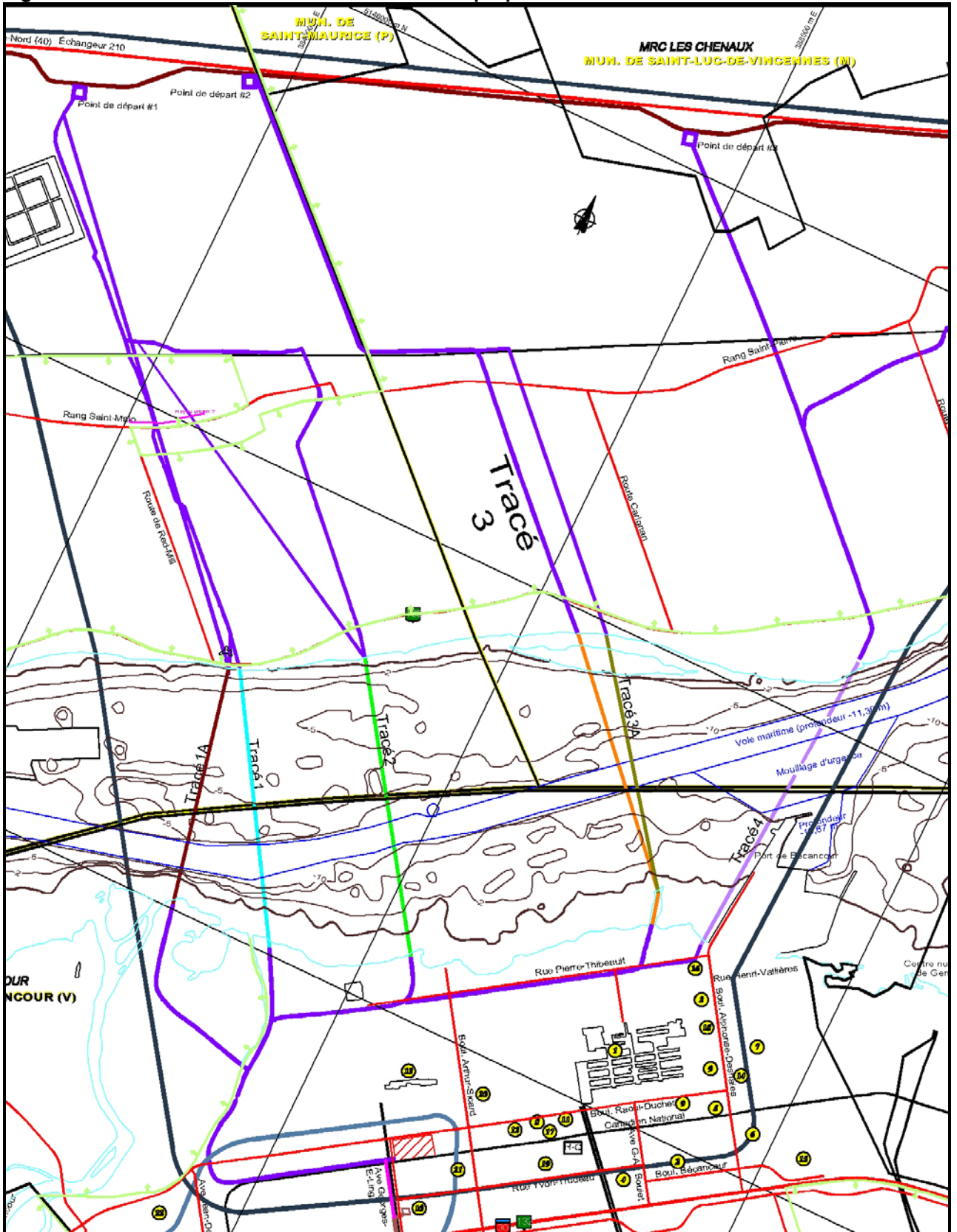
La SCGM se propose de concevoir, de construire et d'exploiter un gazoduc qui relierait la conduite de transmission appartenant à Gazoduc TQM, située généralement en bordure de l'autoroute 40 dans la région de Trois-Rivières, au parc industriel et portuaire de la ville de Bécancour.

La Figure 2.1 localise le réseau de Gazoduc TQM sur la rive nord du fleuve ainsi que le parc industriel et portuaire de Bécancour.

La SCGM étudie présentement en collaboration avec la firme UDA les divers axes possibles pour le gazoduc projeté. Ces axes seront dictés principalement par les points de raccordement possibles sur le réseau de Gazoduc TQM et les limites techniques des équipements disponibles pour permettre la traversée du fleuve Saint-Laurent et les résultats de l'analyse environnementale. La Figure 2.1 présente la partie est de la zone à l'étude pour divers axes possibles de localisation du gazoduc. Cette zone est délimitée grosso modo au nord par le réseau de Gazoduc TQM, au sud par l'autoroute 30, à l'ouest par l'autoroute 55 et à l'est par la route 261 sur la rive nord du fleuve et par la limite est du parc industriel et portuaire de Bécancour sur la rive sud.

Les axes considérés sont situés de part et d'autre de l'agglomération de Trois-Rivières. À ce stade-ci du projet, l'axe possible à l'ouest de cette agglomération (qui consiste à utiliser ou longer les emprises existantes de Gazoduc TQM et de Gaz Métropolitain) semble peu intéressant compte tenu notamment de la distance à parcourir qui correspond à environ au double de celle à franchir dans l'axe à l'est de la ville de Trois-Rivières. Ainsi, l'axe à privilégier pour le gazoduc sera fort probablement situé à l'est de l'agglomération de Trois-Rivières, en totalité ou en partie dans les municipalités soit de Trois-Rivières, de Champlain et/ou de Saint-Luc-de-Vincennes.

Figure 2.1 Localisation du Gazoduc Bécancour proposée





Quant aux axes présentement à l'étude sur la rive sud du fleuve, ceux-ci sont tous situés dans la municipalité de Bécancour. La Figure 2.1 localise la zone la plus probable pour le raccordement au réseau de Gazoduc TQM ainsi que le point de livraison dans le parc industriel et portuaire de Bécancour.

La route la plus probable (« Tracé 3 ») a été choisie comme base pour l'évaluation des risques. La classification du territoire dans le secteur entourant le pipeline est en majorité en Classe 1 (faible densité de population, terres rurales ou couvertes de boisés) avec des tronçons en Classe II selon la définition de la norme Z-662. (ACNOR Z-662)

### 2.3 Informations techniques sur les installations et paramètres du pipeline.

Le projet inclus ce qui suit :

- Une poste de mesurage du gaz située au point de jonction avec le Gazoduc TQM,
- Le gazoduc lui-même,
- Les vannes d'arrêt d'urgence (rives nord et sud du Saint-Laurent),
- Le raccordement à l'usine de cogénération avec poste de mesurage et de régulation.

Les équipements de mesurage et de régulation de pression sont situés dans deux bâtisses séparées.

Les dimensions des bâtisses de régulation et de mesurage sont identiques soient 12 m x 6 m x 3 m de haut.

Selon les études techniques réalisées jusqu'à présent, les caractéristiques techniques du projet seraient les suivantes:

Nombre de conduites:	1
Diamètre extérieur de la conduite:	508 mm (20 po)
Longueur totale:	Environ 15.8 km pour le tracé 3 à l'est de la ville de Trois-Rivières (de la jonction avec le Gazoduc TQM, 6.1 km jusqu'à la vanne d'arrêt d'urgence située sur la rive nord, 2.9 km pour traverser le fleuve jusqu'à la vanne d'arrêt d'urgence sur la rive sud, 6.8 km jusqu'à l'entrée de l'usine; plan # 3314pa07.dwg, daté 2003.06.05)
Pression maximale d'opération:	7 070 kPa
Matériau:	acier au carbone
Température de conception	-5°C pour la tuyauterie enfouie, -45°C pour les installations hors sol
Capacité ultime	130,000 m <sup>3</sup> /h
Largeur de l'emprise permanente:	environ 23 mètres (L'arrangement typique à l'intérieur du droit de passage est d'environ 7 m d'un côté et 16 m de l'autre).
Espace supplémentaire de chaque côté du pipeline durant la construction:	10 mètres

Le pipeline sera installé avec les éléments de sécurité suivants:

- La tuyauterie subit un contrôle de qualité en usine,
- Une fois installée, la tuyauterie subit un test hydrostatique,
- Toutes les soudures sont radiographiées,
- La tuyauterie sera recouverte à l'extérieur d'époxy/uréthane,
- La tuyauterie aura une protection cathodique,
- La tuyauterie reposera sur un coussin de sable et sera enterrée avec une couverture minimum de 1.2 m pour les terres agricoles et de 1.5 à 1.9 m pour les routes et les fossés,
- Pour la traversée du St-Laurent, la conduite sera installée par forage à une profondeur telle qu'elle ne sera pas endommagée par les ancrs de bateaux,
- Trois vannes d'arrêt d'urgence seront installées, une à la jonction avec le Gazoduc TQM et une de chaque côté de la traversée du fleuve; chaque vanne ferme automatiquement sur basse pression,
- Pour la traversée du fleuve, la tuyauterie sera conçue avec une épaisseur plus importante de la paroi selon la norme du code pour les pipelines,
- Des panneaux de signalisation seront installés le long du pipeline,
- Des dalles de béton seront installées au-dessus du pipeline aux endroits où il croise les fossés,
- Un ruban avertisseur sera installé à environ 18 pouces sous le niveau du sol, le long du pipeline, et,
- La conduite sera inspectée à l'aide d'un cochonnet interne avant sa mise en opération.

Pour les postes de mesurage et de régulation de la pression :

- Les postes seront opérés à distance,
- Les données d'opération seront recueillies par un système d'acquisition de données « SCADA » et relayées au centre de contrôle de Montréal,
- Les systèmes de sécurité incluront une détection de gaz inflammable et un panneau de contrôle de protection incendie,
- Les bâtisses seront ventilées, et,
- Les bâtisses seront éloignées des résidences et des édifices commerciaux.

### 3 MÉTHODE D'ANALYSE ET RÉSULTATS

#### 3.1 Identification des dangers

L'identification des dangers comprend ceux qui sont inhérents au projet ainsi que les événements indésirables qui pourraient potentiellement se produire et les faire se matérialiser et résulter en impact sur des récepteurs sensibles.

Le principal danger inhérent à cette étude est l'inflammabilité du gaz naturel. Les événements indésirables qui pourraient potentiellement se produire sont des fuites de gaz naturel du gazoduc, et les incendies qui pourraient s'en suivre si le gaz s'allumait.

La sélection des événements indésirables est basée sur leur crédibilité. En se fondant sur la revue des accidents antérieurs de gazoducs et sur d'autres études de gazoducs de gaz naturel, trois scénarios de fuite ont été retenus pour couvrir les types de fuites possibles.

- Rupture complète où le gaz fuit à plein diamètre du pipeline et des deux côtés de la rupture (pire condition possible),
- Rupture partielle où le gaz fuit par un trou d'un diamètre équivalent à celui du pipeline, et,
- Une fuite où le gaz fuit par un trou à un débit équivalent à 10% de la capacité ultime.

La séquence de conséquences possibles d'une rupture majeure d'un gazoduc, est présentée à la Figure 3.1 Les conséquences possibles sont :

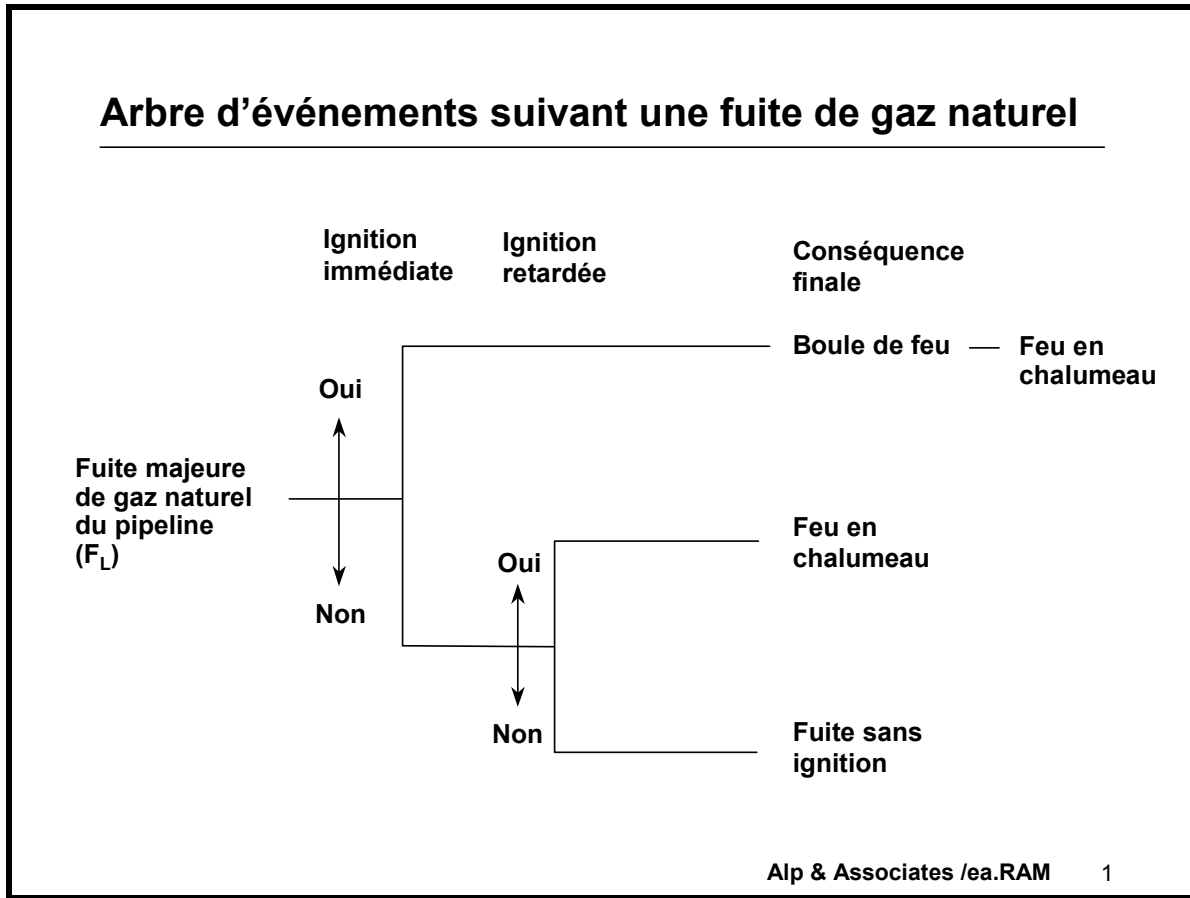
- Une boule de feu si le gaz qui fuit s'allume immédiatement après la fuite. Une boule de feu est un nuage en flammes d'une forme approximativement sphérique. Le nuage s'élève dans l'atmosphère en brûlant et l'énergie est libérée sous forme de radiation thermique,
- Un feu en chalumeau suite à une ignition immédiate ou retardée d'une fuite de gaz à haute pression. Le gaz qui s'échappe va se disperser jusqu'à ce qu'il rencontre une source d'ignition et il y aura retour de flammes vers la source du gaz, et,
- Pas d'ignition et le nuage se dispersera sans conséquences graves pour les personnes.

Pour les fuites, on pose l'hypothèse que l'ignition résultera en un feu en chalumeau.

En général, la plupart des ruptures de gazoduc résultent en une fente le long du pipeline, mais le potentiel existe pour que des morceaux de pipeline soient arrachés et projetés à l'extérieur de l'emprise du gazoduc.

Pour les postes de mesure et de régulation de la pression, si la concentration de gaz à l'intérieur de la bâtisse atteint les limites d'inflammabilité (5% à 15%) et que le gaz s'allume, ceci pourrait résulter en une explosion de la bâtisse.

Figure 3.1 Séquence de conséquences possibles suivant une fuite majeure de gaz naturel d'un pipeline



## 3.2 Analyse de conséquences

### 3.2.1 Taux de fuite

Pour les scénarios de rupture partielle ou complète, le taux de fuite de gaz naturel a été déterminé en utilisant le modèle de chute de pression à double exponentielle (Bell 1978). Ce modèle à double exponentielle a été la base du modèle de chute de pression GASCON, qui a été utilisé dans l'évaluation de risques précédente. (Bovar, 1997) En utilisant ce modèle, les taux de fuite peuvent être calculés pour les dimensions de brèches choisies et les paramètres de conception du pipeline (pression, diamètre, espacement des vannes de sectionnement).

Pour le scénario de fuite, 10% de la capacité de débit du pipeline a été utilisé comme taux de fuite.

### 3.2.2 Simulation d'incendie et d'explosion

Les impacts potentiels d'incendies (boules de feu et feux en chalumeau) et explosions de bâtisses ont été simulés à l'aide de nos propres modèles de simulation par ordinateur. Ceux-ci sont basés sur les modèles décrits dans la publication du « Center for Chemical Process Safety de l'American Institute of Chemical Engineers » pour la simulation des incendies et explosions. (CCPS, 1994). Les modèles de CCPS sont cités dans le manuel d'instruction du

« Risk Management Program » de la US Environmental Protection Agency (US EPA 1996) comme modèles acceptables pour les applications de simulation de conséquences.

Lors d'une rupture de pipeline, deux types de conséquences peuvent survenir : Une boule de feu et un feu en chalumeau.

Dans le premier cas, un modèle de boule de feu a été utilisé pour déterminer le flux thermique maximum auquel les récepteurs pourraient être affecté.

Dans le dernier cas, un modèle de feu en chalumeau a été utilisé. La longueur du jet est estimée à l'aide du modèle API 521 (1997).

L'explosion de la bâtisse est basée sur le modèle multi-énergie, en utilisant la surpression de pointe en échelle Sachs sur le côté des édifices. On a posé l'hypothèse de concentrations stoechiométriques (mélange d'air et de gaz naturel pour avoir une combustion parfaite) dans la bâtisse au moment de l'explosion.

Le seuil de radiation thermique pour fins de planification d'urgence est pris à  $5 \text{ kW/m}^2$  pour une exposition de 40 secondes (US EPA, 1996) ou sa dose équivalente de  $342 [\text{kW/m}^2]^{4/3} \cdot \text{s}$ , ce qui correspond au début des brûlures de deuxième degré.

Le seuil pour la surpression pour les fins de planification d'urgence a été pris à 6,9 kPa (US EPA, 1996), ce qui correspond à des dommages pour les maisons en structure de bois.

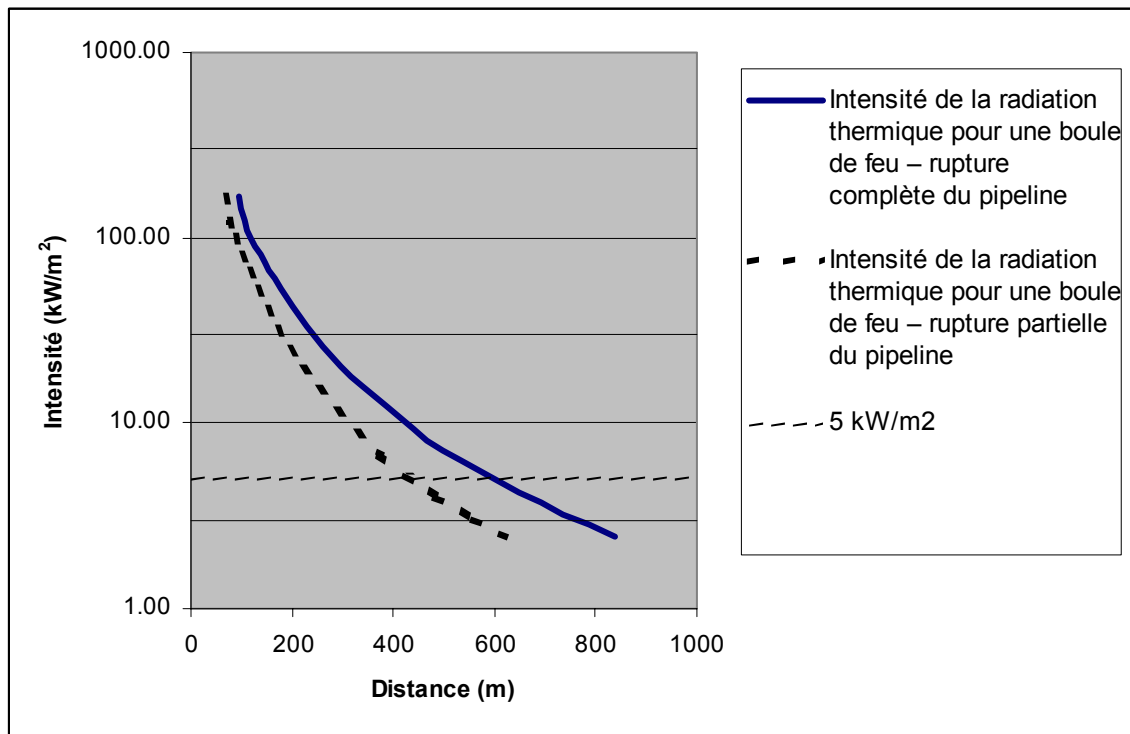
La probabilité de décès en fonction de la distance a été déterminée en utilisant une approche par PROBIT. Voir Annexe 1.

### *3.2.3 Résultats de l'analyse de conséquences*

Les résultats des simulations pour les dangers liés aux incendies sont présentés aux Figures 3.2 à 3.5, en termes d'intensité de radiation thermique et de probabilité de décès en fonction des distances du point où se situe la fuite.

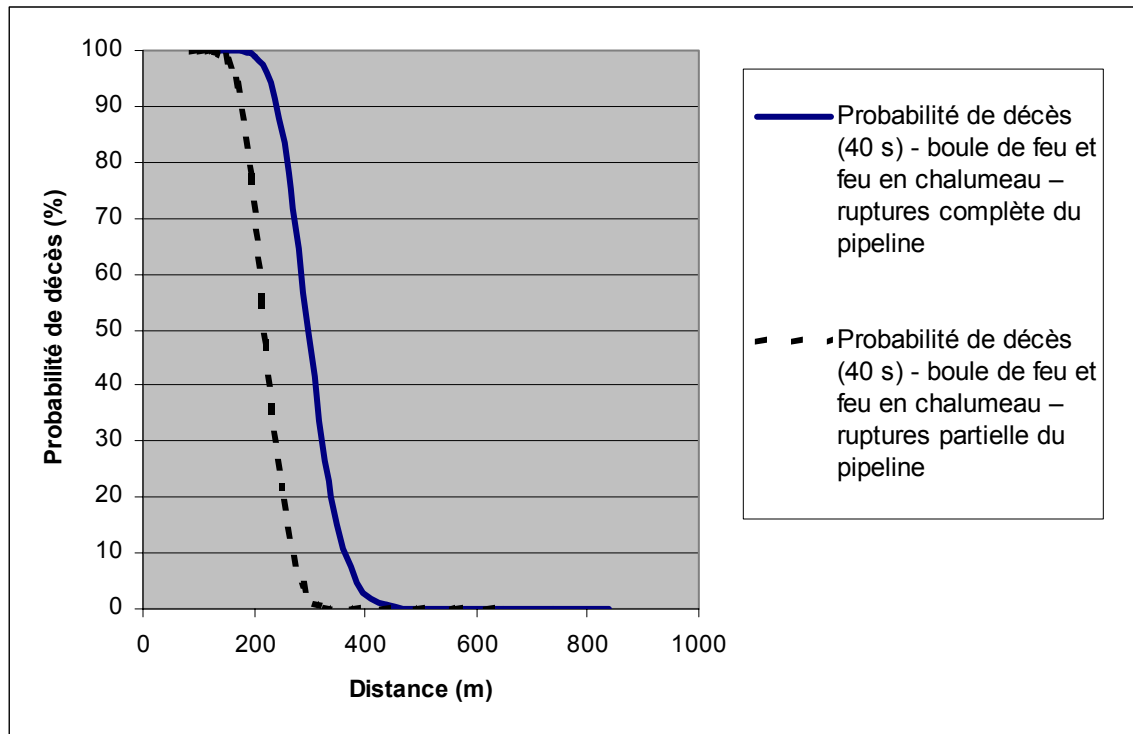
Les résultats des simulations de l'explosion de bâtisse sont présentés aux Figures 3.6 et 3.7, en terme de surpression de pointe et probabilité de divers types de dommage en fonction des distances du point où se situe la fuite.

Ces résultats sont résumés au Tableau 3.1.

**Figure 3.2** Intensité de la radiation thermique pour une boule de feu – ruptures complète et partielle du gazoduc

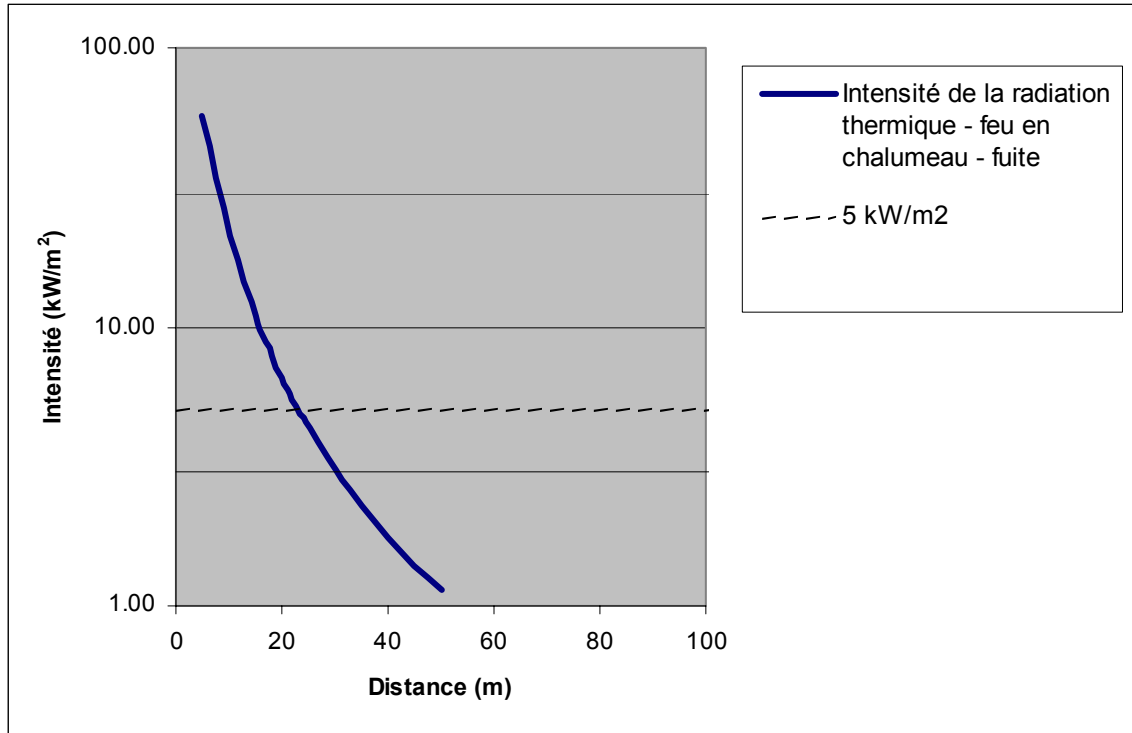
La Figure 3.2 présente l'intensité de la radiation thermique pour une rupture complète ou partielle du gazoduc. La ligne pleine de la courbe représente l'intensité de la radiation thermique pour une rupture complète du gazoduc et la ligne pointillée, celle pour une rupture partielle. L'intensité de la radiation diminue en s'éloignant de la source de la fuite. On notera que le niveau estimé de radiation thermique de 5kW/m<sup>2</sup> (ligne horizontale pointillée dans la figure) est atteint à 560 m pour une rupture complète du gazoduc et à 350 m pour une rupture partielle.

Figure 3.3 Probabilité de décès pour une boule de feu et un feu en chalumeau – ruptures complète et partielle du pipeline



La Figure 3.3 présente la probabilité de décès pour une boule de feu ou un feu en chalumeau pour une rupture complète ou partielle du gazoduc. La ligne pleine de la courbe représente la probabilité de décès pour une rupture complète et la ligne pointillée, celle pour une rupture partielle. La probabilité de décès diminue en s'éloignant de la source de la fuite. On notera que la probabilité de décès de 1% est potentiellement atteinte à 460 m pour une rupture complète du gazoduc et à 320 m pour une rupture partielle.

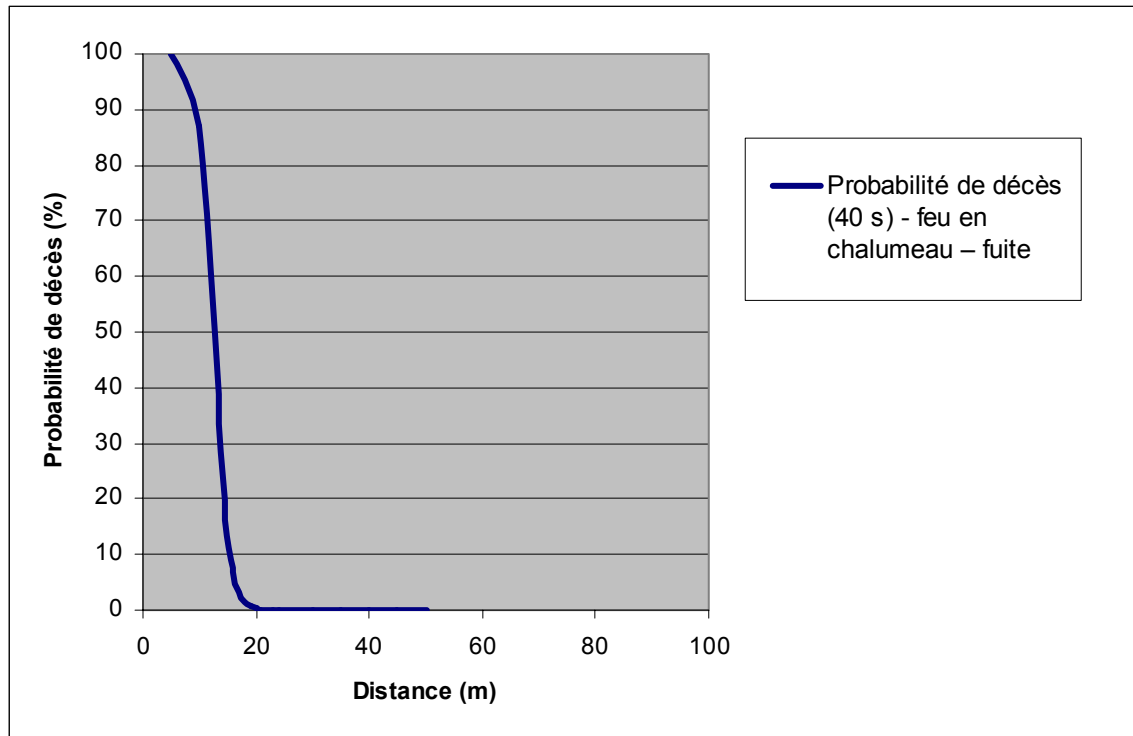
Figure 3.4 Intensité de la radiation thermique pour un feu en chalumeau – fuite



La Figure 3.4 présente l'intensité de la radiation thermique pour un feu en chalumeau lors d'une fuite du gazoduc. L'intensité de la radiation diminue en s'éloignant de la source de la fuite. On notera que le niveau estimé de radiation thermique de  $5\text{kW/m}^2$  (ligne horizontale pointillée dans la figure) est atteint à 23 m.

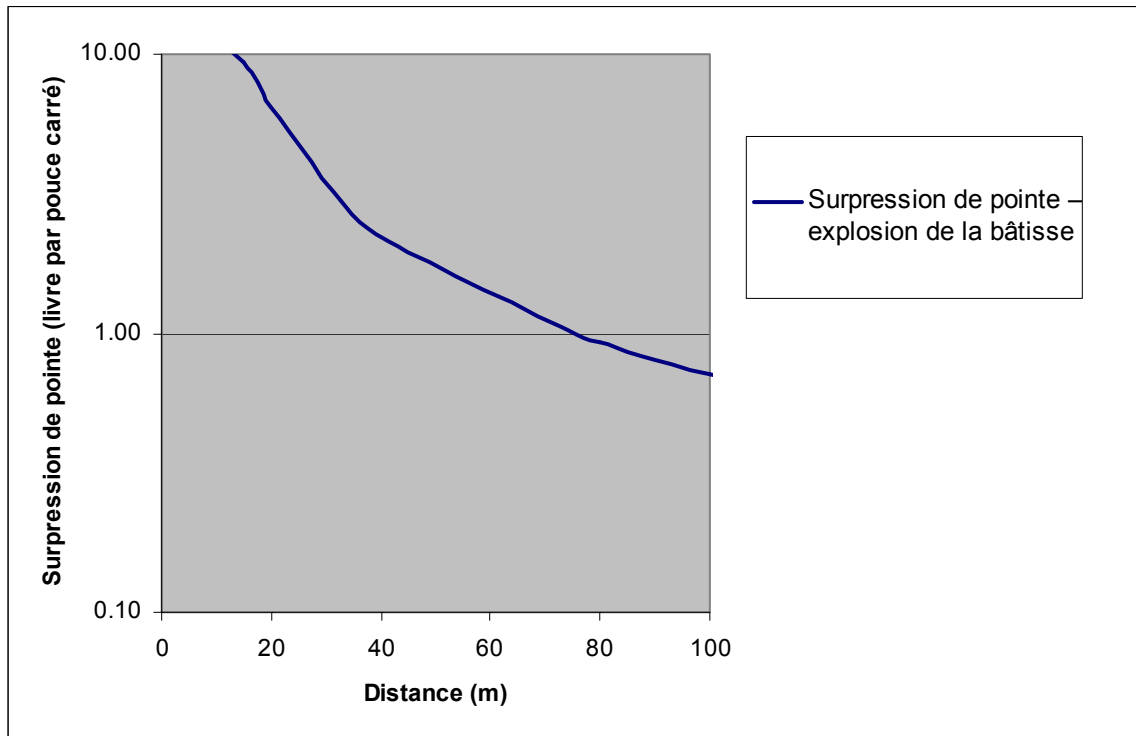


Figure 3.5 Probabilité de décès pour un feu en chalumeau – fuite



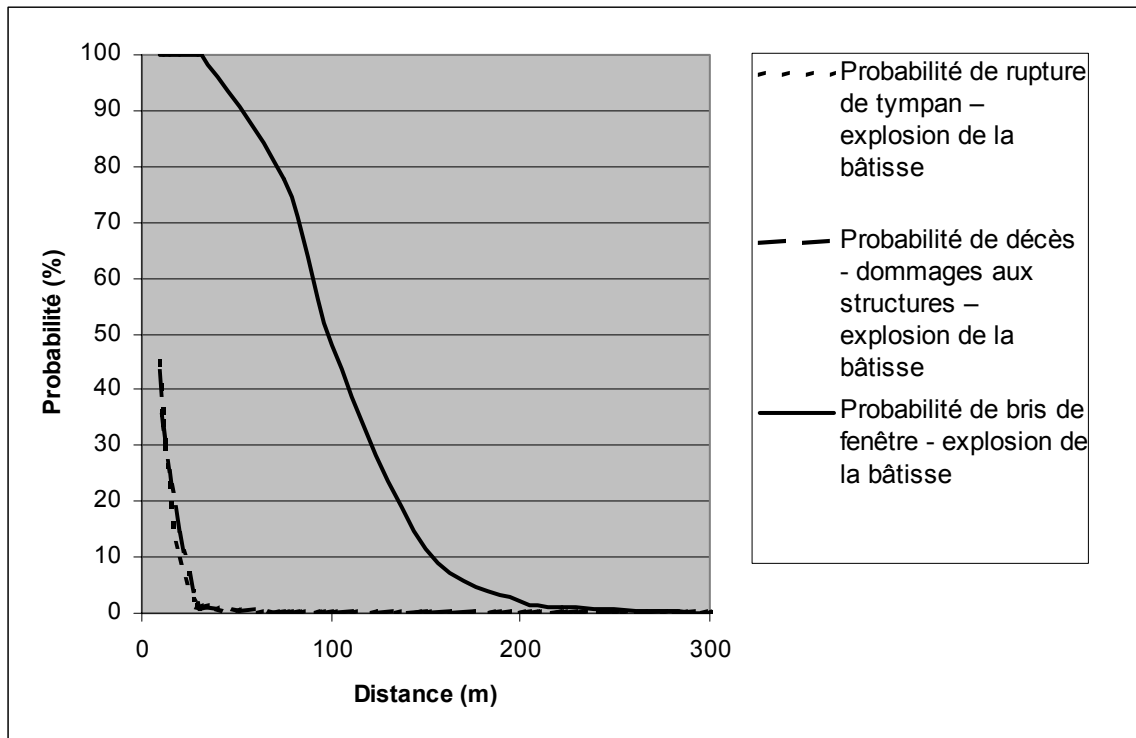
La Figure 3.5 présente la probabilité de décès pour un feu en chalumeau lors d'une fuite du gazoduc. La probabilité de décès diminue en s'éloignant de la source de la fuite. On notera que la probabilité de décès de 1% est potentiellement atteinte à 19 m.

Figure 3.6 Surpression de pointe – explosion de la bâtisse



La Figure 3.6 présente la surpression qui se produirait s'il y avait fuite de gaz à l'intérieur d'une bâtisse de mesurage ou de régulation de la pression et allumage. On notera que le niveau estimé de surpression de 1 psi (livre par pouce carré) ou 6,9 kPa est atteint à 75 m.

Figure 3.7 Probabilité de dommages – explosion de la bâtisse



La Figure 3.7 présente la probabilité de rupture de tympan, la probabilité de décès suite à l'écroulement de structures, et la probabilité de bris de fenêtre suite à une fuite de gaz naturel à l'intérieur d'une bâtisse de mesurage ou de régulation de la pression et s'il y avait allumage. On notera que la probabilité de décès de 1% est potentiellement atteinte à 35 m.

Tableau 3.1 Résumé des distances de dangers pour la planification d'urgence pour les scénarios choisis

Scénario #	Description des scénarios	Danger	Taux de fuite ou quantité	Durée de la fuite	Modèle utilisé	Seuil d'effets	Distance pour danger potentiel (m)
P1	Pipeline - Rupture complète (2 fuites x 508 mm)	Boule de feu	26 000 kg	14 s	CCPS, Hymes, 1983	Dose thermique = 5 kW/m <sup>2</sup> (maximum de courte durée)	560
		Feu en chalumeau	1 370 kg/s	Débit diminuant jusqu'à nul	CCPS	1 % de décès (Exposition de 40 secondes)	350
P2	Pipeline – Rupture partielle (508 mm)	Boule de feu	12 000 kg	10 s	CCPS, Hymes, 1983	Dose thermique = 5 kW/m <sup>2</sup> (maximum de courte durée)	460
		Feu en chalumeau	1 030 kg/s	Débit diminuant jusqu'à nul	CCPS	1 % de décès (Exposition de 40 secondes)	320
P3	Fuite de pipeline (10% de la capacité ultime)	Feu en chalumeau	2,45 kg/s	Débit régulier	CCPS	Dose thermique = 5 kW/m <sup>2</sup> (maximum de courte durée) 1 % de décès (Exposition de 40 secondes)	23 19
B1	Explosion de bâtisse	Explosion confinée	14 kg		Multi énergie	Suppression = 6,9 kPa (1 lb/po <sup>2</sup> )	75
						1 % Décès	31

### 3.3 Analyse de fréquence

La fréquence pour chaque type de fuite a été déterminée en utilisant les fréquences publiées pour les gazoducs. Selon les données d'incidents de pipeline (1984 à 2001) obtenues de l'«Office of Pipeline Safety» du «U.S. Department of Transportation» (US DOT), la fréquence potentielle de bris d'un pipeline de gaz est 0.115 par millier de kilomètres•année. Les bris de pipelines représentent les incidents rapportables classés comme ruptures ou fuites par les règlements du US DOT, pour les conduites de transmission ou de collecte. Environ quarante un (41%) pourcent de ces défaillances sont classées comme ruptures, et le reste comme fuites. Une analyse plus détaillée de ces événements par l'«Office of Pipeline Safety» montre que 25% de ces ruptures sont des ruptures complètes. Les fréquences de référence de défaillance qui en résultent et qui sont utilisées dans cette étude sont donc:

- Rupture complète: 0.012 par mille km•an
- Rupture partielle: 0.036 par mille km•an
- Fuite: 0.067 par mille km•an

La probabilité d'ignition de la fuite est une donnée importante pour estimer le risque provenant d'une fuite de gaz naturel d'un pipeline. Selon les données d'incidents du US DOT et la probabilité d'ignition pour les gazoducs européens de transmission de gaz (Risk & Reliability Associates Pty Ltd., 2002), nous avons utilisé une probabilité d'ignition immédiate de 20% pour les ruptures totales ou partielles. Pour la probabilité d'ignition retardée, une valeur de 10% a été estimée. Pour les fuites mineures, une probabilité d'ignition de 3% est rapportée pour les gazoducs européens de transmission de gaz (Risk & Reliability Associates Pty Ltd., 2002),

Les postes de comptage et de régulation sont bien ventilés et équipés de senseurs de gaz combustible et d'alarmes, s'il y survenait une fuite, si elle est petite, elle sera probablement corrigée avant que la concentration de gaz naturel n'atteigne les limites explosives. Cependant, en cas de rupture catastrophique de l'équipement, s'il n'y a pas d'ignition immédiate de la fuite, une concentration explosive peut être atteinte presque immédiatement. L'ignition à ce moment résulterait en un scénario d'explosion confinée. La fréquence d'explosion confinée est basée sur des données pour les vannes et les appareils de mesure (WASH 1400). Prenant en compte le nombre d'équipements dans un poste typique de comptage ou de régulation et posant l'hypothèse que toutes ces fuites résulteront en une explosion, la fréquence d'explosion confinée est estimée à 0.11 par mille ans. Cette valeur est plusieurs fois supérieure à l'expérience récente de la Société en commandite Gaz Métropolitain pour des explosions de bâtisses chez ses clients. Donc, ces valeurs nous apparaissent prudentes pour les fins de cette étude et de plus, elles sont rapportées dans la référence citée.

Un résumé des conséquences de ces événements dangereux et des fréquences utilisées pour cette étude, est présenté au Tableau 3.2. Ces fréquences ont été développées basées sur l'arbre d'événement présenté à la Figure 3.1, et utilisant les fréquences de référence de défaillances pour chaque scénario et les probabilités d'ignition. Pour l'estimation de la probabilité d'incendie pour des ruptures complètes ou partielles, on a estimé de façon conservatrice que les conséquences pendant une ignition retardée seraient semblables à celles

se produisant après une ignition immédiate. Les fréquences d'incendie pour les ignitions retardées et immédiates ont donc été additionnées pour donner la fréquence totale du danger.

**Tableau 3.2 Résumé des fréquences pour les scénarios de dangers retenus**

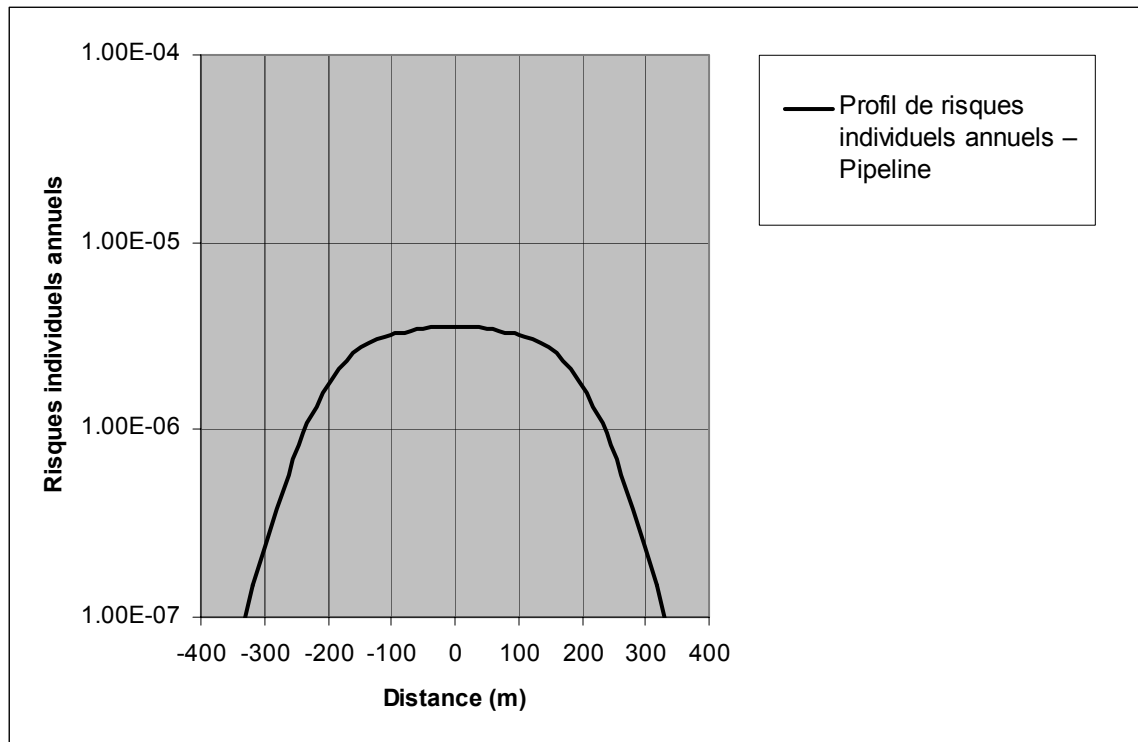
Scénario	Fréquence
Pipeline – Rupture complète boule de feu / feu en chalumeau	$3.6 \times 10^{-9}$ /m•an
Pipeline – Rupture partielle boule de feu / feu en chalumeau	$1.1 \times 10^{-8}$ /m•an
Pipeline – Fuite / feu en chalumeau	$2.0 \times 10^{-9}$ /m•an
Building – Explosion confinée	$1.1 \times 10^{-4}$ /an

### 3.4 Estimation du risque

Les profils de risques individuels autour du pipeline et des postes de comptage et régulation de pression sont le résultat de l'étape de l'estimation de risques. Ceci implique de combiner les fréquences de dangers avec les conséquences exprimées en terme de probabilité de décès en fonction de la distance de la source de risques (Alp et Zelensky, 1996). Les profils de risques ont été obtenus en utilisant notre modèle informatique qui tient compte des sources linéaires comme les pipelines.

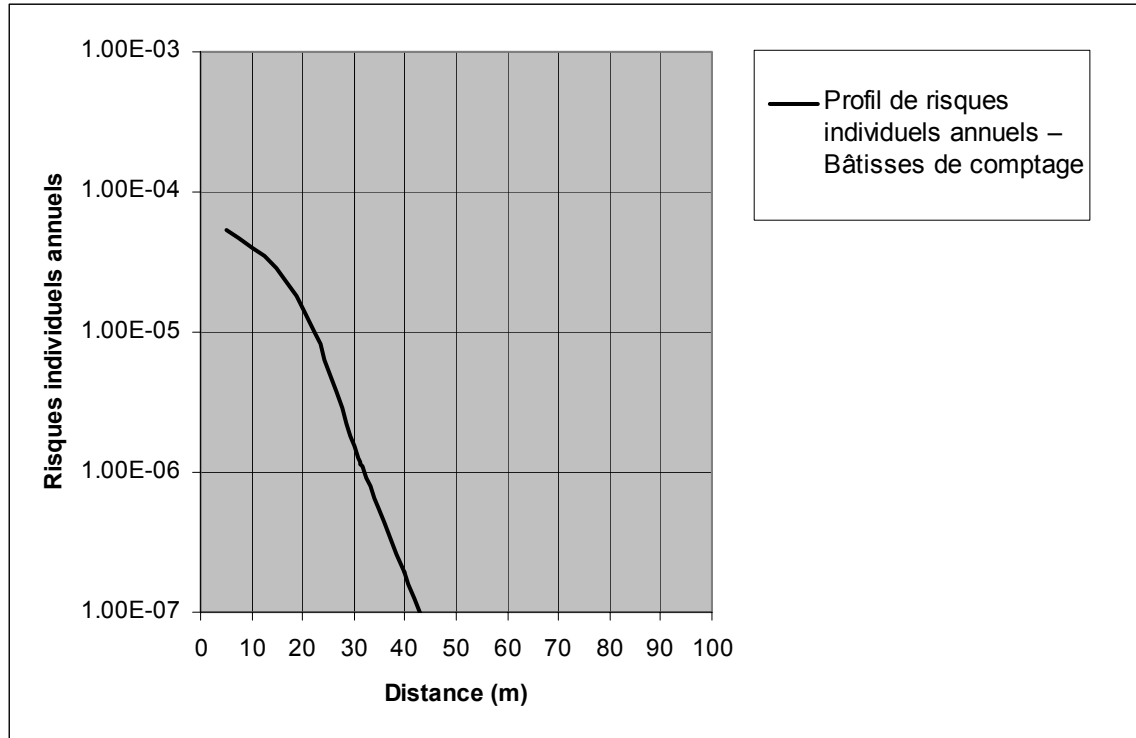
Les profils de risques individuels sont présentés à la Figure 3.8 pour le pipeline et à la Figure 3.9 pour les bâtisses. Les distances pour les critères d'acceptabilité de risques du CCAIM (Conseil Canadien des Accidents Industriels Majeurs) sont résumées au Tableau 3.4. La signification des critères du CCAIM est expliquée à la Figure 3.10.

**Figure 3.8 Profil de risques individuels annuels – Pipeline**



La Figure 3.8 présente le profil de risque le long du gazoduc. Un niveau de risque de 1 chance de décès sur 1 million ( $10^{-6}$ ) par année est atteint à une distance de 240 m de chaque côté du gazoduc. De plus le niveau de risque serait de 3 chances de décès sur 1 million par année pour quelqu'un qui serait situé au-dessus du pipeline. Les probabilités de 10 chances de décès sur 1 million ( $10^{-5}$ ) et de 100 chances sur 1 million ( $10^{-4}$ ) par année ne sont pas atteintes.

**Figure 3.9 Profil de risques individuels annuels – Bâtisses de mesurage et de régulation de pression**



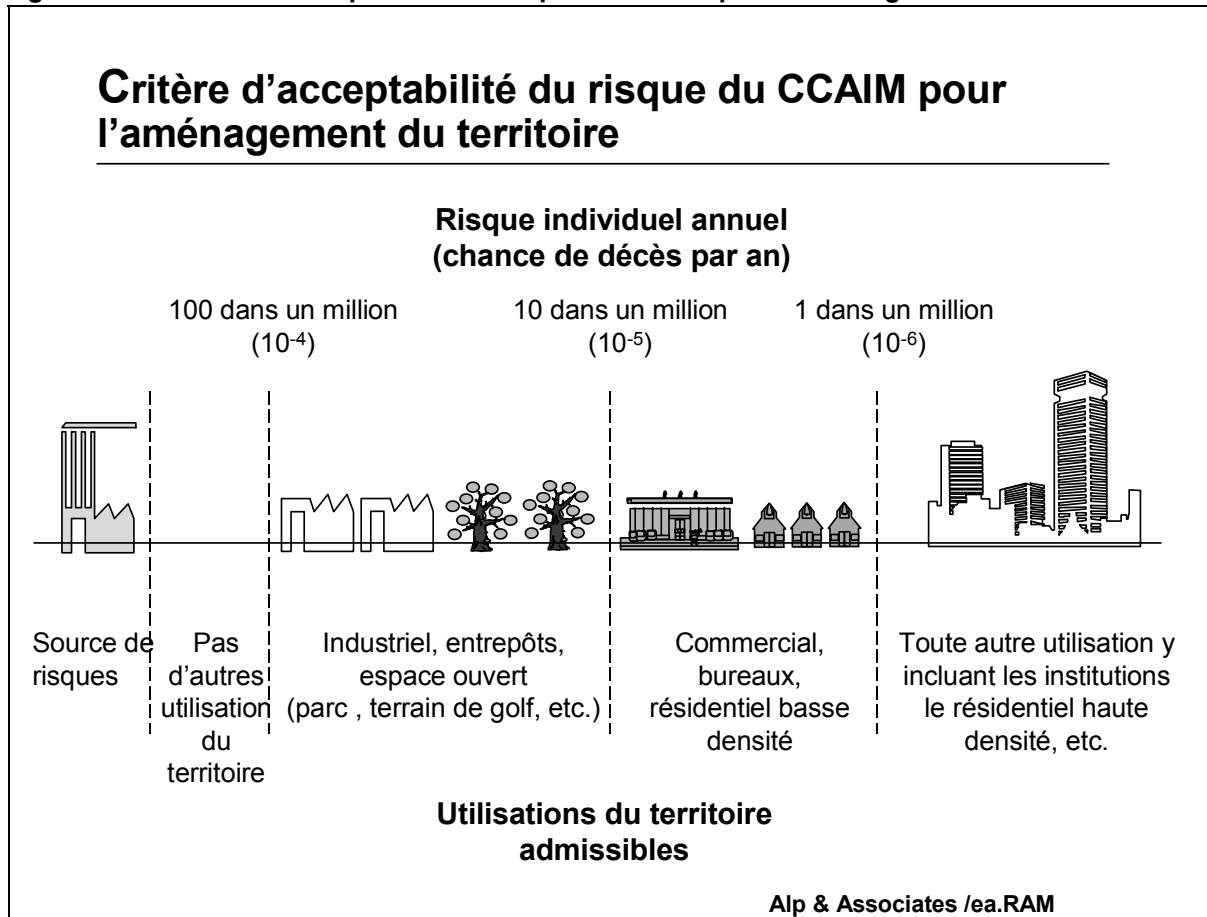
La Figure 3.9 présente le profil de risque autour des bâtisses de mesurage et de régulation de la pression. Les niveaux de risque autour des bâtisses de mesurage et de régulation de la pression sont de 10 chances sur 1 million ( $10^{-5}$ ) et 1 chance sur 1 million ( $10^{-6}$ ) respectivement à 22 m et 32 m des bâtisses. Le niveau de risque de 100 chances sur 1 million ( $10^{-4}$ ) n'est pas atteint.

Le Tableau 3.3 résume ces données.

**Tableau 3.3 Résumé des distances pour les critères d'acceptabilité de risques du CCAIM pour le public**

Localisation	Scénarios Inclus	Dangers	Distance (m) pour le niveau de risques (chance de décès par année)		
			$10^{-4}$	$10^{-5}$	$10^{-6}$
Pipeline	Rupture complète, rupture partielle, et fuite	Boule de feu / Feu en chalumeau	Pas atteint	Pas atteint	240
Édifice	Fuite importante	Explosion confinée	Pas atteint	22	32

Figure 3.10 Critère d'acceptabilité du risque du CCAIM pour l'aménagement du territoire



Selon les critères du CCAIM, aucune autre installation ne devrait être permise à l'intérieur de la zone de risque individuel de 100 chances de décès sur 1 million ( $10^{-4}$ ) par année. Entre 100 sur 1 million ( $10^{-4}$ ) et 10 sur 1 million ( $10^{-5}$ ), les usines de fabrication, les entrepôts et les parcs sont permis. Entre 10 sur 1 million ( $10^{-5}$ ) et 1 sur 1 million ( $10^{-6}$ ), les commerces, les bureaux et des zones résidentielles de faible densité sont permis. Pour un risque individuel plus faible que 1 chance de décès sur 1 million ( $10^{-6}$ ), aucune restriction sur le développement n'est nécessaire.

### 3.5 Incertitude et conservatisme dans l'estimation des risques

Il y a un fort degré d'incertitude dans les estimations de risques. Plusieurs hypothèses doivent être faites pour les analyses de conséquences et de fréquences qui peuvent changer le niveau de risques calculé de plusieurs ordres de grandeur. Il est habituel de s'assurer que les risques estimés sont réalistes mais errent du côté prudence (i.e. surestimation des risques). Cette approche a été suivie pour la présente étude.

La plus grande source d'incertitude est l'analyse de fréquence. Les taux de défaillance spécifiques pour un diamètre donné de pipeline et ses équipements hors sol ne sont pas disponibles. L'analyse utilise des fréquences génériques pour la transmission du gaz et les



pipelines sur les champs de production (1984 à 2001). Selon une analyse des données rapportées de défaillances de pipelines (Andersen and Misund, 1983), les taux de défaillance pour les pipelines de grand diamètre (508 mm et plus) sont beaucoup plus bas que pour les pipelines de petits diamètres. Ceci a été attribué à l'épaisseur plus grande des parois des pipelines de grands diamètres et de plus, les pipelines de grand diamètre tendent à être soumis à plus d'attention des organismes réglementaires. De même, des taux génériques ont été utilisés pour l'analyse des défaillances dans les bâtisses de mesurage et de régulation de la pression.

Lors de l'analyse de conséquences, des hypothèses conservatrices ont été posées concernant l'exposition des personnes aux dangers résultant d'une fuite de gaz. On a posé l'hypothèse que les personnes seraient dehors 100% du temps et totalement exposées aux effets des radiations thermiques d'incendies. On n'a pris aucun compte de la protection supplémentaire offerte aux personnes qui sont à l'intérieur et qui se protègent lors d'un incendie. Ces hypothèses conduisent à une surestimation de la charge de radiation thermique reçue par les récepteurs exposés.

## 4 RÉSUMÉ DES CONCLUSIONS

Un résumé des conclusions est présenté dans les paragraphes qui suivent.

### 4.1 Zones de planification d'urgence

Les zones de planification d'urgence sont basées sur les conséquences des pires scénarios crédibles. Pour le pipeline proposé, les zones de planification d'urgence ont été déterminées pour des fuites du pipeline et dans les installations hors sol situées dans les bâtisses. Les informations suivantes devraient servir à l'élaboration des zones de planification d'urgence :

- Pour les fuites du pipeline qui résultent en des dangers d'incendie : 560 m
- Pour les bâtisses de comptage et régulation de pression : 75 m

Ces distances peuvent être utilisées comme point de départ pour la préparation des plans d'urgence.

Suite à une revue des photos aériennes, on a noté les types suivants d'utilisation de sol dans ces zones de planification d'urgence.

- Autour du pipeline, des domaines boisés, des terres cultivées, des fermes et quelques résidences le long de la rive nord du fleuve,
- Autour des bâtisses de comptage à la jonction avec le Gazoduc TQM, des domaines boisés et des terres cultivées,
- Autour des bâtisses de mesurage et de régulation près de l'usine de cogénération, des bâtisses de type industriel.

### 4.2 Enjeux de planification du territoire

Les décisions futures d'aménagement du territoire peuvent être basées sur les risques individuels résultant de l'analyse de risques en comparaison avec les lignes directrices du CCAIM. Les lignes directrices du CCAIM ont été présentées à la Figure 3.10.

Le pipeline proposé a une courte section dans un secteur rural (6.1 km), suivi par la traversée du fleuve (2.9 km). La portion sud du pipeline est dans un secteur industriel.

Le risque maximum pour le pipeline est d'environ 3 chances de décès sur un million immédiatement au-dessus du pipeline, et diminue avec la distance pour 1 chance sur un million à une distance de 240 m.

Les utilisations du sol existantes sont donc conformes avec les lignes directrices du CCAIM.

## 5 RÉFÉRENCES

- Alp, E., Zelensky, M.J. (1996) “Risk Quantification for Meteorology and Direction dependent Hazards due to Point and Linear Risk Sources.” J. of Loss Prevention in the Process Industries, v.9, pp. 135-145.
- Andersen, T. and Misund, A. (1983) “Pipeline Reliability: An Investigation of Pipeline Failure Characteristics and Analysis of Pipeline Failure Rates for Submarine and Cross-Country Pipelines”, Journal of Petroleum Technology, pp. 709-717, April.
- API 521 (1997) Guideline for Pressure Relieving and Depressuring Systems, Fourth Edition, American Petroleum Institute, March.
- Bell, R.P. (1978) “Isopleth calculations for Ruptures in Sour Gas Pipelines”, Energy Processing/Canada, July-August 1978, pp. 36-39.
- Bovar (1997) “Risk Assessment for Natural Gas Pipeline Extension to Portland Natural Gas Transmission System”, Bovar Environmental Report BE 74181-05, March.
- CCPS (1994) Guidelines for Evaluating the Characteristics of Vapor Cloud Explosions, Flash Fires, and BLEVEs, Center for Chemical Process Safety, New York. ISBN 0-8169-0474-X.
- Eiber, R. J., Miele, C.R., and Wilson, P.R. (1995) “An Analysis of DOT Reportable Incidents for Natural Gas Transmission and Gathering Lines for June 1984 through 1992”, Report to Line Pipe Supervisory Committee of the Pipeline Research Council International, Inc. Prepared by Battelle Memorial Institute, Columbus, OH (July, 1995)
- Risk & Reliability Associates Pty Ltd. (2002) Guide to Quantitative Risk Assessment (QRA), Office of Gas Safety, Standards Australia ME-038-01 Committee, Pipelines – Gas and liquid petroleum.
- TNO (1992) Methods for the determination of possible damage, Committee for the Prevention of Disasters caused by dangerous substances, Directorate General of Labour of the Ministry of Social Affairs and Employment, CPR 16E, ISBN 90-5307-052-4, The Hague.
- US DOT Office of Pipeline Safety, PipelineStatistics: Distribution & Transmission Annual Mileage Totals (1984 – 2000).
- US DOT Office of Pipeline Safety, PipelineStatistics: Natural Gas Incident Data, mid 1984 – 2001.
- US DOT Office of Pipeline Safety, PipelineStatistics: Natural Gas Incident Data, 2002 – Present.
- US EPA (1999) Risk Management Program Guidance for Offsite Consequence Analysis. United States Environmental Protection Agency, Office of Solid Waste and Emergency Response. EPA 550-B99-009, April.
- WASH 1400 (1975) Reactor Safety Study, Appendix III – Failure Data. US Nuclear Regulatory Commission (NUREG-75/014), in Henley, E.J., and Kumamoto, H. (1981) Reliability Engineering and Risk Assessment. Prentice Hall, NJ. ISBN 0-13-772251-6.

## ANNEXE A. Procédure pour le calcul des effets de radiations thermiques et de surpression

En premier, la niveau de danger  $L$  est calculé en utilisant la formule appropriée de PROBIT (voir Tableau). La PROBIT (unité de probabilité) est ensuite estimée à l'aide de l'équation  $Y = k_1 + k_2 \ln L$ , où  $k_1$  et  $k_2$  sont les paramètres empiriques de PROBIT.

$Y$  peut être relié au type et niveau d'effets en termes de « probabilité (%) de décès, de blessures ou de dommages qui se produisent ».

### Paramètres de PROBIT pour les incendies et explosions (TNO, 1992)

Type de blessures ou dommages	Charge de dangers $L$	$k_1$	$k_2$
INCENDIE Brûlures fatales	$\int I^{4/3} dt$	-36.38	2.56
EXPLOSIONS			
Décès (hémorragie des poumons)	$S$	5.0	-5.74
Rupture de tympan	$P_o$	-12.6	1.524
Dommages aux structures, écroulement complet	$V$	5.0	-0.22
Bris de fenêtre	$P_o$	-16.58	2.53

$t$  = temps d'exposition (s)

$I$  = Intensité de radiation thermique ( $W/m^2$ )

$S$  =  $4.2/\bar{P} + 1.1/\bar{i}$ ,  $\bar{P} = P / P_{atm}$ ,  $\bar{i} = i / (\sqrt{P_{atm}} \sqrt[3]{m})$

$P$  =  $P_o + \frac{5P_o^2}{2P_s + 1,400,000}$

$V$  =  $\left(\frac{40,000}{P_o}\right)^{7.4} + \left(\frac{460}{i}\right)^{11.3}$

$P_o$  = surpression de pointe ( $N/m^2$ )

$i$  = impulsion  $\frac{1}{2} P_o t_p$  ( $N \cdot s/m^2$ ),  $t_p$  = durée de la phase positive de l'explosion (s)

$m$  = Poids d'une personne (kg)