

## **ANNEXE N**

---

### **Étude de risques**

**ÉTUDE DE RISQUES**  
**PIPELINE SAINT-LAURENT**

Préparé pour:

Ultramar Ltée  
2200, av. McGill Collège  
Montréal, Québec  
H3B 3L3

Préparé par:  
JP LACOURSIÈRE INC.  
35 ave Lemoyne  
Repentigny, Québec  
J6A 3L4

Projet No: P00227  
RAPPORT FINAL  
Mai 2006



**JP LACOURSIERE INC.**

**ÉTUDE DE RISQUES  
PIPELINE SAINT-LAURENT**

**Rapport final**

Préparé par : \_\_\_\_\_ Date :  
Stéphanie Lacoursière, ing., M.Sc.A.

Vérifié par : \_\_\_\_\_ Date :  
Jean-Paul Lacoursière, ing.

**P00227  
Mai 2006**



## TABLE DES MATIÈRES

1. GÉNÉRALITÉS .....	1-1
1.1. Objet de l'étude .....	1-1
1.2. Structure du rapport .....	1-1
2. DESCRIPTION DE L'OUVRAGE ET DE SON ENVIRONNEMENT .....	2-1
2.1. Ultramar.....	2-1
2.2. Description du projet .....	2-1
2.3. Méthode de construction .....	2-1
2.3.1. Codes, standards et réglementation .....	2-1
2.3.2. Spécifications du pipeline.....	2-1
2.3.3. Pratiques d'exploitation .....	2-6
2.3.4. Résumé des paramètres du pipeline et des conditions d'exploitation.....	2-9
3. MÉTHODOLOGIE DE L'ÉTUDE DE RISQUES .....	3-1
3.1. Processus d'évaluation .....	3-1
3.2. Méthodologie d'identification des dangers (HAZID) et des scénarios d'accidents .....	3-1
3.3. Méthodologie d'estimation des conséquences.....	3-2
3.4. Méthodologie d'estimation des fréquences .....	3-3
3.5. Méthodologie d'estimation/d'évaluation des risques .....	3-3
3.5.1. Critères d'acceptation en matière de risque .....	3-6
4. RÉSULTATS DE L'ÉTUDE .....	4-1
4.1. Identification des dangers et définition des scénarios .....	4-1
4.2. Historique d'accidents .....	4-2
4.3. Brèches de référence .....	4-2
4.4. Identification des éléments sensibles.....	4-3
4.5. Estimations des conséquences.....	4-3
4.5.1. Cas particulier du risque de pollution .....	4-5
4.5.2. Pipeline terrestre – conséquences au niveau du sol.....	4-5
4.5.3. Pipeline 406,4 mm – conséquences sur les lignes Hydro-Québec.....	4-8
4.5.4. Pipeline sous fluvial.....	4-9
4.5.5. Pipeline entre Boucherville et le terminal d'Ultramar.....	4-9
4.5.6. Station de pompage .....	4-10
4.5.7. Limites de la modélisation des conséquences .....	4-10
4.6. Estimation des fréquences .....	4-11
4.6.1. Statistiques de bris pour les pipelines de produits pétroliers .....	4-11
4.6.2. Causes des fuites.....	4-12
4.6.3. Probabilité de fuite retenue .....	4-13
4.6.4. Probabilité d'ignition .....	4-13
4.7. Estimation /évaluation du risque .....	4-14
5. PRÉVENTION .....	5-1
6. CONCLUSION .....	6-1
7. RÉFÉRENCES.....	7-1

## TABLE DES FIGURES

Figure 1 - Processus d'évaluation du risque .....	3-1
Figure 2 - Arbre d'événements pour scénarios de fuites sur pipeline transportant des liquides inflammables tels l'essence, le carburéacteur, le diesel et le mazout.....	3-4
Figure 3 - Matrice de risques .....	3-5
Figure 4 - Principe ALARP .....	3-6
Figure 5 - Barrières de sécurité pour pipeline .....	5-2

«Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport.»

## TABLE DES TABLEAUX

Tableau 1 – Sommaire des structures hors sol prévues .....	2-4
Tableau 2 - Résultats des essais d'un système de détection de fuites* .....	2-7
Tableau 3 - Résumé des paramètres du pipeline .....	2-9
Tableau 4 - Définition de la gravité des dangers .....	3-5
Tableau 5 - Définition des classes de probabilités .....	3-6
Tableau 6 - Hypothèses de brèches de référence .....	4-3
Tableau 7 - Hypothèses de travail pour les simulations .....	4-4
Tableau 8 - Seuils d'effets .....	4-4
Tableau 9 - Scénario d'accidents impliquant les pipelines de 406,4 mm, 323,1 mm et 273,1 mm et leurs conséquences .....	4-7
Tableau 10 - Impact sur les lignes d'Hydro-Québec .....	4-8
Tableau 11 - Scénarios d'accident impliquant le pipeline sous fluvial .....	4-9
Tableau 12 - Scénario d'explosion dans les stations de pompage.....	4-10
Tableau 13 - Statistiques sur les causes de fuites .....	4-12
Tableau 14 - Fréquences de fuites .....	4-14
Tableau 15 - Évaluation du risque pour le nouveau pipeline entre Lévis et Boucherville....	4-16
Tableau 16 - Évaluation du risque pour le pipeline existant sous fluvial .....	4-17
Tableau 17 - Évaluation du risque pour le pipeline existant entre le quai et la rue Sherbrooke .....	4-17
Tableau 18 - Évaluation du risque pour le pipeline existant entre la rue Sherbrooke et le Terminal Ultramar.....	4-18

## ANNEXES

- Annexe 1 - Tracé privilégié du pipeline Saint-Laurent
- Annexe 2 - Données sur les produits transportés dans le pipeline
- Annexe 3 - Détails des HAZID
- Annexe 4 - Historique d'accidents
- Annexe 5 - Conséquences des scénarios
- Annexe 6 - Description des types de feux et planches de radiations
- Annexe 7 - Localisation du pipeline Ultramar existant à Montréal-Est
- Annexe 8 - Programme modèle de gestion de l'intégrité du pipeline

## PRÉAMBULE

Le présent rapport a été produit sur la base des informations fournies à JP LACOURSIÈRE inc., des données (scientifiques ou techniques) disponibles et objectives et de la réglementation en vigueur.

La responsabilité de JP LACOURSIÈRE inc. ne pourra être engagée si les informations qui lui ont été communiquées sont incomplètes ou erronées.

Les avis, recommandations, préconisations ou leurs équivalents qui sont soumis par JP LACOURSIÈRE inc. dans le cadre des mandats qui lui sont confiés, peuvent aider à la prise de décision. Le rôle de JP LACOURSIÈRE inc. est d'aider à la prise de décision. Cependant, JP LACOURSIÈRE inc. n'intervient pas dans la prise de décision proprement dite. La responsabilité de JP LACOURSIÈRE inc. ne peut donc se substituer à celle du décideur.

Le destinataire utilisera intégralement les résultats inclus dans le présent rapport ou sinon de manière objective. L'utilisation de ce rapport sous forme d'extraits ou de notes de synthèse sera faite sous la seule et entière responsabilité du destinataire. Il en est de même pour toute modification qui y serait apportée.

JP LACOURSIÈRE inc. se dégage de toute responsabilité pour chaque utilisation du rapport en dehors de la destination de la prestation.

« Le présent rapport a pour objectif d'identifier des risques potentiels relativement au projet du client et d'estimer selon les données soumises, la sévérité des effets qu'ils pourraient causer dans l'éventualité d'une fuite ou d'une rupture du pipeline qui fait l'objet de l'étude. Le présent rapport a été préparé dans un contexte de simulation pour les fins de l'évaluation et de l'examen des impacts sur l'environnement du projet du client et il ne doit pas être utilisé, en tout ou en partie, hors de ce contexte pour d'autres fins que celles préalablement autorisées par le client.»

---

«Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport.»





### LISTE DES ACRONYMES

ACNOR/CSA	Association canadienne de normalisation / Canadian Standards Association
CCPS	Center for Chemical Process Safety
CONCAWE	Conservation of Clean Air and Water in Europe
DNV	Det Norske Veritas
GÉSIP	Groupe d'Étude de Sécurité des Industries Pétrolières, France
HAZID	Identification des dangers (Hazard Identification)
NFPA	National Fire Protection Association
PHAST	Process Analysis Software Tools
MDDEP	Ministère du développement durable, de l'environnement et des parcs du Québec
SCADA	Système d'acquisition et de contrôle des données

### LISTE DES ABRÉVIATIONS

°C	degré Celsius
h	heure
km	kilomètre
kPa	kilopascal
kW/m <sup>2</sup>	kilowatt par mètre carré
m	mètre
m/s	mètre par seconde
m <sup>3</sup>	mètre cube
min	minute
po	pouce
psig	livres par pouce carré
s	seconde



## GLOSSAIRE

<b>Arbre de conséquences possibles</b>	Enchaînement d'événements successifs ou simultanés résultant d'une brèche, conduisant aux effets appréhendés.
<b>Brèche de référence</b>	Brèche type représentative, compte tenu du retour d'expérience, d'un des modes principaux de perte de confinement.
<b>Danger</b>	Représente la matérialisation de ce qui menace ou compromet l'existence ou l'intégrité d'une personne, d'un bien ou de l'environnement. C'est donc un état.
<b>Élément sensible</b>	Composante du milieu susceptible d'être affectée lors d'un accident.
<b>Point particulier</b>	Point identifié dans la bande d'étude et présentant un risque particulier.
<b>Risque</b>	Grandeur à deux dimensions associée à chaque phase précise de l'activité de l'ouvrage de transport étudié et caractérisant un événement non souhaité par sa probabilité d'occurrence (plus ou moins mesurable) et ses conséquences. C'est donc l'évaluation d'un état de danger.
<b>Risque particulier</b>	Risque caractérisant un événement non souhaité susceptible d'engendrer des conséquences graves, parce qu'il s'applique à une zone où des enjeux significatifs humains, socio-économiques ou environnementaux sont en présence.
<b>Scénario d'accident</b>	Enchaînement d'événements choisis parmi différents phénomènes physiques susceptibles de se produire compte tenu de la nature de la brèche dans la canalisation, du fluide et de ses conditions de transport, et de l'environnement avoisinant.
<b>Scénario de référence</b>	Scénario d'accident établi à partir d'une brèche de référence et d'un enchaînement de conséquences possibles.
<b>Scénario plausible</b>	Scénario de référence dont l'occurrence est suffisamment significative en un point donné de la canalisation pour justifier une étude spécifique.



## SOMMAIRE

DDH Environnement et JP Lacoursière inc. ont été retenus par Ultramar Ltée « Ultramar » pour réaliser une étude de risques et préparer un plan d'urgence préliminaire pour un pipeline de 406,4 mm de diamètre qu'elle envisage construire entre Lévis et Montréal ainsi que pour la réutilisation d'un pipeline existant de 273,1 mm allant de la voie ferrée du CN à Boucherville jusqu'à la rue Sherbrooke à Montréal-Est et d'un autre de 323,1 mm allant de la rue Sherbrooke à Montréal-Est jusqu'au terminal Ultramar. Les produits transportés sont des liquides à basse tension de vapeur, donc peu volatils, incluant l'essence, le carburacteur, le diesel et le mazout.

L'étude de risques a été effectuée par JP Lacoursière inc. et fait l'objet du présent rapport. L'objectif de l'étude est d'identifier les risques potentiels reliés à la présence du pipeline dans les divers milieux qu'il traverse et d'estimer la sévérité des effets néfastes qu'il pourrait causer sur la population, les biens matériels et l'environnement en cas de fuite ou de rupture.

Un processus d'évaluation du risque conforme à la directive du MDDEP et à la norme ACNOR/CSA Z662-03 (*Réseau de canalisations de pétrole et de gaz*) a été utilisé. Les résultats de l'évaluation du risque sont exprimés sous forme d'une matrice d'évaluation des scénarios d'accidents en fonction de leur gravité et de leur fréquence.

Les indices de gravité ont été conçus de manière à distinguer diverses conséquences pouvant affecter la population, les propriétés ou l'environnement. Quatre niveaux de gravité allant de négligeable à catastrophique ont été définis.

La fréquence des dangers est la possibilité qu'un danger identifié résulte en un accident. Les indices pour exprimer la probabilité des dangers ou leur fréquence ont été conçus de façon pratique pour être facilement compris par les personnes ayant à évaluer les risques. Quatre niveaux de fréquence allant de plusieurs occurrences sur une période de 10 ans à moins d'une occurrence sur 10 000 ans ont été définis.

Le niveau de risque d'un événement est déterminé par la combinaison de sa classe de probabilité et son niveau de gravité. Les niveaux de risques utilisés sont :

- **Risques de niveau 1** : risques limités;
- **Risques de niveau 2** : risques à surveiller ou à réduire, d'autant plus qu'ils sont limitrophes de risques de niveau 3;
- **Risques de niveau 3** : risques élevés. Ce niveau de risques est inacceptable et ne doit pas être observé au sein de l'installation.

Les risques ont été évalués pour 4 segments, soit :

- Pipeline projeté de 406,4 mm de diamètre entre Lévis et Boucherville;
- Section de conduite sous fluviale existante de 273,1 mm de diamètre entre Boucherville et les installations portuaires d'Ultramar situées près des rues Hinton/Denis à Montréal-Est;
- Section de conduite existante terrestre de 273,1 mm de diamètre entre Boucherville et un terrain de Bitumar situé au nord de la rue Sherbrooke à Montréal-Est;
- Section de conduite existante de 323,1 mm de diamètre entre le terrain de Bitumar au nord de la rue Sherbrooke et le terminal Ultramar à Montréal-Est.

Aucun scénario d'accident de niveau 3 (risque élevé) n'a été identifié. Cependant, plusieurs scénarios de niveau 2 ont été identifiés. L'objectif global est de réduire ces risques aux niveaux les plus bas réalisables tout au long de la durée de vie du projet. Les niveaux les plus bas réalisables sont définis par le principe ALARP (As Low as Reasonably Practicable ou « aussi bas que raisonnablement possible de faire »).

Selon les données disponibles et l'analyse qui en a été faite, le risque est acceptable pour le pipeline et les équipements associés.

## **1. GÉNÉRALITÉS**

### **1.1. OBJET DE L'ÉTUDE**

DDH Environnement et JP Lacoursière inc. ont été retenus par Ultramar pour préparer une étude de risques et un plan d'urgence préliminaire pour un pipeline de 406,4 mm de diamètre qu'elle envisage construire entre Lévis et Montréal-Est ainsi que pour l'utilisation d'un pipeline existant de 273,1 mm de diamètre allant de la voie ferrée du CN à Boucherville jusqu'à la rue Sherbrooke à Montréal-Est et d'un autre de 323,1 mm de diamètre allant de la rue Sherbrooke à Montréal-Est jusqu'au terminal Ultramar. L'étude de risques a été effectuée par JP Lacoursière inc. et fait l'objet du présent rapport. L'objectif de cette étude est d'identifier les risques potentiels reliés à la présence du pipeline dans les divers milieux qu'il traverse et d'estimer la sévérité des effets néfastes qu'il pourrait causer sur la population, l'environnement et les biens matériels en cas de fuite ou de rupture. Cette étude permet aussi de fournir de l'information sur la probabilité d'occurrence des événements dangereux identifiés.

### **1.2. STRUCTURE DU RAPPORT**

Comme suite à cette brève introduction, la section 2 de ce rapport fournit une description de l'ouvrage et de son environnement. La section 3 décrit la méthodologie utilisée pour cette étude, incluant la sélection des scénarios de fuites et des modèles mathématiques utilisés pour l'analyse des conséquences. La section 4 présente les résultats de l'étude de risques. La section 5 présente des pistes pour la prévention des fuites, la section 6 présente les conclusions et la section 7 regroupe les références utilisées.





## 2. DESCRIPTION DE L'OUVRAGE ET DE SON ENVIRONNEMENT

### 2.1. ULTRAMAR

Ultramar est une filiale en propriété exclusive de Valero Energy qui compte 18 raffineries aux États-Unis, au Canada et dans les Caraïbes, d'une capacité de production totale supérieure de 3 300 000 barils par jour. La raffinerie Jean-Gaulin à Lévis, près de Québec, a une capacité de production actuelle de 215 000 barils par jour où elle produit, entre autres, de l'essence, du carburant diesel, du carburéacteur et du mazout domestique.

### 2.2. DESCRIPTION DU PROJET

En raison d'une demande accrue de produits pétroliers raffinés dans la région de Montréal, Ultramar envisage la construction d'un pipeline qui relierait, via la rive sud du Saint-Laurent, sa raffinerie de Lévis, à son centre de distribution de Montréal-Est. L'Annexe 1 présente le tracé privilégié. Les produits transportés seraient des liquides à basse tension de vapeur, donc peu volatils. Ce sont :

- l'essence (hiver super et régulier, été super et régulier);
- le carburéacteur;
- le diesel; et,
- le mazout.

L'Annexe 2 présente les données techniques des produits transportés dans le pipeline.

### 2.3. MÉTHODE DE CONSTRUCTION

#### 2.3.1. Codes, standards et réglementation

Le pipeline sera conçu, construit, mis à l'essai et exploité selon la norme canadienne, ACNOR/CSA Z662-03 '*Réseau de canalisations de pétrole et de gaz*'. (CSA (2003)).

#### 2.3.2. Spécifications du pipeline

##### 2.3.2.1. *Canalisation*

Les spécifications techniques de la conduite de 406,4 mm (16 po) de diamètre seront les suivantes :

- Longueur totale du pipeline souterrain : environ 245 kilomètres de nouvelles conduites, selon le tracé retenu;
- Diamètre extérieur de la conduite : 406,4 mm (16 po);
- Épaisseur minimale de la paroi de la conduite : 6,26 mm;
- Acier au carbone Nuance 359 ou 414 MPa;
- Largeur de la servitude permanente : 18 mètres;
- Nombre de stations de pompage : initialement 2 (dont la première est située sur les terrains de la raffinerie de Lévis et la seconde à Saint-Majorique-de-Grantham);

- Conduites existantes utilisées :
  - Pipeline de 273,1 mm de diamètre, d'une longueur de 5,8 km traversant le fleuve Saint-Laurent entre Boucherville et le quai d'Ultramar à Montréal-Est;
  - Pipeline de 273,1 mm, d'une longueur de 1,8 km entre le quai d'Ultramar et la rue Sherbrooke à Montréal-Est;
  - Pipeline de 323,1 mm, d'une longueur de 1,9 km entre la rue Sherbrooke et le terminal d'Ultramar à Montréal-Est.

Tous les joints du pipeline seront soudés et examinés sur toute leur circonférence par radiographie, selon le standard ACNOR/CSA Z-662-03.

#### 2.3.2.2. *Pression de conception*

Les pressions maximales de conception et d'exploitation seront de 10 200 kPa (1 480 psig).

Pour s'assurer que la pression d'exploitation ne dépassera pas le point de consigne, des transmetteurs de pression seront installés sur toutes les vannes de sectionnement et leurs données seront transmises et analysées en continu par un système d'acquisition et de contrôle des données « système SCADA ». Une alarme sera déclenchée lorsque la pression sera supérieure à 10 000 kPa.

Toutes les sections du pipeline seront soumises à des essais sous pression avant la mise en service. La pression minimum lors de ces essais sera égale à 125% de la pression maximale d'exploitation, conformément à la norme ACNOR/CSA Z662-03.

#### 2.3.2.3. *Recouvrement du pipeline*

La profondeur minimale d'enfouissement est de 1,2 mètre en milieu cultivé et 0,9 mètre en milieu boisé.

Dans les terrains rocheux, la conduite sera déposée sur un lit de sable ou sur des coussinets de sable ou de polystyrène, puis recouverte d'une couche de sable ou d'un dispositif de protection mécanique contre les roches afin de lui assurer un coussin de protection. De plus, au croisement des cours d'eau réglementés et des fossés, des dalles de protection en béton seront placées au-dessus du pipeline afin de protéger le pipeline lors des travaux de nettoyage et d'entretien. Dans les terrains humides, des cavaliers de lestage en béton servant à assurer une flottabilité négative seront déposés sur la conduite.

En autant qu'il soit possible lors de croisement d'infrastructures existantes tels que aqueduc, câbles souterrains, drains agricoles, la conduite sera toujours installée sous les infrastructures pour éviter toute interférence avec le pipeline lors de l'entretien ou la réparation de ces installations.

Mentionnons enfin que pour toutes les traverses d'obstacles tels que cours d'eau, routes et voies ferrées réalisées en forage, l'épaisseur de la paroi de la conduite sera supérieure pour tenir compte des contraintes imposées à la conduite lors de son installation.

La conduite d'acier sera recouverte à l'usine d'une couche de protection contre la corrosion

sur toute sa longueur. À certains endroits, telles les traverses de rivières et de routes par forage horizontal ou directionnel, un recouvrement anti-abrasif additionnel sera appliqué sur la conduite pour éviter qu'elle ne soit endommagée lors des travaux visant à l'introduire sous l'obstacle à franchir.

Afin de protéger le pipeline, un système de protection cathodique, soit par redresseur avec lits d'anodes, soit par anodes sacrificielles, sera installé.

#### *2.3.2.4. Postes de pompage*

Deux stations de pompage sont prévues pour acheminer les produits pétroliers par le pipeline, la première étant située sur les terrains de la raffinerie à Lévis et l'autre à Saint-Majorique-de-Grantham.

La capacité du pipeline serait de 100 000 barils par jour. Ce débit pourrait être augmenté ou diminué légèrement en fonction de la demande saisonnière.

Dans le futur, la capacité maximale du pipeline devrait atteindre 170 000 barils par jour. Deux nouvelles stations localisées à Notre-Dame-de-Lourdes et Varennes s'ajouteraient alors à celles de Lévis et de Saint-Majorique-de-Grantham.

#### *2.3.2.5. Vannes de sectionnement*

Vingt-sept vannes de sectionnement devraient être incorporées au pipeline. Une vanne de sectionnement sera localisée de part et d'autre de chaque cours d'eau majeur. Le Tableau 1 indique la localisation proposée de ces vannes de sectionnement. Il faut noter que le tracé n'est pas définitif et qu'il pourrait donc y avoir des modifications de ces localisations.

#### *2.3.2.6. Gares de raclage*

Le projet Pipeline Saint-Laurent prévoit également la construction de gares de raclage afin de vérifier l'intégrité de la conduite en période d'exploitation. Les gares de raclage sont des installations qui permettent d'insérer et de récupérer des outils d'inspection électroniques internes permettant de vérifier l'intégrité de la conduite.

Il est prévu que six gares de raclage seront installées sur le réseau. Quatre d'entre elles seront situées à l'intérieur de sites industriels existants. Ces gares sont celles qui seront implantées au poste de pompage de Lévis, au quai d'Ultramar à Montréal-Est (si requis), au point de réception du terminal de Montréal-Est ainsi que celle qui sera requise au point de raccordement entre les conduites de 273,1 mm de diamètre et de 323,1 mm de diamètre située sur les terrains de Bitumar à Montréal-Est. Une cinquième gare de raclage sera localisée sur le terrain du poste de pompage prévu dans le secteur de Saint-Majorique-de-Grantham alors qu'une dernière gare de raclage sera requise au point de raccordement avec la conduite sous-fluviale à Boucherville.

**Tableau 1 – Sommaire des structures hors sol prévues**

Structures hors sol	Municipalité	Feuillet du Volume 4	Localisation	
<b>Postes de pompage</b>				
P1	Lévis	2	Propriété d'Ultramar	
P2 (futur)	Notre-Dame-de-Lourdes	44-45	À l'ouest de la route 265	
P3 *	Scénario 1	Saint-Majorique-de-Grantham	86	À l'est ou à l'ouest du boulevard Saint-Joseph (route 143)
	Scénario 2	Saint-Majorique-de-Grantham	87	À l'est ou à l'ouest du boulevard Lemire Ouest
	Scénario 3	Saint-Majorique-de-Grantham	89	À l'est ou à l'ouest du Cinquième Rang
P4 (futur)	Varennes	131	À l'ouest du boulevard Lionel-Boulet	

**Note :** \* Trois scénarios distincts sont présentement à l'étude mais un seul sera retenu.

Structures hors sol	Municipalité	Feuillet du Volume 4	Localisation
<b>Vannes de sectionnement</b>			
V1	Lévis	2	Propriété d'Ultramar (P1)
V2 (rivière Etchemin)	Lévis	2	Près de la rivière Etchemin Localisation à déterminer suite au choix du tracé
V3 (rivière Chaudière)	Lévis	10	À l'est de l'avenue du Sault
V4 (rivière Chaudière)	Lévis	10	À l'est de la route Saint-André (route 171)
V5 (rivière Beaurivage)	Saint-Gilles	17	À déterminer (côté est de la rivière Beaurivage)
V6 (rivière Beaurivage)	Saint-Gilles	17	À l'ouest du chemin Graig (route 269)
V7	Dosquet	28	À l'ouest de la route Saint-Joseph (route 271)
V8 (rivière Bécancour)	Laurierville	40	À l'est du chemin de la Grosse Île (route 218)
V9 (rivière Bécancour)	Laurierville	40	À déterminer (côté ouest de la rivière Bécancour)
V10	Notre-Dame-de-Lourdes	44-45	À l'intérieur des limites du poste de pompage (P2)
V11	Saint-Rosaire	57	À l'est de la route de la Carpe
V12 (rivière Nicolet)	Saint-Léonard-d'Aston	72	À l'est du rang de la Chaussée
V13 (rivière Nicolet)	Saint-Léonard-d'Aston	72	À l'ouest du rang du Moulin Rouge
V14 (rivière Nicolet Sud-Ouest)	Notre-Dame-du-Bon-Conseil	76	À l'est du chemin du Pont Mitchell
V15 (rivière Nicolet Sud-Ouest)	Notre-Dame-du-Bon-Conseil	77	À l'ouest du 10 <sup>e</sup> Rang de Wenderover

«Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport.»

Structures hors sol	Municipalité	Feuillet du Volume 4	Localisation
<b>Vannes de sectionnement (suite)</b>			
V16 (rivière Saint-François)	Drummondville	83	À l'est du chemin Sainte-Anne
V17 (rivière Saint-François)	Drummondville	84	À l'ouest du chemin du Golf
V18	Saint-Marjorique-de-Grantham	86-87-89	À l'intérieur des limites du poste de pompage Selon le scénario du poste de pompage qui sera retenu (P3)
V19	Sainte-Hélène-de-Bagot	99	À l'ouest du rang Saint-Augustin
V20 (rivière Yamas-ka)	Saint-Hyacinthe	109	À l'est du chemin du Rapide-Plat-Sud
V21 (rivière Yamas-ka)	Saint-Hyacinthe	110	À l'ouest du chemin du Rapide-Plat-Nord
V22 (rivière Richelieu)	Saint-Charles-sur-Richelieu	121	À l'est du chemin des Patriotes (route 133)
V23 (rivière Richelieu)	Saint-Marc-sur-Richelieu	122	À l'ouest de la route 223
V24	Varenes	131	À l'intérieur des limites du poste de pompage (P4)
V25	Boucherville	135	Dans le secteur du point de raccordement avec la conduite sous-fluviale
V26	Boucherville	136	À l'est du boulevard Marie-Victorin (Vanne existante)
V27	Montréal-Est	138	Au quai d'Ultramar (Vanne existante)
V28	Montréal-Est		Sur le terrain de Bitumar
V29	Montréal-Est		Au point de réception du terminal d'Ultramar
<b>Gares de raclage</b>			
G1	Lévis	2	Propriété d'Ultramar (P1)
G2	Saint-Majorique-de-Grantham	86-87-89	Selon le scénario du poste de pompage retenu (P3)
G3	Boucherville	135	Dans le secteur du point de raccordement avec la conduite sous-fluviale
G4	Montréal-Est	Annexe H, Volume 3	Au quai d'Ultramar. Une unité de dépressurisation sera installée à cet endroit (si requis).
G5	Montréal-Est	Annexe H, Volume 3	Sur le terrain de Bitumar
G6	Montréal-Est	Annexe H, Volume 3	Au point de réception du terminal d'Ultramar

«Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport.»

### 2.3.3. Pratiques d'exploitation

#### 2.3.3.1. *Système de surveillance*

Le centre de contrôle sera situé à Montréal-Est avec un centre de relève à la raffinerie Jean-Gaulin à Lévis. Il recevra toutes les données de l'instrumentation installée dans les stations de pompage et sur les vannes localisées le long du pipeline. Ces données permettront aux contrôleurs du pipeline d'en surveiller l'exploitation et de contrôler à distance des équipements spécifiques tels que les pompes et les vannes de sectionnement. Des transmetteurs de pression seront installés sur toutes les vannes de sectionnement.

Les contrôleurs du pipeline, formés spécifiquement pour identifier toute anomalie pouvant survenir dans le cadre de l'exploitation, seront en constante communication avec les employés responsables de l'entretien des installations du pipeline. Si un problème était détecté, les employés du centre de contrôle pourront immédiatement prendre action pour corriger la situation. Dans l'éventualité d'une fuite, ils pourront arrêter les pompes et envoyer un signal aux vannes de sectionnement appropriées pour en commander la fermeture.

Les vannes de sectionnement seront conçues pour se fermer complètement en 1 minute après la réception du signal.

#### 2.3.3.2. *Détection de fuite*

Le pipeline Saint-Laurent sera équipé d'un système SCADA à la fine pointe de la technologie. Ce système sera muni d'un logiciel de détection des fuites capable de détecter des fuites de l'ordre de quelques mètres cubes par heure. En effet, tel qu'illustré au Tableau 2, des essais récents<sup>1</sup> démontrent que des fuites de l'ordre de 2 à 3 m<sup>3</sup>/h peuvent être détectées dans des temps relativement courts. Pour effectuer cette tâche, le système analysera en temps réel toutes les données de pression, températures et débits provenant des équipements installés sur le parcours du pipeline. Comme mentionné précédemment, le contrôleur qui recevra l'information sur l'apparition d'une fuite, devra évaluer le problème et prendre des mesures correctives telles que:

- Arrêter les pompes aux stations de pompage;
- Fermer les vannes de sectionnement;
- Identifier la cause de l'anomalie;
- S'assurer que tout est sous contrôle avant de réactiver les pompes.

---

<sup>1</sup> 'Liquid Pipeline Leak Detection : The Esso Experience', Pipeline & Gas Journal, février 2004.

**Tableau 2 - Résultats des essais d'un système de détection de fuites\***

Importance de la fuite (m <sup>3</sup> /h)	Temps de détection (min)	Mode d'écoulement du pipeline
2	12	écoulement interrompu
3	61	écoulement variable
9,6	6	écoulement régulier
9,9	5	écoulement régulier
10,2	5	écoulement régulier
11,4	23	démarrage
13,6	3	écoulement régulier
18,5	3	écoulement régulier
18,6	2	écoulement interrompu
24	1	écoulement interrompu
29	5	écoulement variable

\*Ces données sont tirées d'un article paru dans « Pipeline and Gas Journal »<sup>1</sup>

### 2.3.3.3. Patrouille aérienne et terrestre

Les responsables du Pipeline Saint-Laurent patrouilleront le pipeline périodiquement dans le but d'observer des conditions ou des activités sur le pipeline et à proximité de son emprise qui pourraient en affecter la sécurité et l'exploitation.

Une attention particulière sera portée aux éléments suivants:

- Activités de construction;
- Érosion du sol;
- Glissement de terrain;
- Affaissement;
- Perte de recouvrement;
- Indices de fuites.

Comme le pipeline traversera plusieurs éléments sensibles, Ultramar mettra en place un programme de prévention rigoureux comprenant des inspections aux fréquences suivantes :

- Patrouille aérienne : hebdomadaire en été et bimensuelle en hiver;
- Patrouille à pied: annuelle;
- Inspection des sites de vannes hors terre : mensuelle;
- Inspection des postes de pompage : hebdomadaire.



#### 2.3.3.4. *Système de contrôle de la corrosion*

Le pipeline sera recouvert d'une couche de protection contre la corrosion sur toute sa longueur. Le pipeline sera également protégé par un système de protection cathodique.

Toute conduite d'acier enfouie dans le sol (gazoduc, oléoduc, aqueduc, etc.) est susceptible de capter l'électricité naturellement induite dans le sol et de subir des dommages sous forme de corrosion si cette électricité n'est pas canalisée adéquatement. Afin de protéger le pipeline, un système de protection cathodique, soit par redresseur avec lits d'anodes, soit par anodes sacrificielles, sera installé systématiquement le long du pipeline. Ce système sera conçu en prenant en considération les effets d'induction générés par les lignes électriques ainsi que les risques de mise à la terre par défauts pouvant survenir sur les lignes électriques à proximité.

En phase d'exploitation, des lectures de potentiel seront prises régulièrement afin de vérifier l'efficacité du système de protection. Des lectures relatives au fonctionnement des redresseurs seront prises mensuellement tandis que des relevés de potentiel aux prises d'essais seront effectués sur une base annuelle. Toute anomalie sera analysée et des correctifs seront apportés sans délai en accord avec le programme en vigueur de gestion de l'intégrité du pipeline.

#### 2.3.3.5. *Signalisation*

Des panneaux indiquant la présence du pipeline et de l'emprise, communiquant le nom de l'exploitant du pipeline ainsi que le numéro de téléphone pour le joindre, seront disposés tout le long de l'emprise du pipeline. Ces panneaux sont installés dans le but de réduire la possibilité de dommages et d'interférence.

La disposition de ces panneaux le long de l'emprise du pipeline prendra en compte la densité de la population, l'utilisation et la nature du terrain, les clôtures, la facilité d'accès à l'emprise par le public et le besoin d'informer la population. Des panneaux seront également placés de part et d'autre des autoroutes, routes, chemins de fer et cours d'eau majeurs franchis par le pipeline.

#### 2.3.3.6. *Prévention des dommages*

Afin de prévenir les dommages possibles à la conduite lors de travaux par des tiers, Ultramar assurera une gestion rigoureuse des activités réalisées sur l'emprise. Une permission écrite devra préalablement être obtenue auprès d'Ultramar par toute personne désirant réaliser des travaux sur l'emprise du pipeline. À cet effet, Ultramar a conçu un guide de gestion de l'emprise identifiant les activités permises sans autorisation et celles exigeant des permissions. Ce guide sera remis à tous les propriétaires dont la propriété sera traversée par le pipeline.

De plus, Ultramar est membre d'Info-Excavation, un organisme sans but lucratif dont la mission est de prévenir les dommages aux infrastructures souterraines en fournissant une source de référence pour localiser les infrastructures des services d'utilité publique.

### 2.3.3.7. Plan d'urgence

Bien que le transport par pipeline de produits pétroliers à basse tension de vapeur soit reconnu comme efficace et sécuritaire et que la possibilité de déversement soit très faible, Ultramar estime que ce type de transport peut représenter un certain niveau de risque d'accident et qu'il est toujours possible qu'une situation d'urgence puisse survenir. Dans ce contexte, Ultramar mettra en place diverses mesures visant à atténuer les effets d'une fuite sur l'environnement et la population environnante.

Ultramar dispose déjà de plans de mesures d'urgence pour faire face aux divers événements pouvant survenir dans le cadre de l'exploitation de ses installations de Lévis et de Montréal-Est. En se basant sur la structure d'intervention générale prévue dans ces plans, un plan spécifique sera élaboré de façon à couvrir l'exploitation du pipeline. À ce titre, Ultramar a développé un plan de mesures d'urgence préliminaire qui servira de base pour l'élaboration du plan final.

### 2.3.4. Résumé des paramètres du pipeline et des conditions d'exploitation

Le Tableau 3 est un résumé des paramètres du pipeline ainsi que de ses conditions d'exploitation.

**Tableau 3 - Résumé des paramètres du pipeline**

Diamètre externe du pipeline	406,4 mm (16 po) 273,1 mm (10 po) pour la traversée du Saint-Laurent 273,1 et 323,1 entre le quai et le terminal d'Ultramar
Longueur totale de Lévis à Montréal	Environ 245 kilomètres, selon le tracé retenu
Pression maximale d'exploitation	10 200 kPa
Température de conception	Souterraine : -5°C à 40°C Hors terre : -40°C à +40°C
Température normale d'exploitation	Entre 3°C et 15°C
Matériel et épaisseur	Acier au carbone Nuance 359 ou 414 MPa
Capacité	100 000 barils/jour (Future 170 000 barils/jour)
Substances transportées	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Essence (hiver super et régulier, été super et régulier)</li> <li>▪ Carburéacteur</li> <li>▪ Diesel</li> <li>▪ Mazout</li> </ul>
Largeur de l'emprise	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 18 m</li> </ul>

L'Annexe 2 présente les données physiques des substances transportées par le pipeline.

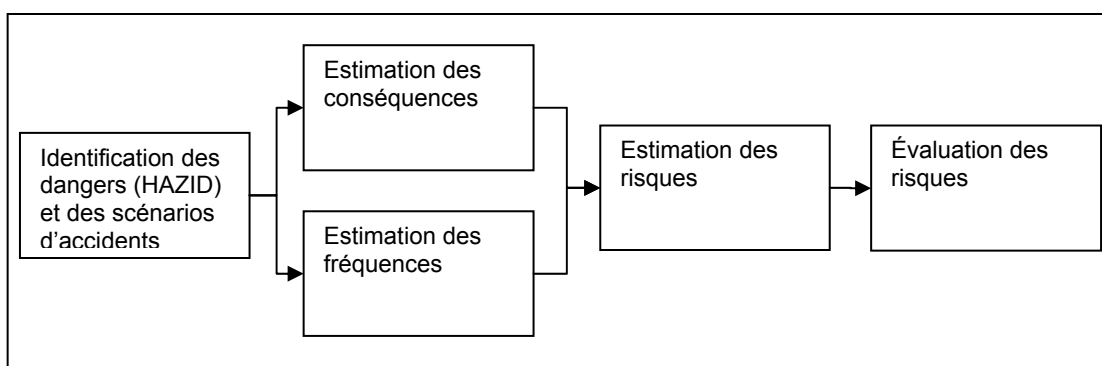


### 3. MÉTHODOLOGIE DE L'ÉTUDE DE RISQUES

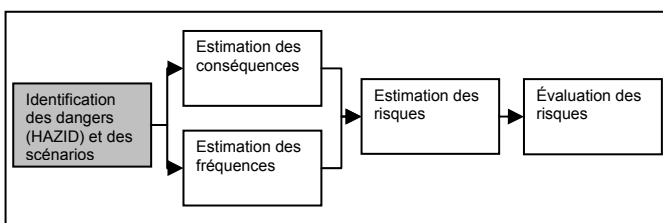
#### 3.1. PROCESSUS D'ÉVALUATION

Le processus d'évaluation du risque est illustré à la Figure 1. Ce processus est conforme à la directive du MDDEP du gouvernement du Québec et à la norme ACNOR/CSA Z662-03. En premier lieu, les dangers reliés au pipeline sont identifiés, ce qui permet de définir les scénarios d'accidents. Par la suite, on estime les conséquences potentielles avec les outils de modélisation appropriés puis on évalue les fréquences de ces scénarios basés sur un historique d'accident. Finalement, on estime et évalue les risques.

**Figure 1 - Processus d'évaluation du risque**



#### 3.2. MÉTHODOLOGIE D'IDENTIFICATION DES DANGERS (HAZID) ET DES SCÉNARIOS D'ACCIDENTS



Cette étape vise à identifier les sources de dangers reliés au pipeline. Une session HAZID (hazard identification) a été tenue avec l'objectif d'identifier des sources de danger externes et internes au pipeline, leurs causes, ainsi

que l'identification des mesures d'atténuation qui seront mises en place.. Cette identification tient compte autant des sources chroniques de danger engendrées par le fonctionnement normal ou quasi normal de l'ouvrage que des sources de danger de caractère accidentel. Il faut souligner que les mesures de prévention associées aux sources chroniques de danger sont généralement bien encadrées par les règles de l'art, les normes et la réglementation.

L'identification des dangers a été établie selon les critères suivants :

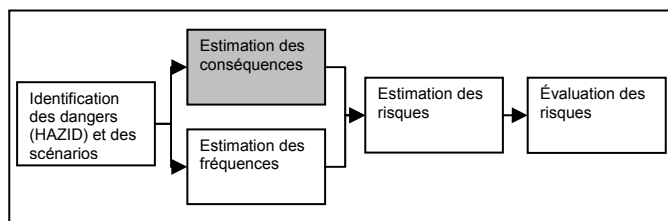
1. Substances transportées: propriétés chimiques et physiques;
2. Canalisation et équipements annexes: construction et exploitation;
3. Interaction fluide – canalisation
4. Interaction environnement – canalisation

Le niveau théorique de recensement des sources de danger est quasi illimité. En pratique, on doit le limiter aux « apports » qui pourront être réellement exploités lorsqu'une analyse plus fine n'apporterait effectivement aucun progrès significatif. Le niveau de résolution est atteint lorsque l'on peut évaluer l'occurrence des événements considérés à partir des enseignements tirés d'accidents ou d'incidents survenus à des ouvrages comparables.

À l'aide des données obtenues dans le cadre de la session HAZID et de l'analyse des enseignements tirés d'accidents ou d'incidents survenus sur des ouvrages comparables, des scénarios d'accidents sont établis avec des brèches de référence. Les résultats de l'analyse HAZID sont présentés en Annexe 3.

### 3.3. MÉTHODOLOGIE D'ESTIMATION DES CONSÉQUENCES

Les conséquences des scénarios d'accidents identifiés à la première étape ont été



évaluées à l'aide du logiciel *PHAST* v.6.5 de DNV, un outil reconnu pour ce genre d'évaluation. Les liquides inflammables tels ceux transportés par le Pipeline Saint-Laurent, lorsque projetés dans l'atmosphère à partir

d'une canalisation sous pression, tel un pipeline, sont différemment affectés par la topographie du terrain, le type de sol et la présence de structures souterraines, tels les égouts.

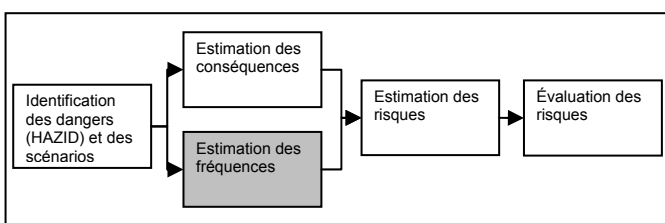
Lorsqu'un liquide inflammable sous pression est libéré à l'atmosphère à travers une brèche, il peut se comporter de plusieurs façons en fonction de divers facteurs tels que la direction de la fuite, les obstacles rencontrés, l'allumage, etc. La Figure 2 présente un arbre d'événements pour un scénario de fuite mettant en cause des liquides inflammables tels ceux transportés par le Pipeline Saint-Laurent. Toutes les connections sur cette figure sont du type 'ou'.

Lorsque la fuite ne rencontre pas d'obstacle, elle produit un jet susceptible de s'enflammer, créant ainsi ce qu'on appelle un feu en chalumeau. Si le jet ne s'enflamme pas, il peut soit se transformer en aérosol, créant ainsi un nuage de vapeurs qui ou bien se dispersera, s'enflammera ou se déposera (rainout) au sol, soit produire une flaque qui ou bien s'enflammera (feu de flaque) ou s'évaporerait pour former un nuage de vapeurs, lui-même susceptible de s'enflammer.

En revanche, si la vitesse de sortie n'est pas élevée (faible pression et brèche relativement large), il n'y aura pas de formation d'aérosol mais plutôt apparition d'une flaque au sol, laquelle pourra (feu de flaque) s'enflammer ou s'évaporer en créant un nuage de vapeurs susceptible de s'enflammer. La flaque pourrait aussi se déverser dans les égouts avec possibilité de pollution et d'explosion.

Par contre, si la fuite rencontre un obstacle, il y a également formation d'une flaque pouvant soit s'enflammer, soit s'évaporer avec formation d'un nuage de vapeurs lui-même susceptible de s'enflammer. La flaque pourrait aussi pénétrer dans les égouts avec risque de pollution et d'explosion.

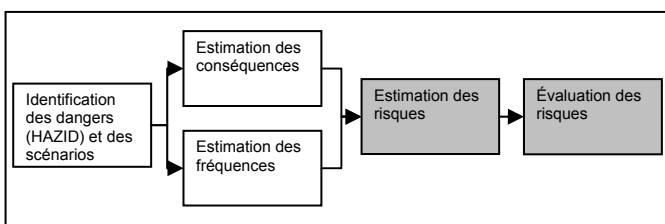
### 3.4. MÉTHODOLOGIE D'ESTIMATION DES FRÉQUENCES



Les scénarios d'accidents retenus pour une évaluation quantitative de leurs conséquences ont également été soumis à une évaluation de leurs fréquences d'occurrence. Ces fréquences ont été estimées en se basant sur

les fréquences de bris observés dans l'industrie pour des pipelines de service similaire.

### 3.5. MÉTHODOLOGIE D'ESTIMATION/D'ÉVALUATION DES RISQUES

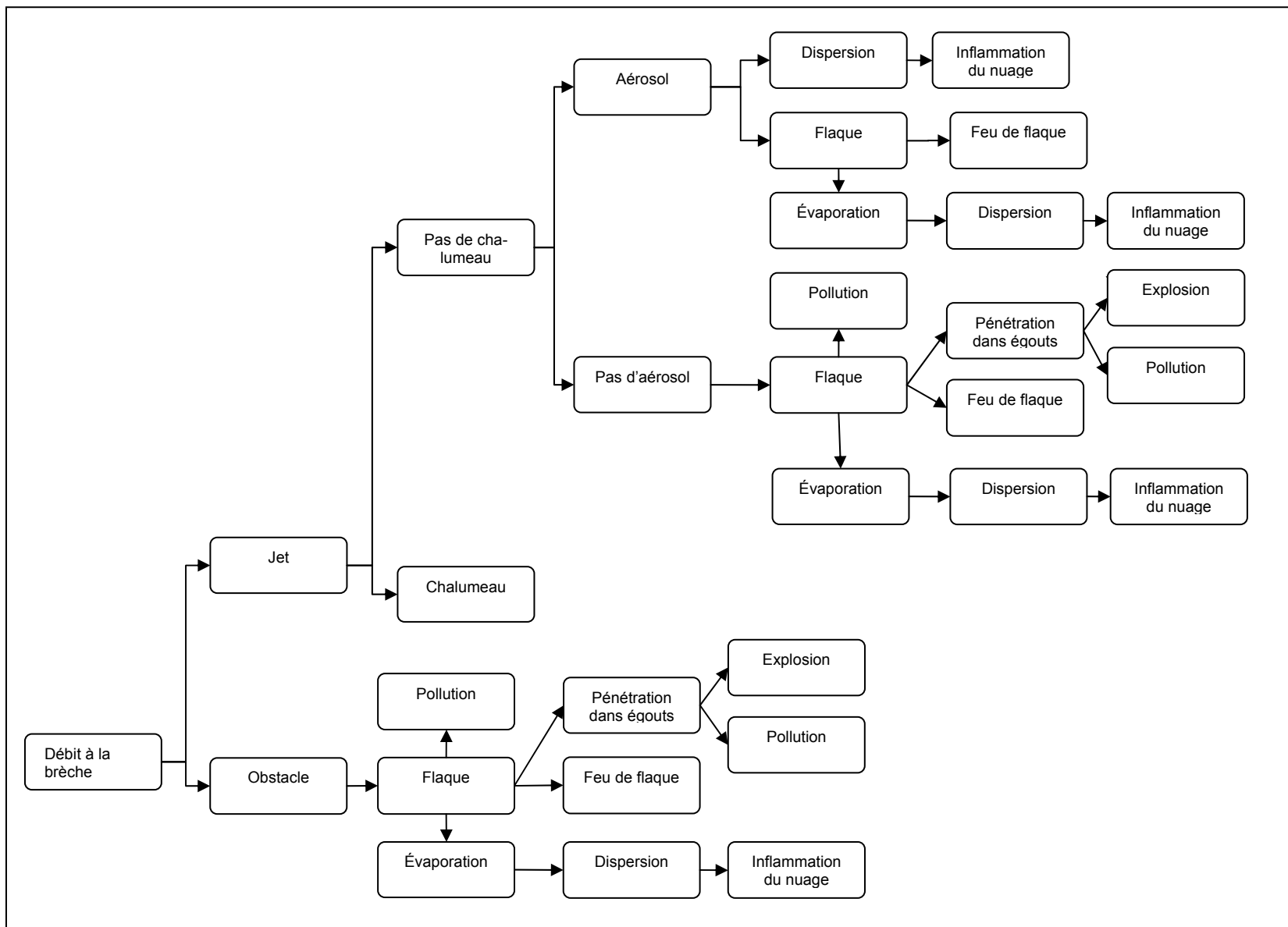


La matrice pour l'évaluation des risques est utilisée pour déterminer et exprimer l'évaluation des risques et l'efficacité des contrôles pour les dangers identifiés. La matrice est basée sur les cycles de vie

actuellement utilisés par l'industrie et sert à hiérarchiser les dangers potentiels. La matrice de risques utilisée est illustrée à la Figure 3. Elle est une adaptation du NFPA 1600 (95). Les classes de probabilité sont inspirées de la réglementation française et sont utilisées, entre autres, par certains transporteurs pour leurs installations. Le niveau de risque d'un événement est déterminé par la combinaison de sa classe de probabilité et de son niveau de gravité. Les niveaux de risques sont :

- **Risques de niveau 1** : risques limités (jaune) ;
- **Risques de niveau 2** : risques à surveiller ou à réduire, d'autant plus qu'ils sont limitrophes de risques de niveau 3 (orange) ;
- **Risques de niveau 3** : risques élevés. Ce niveau de risques est inacceptable et ne doit pas être observé au sein de l'installation (rouge).

Figure 2 - Arbre d'événements pour scénarios de fuites sur pipeline transportant des liquides inflammables tels l'essence, le carburacteur, le diesel et le mazout



«Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport.»

Figure 3 - Matrice de risques

GRAVITÉ	FRÉQUENCE			
		1	2	3
4	2	2	3	3
3	1	2	2	3
2	1	1	2	2
1	1	1	1	2

La gravité des dangers est une évaluation d'un événement résultant de sa matérialisation. Les indices de gravité ont été conçus pour distinguer diverses conséquences telles que:

- 1) Population : intégrité physique (santé et sécurité) des personnes dans le secteur atteint au moment de l'incident;
- 2) Environnement : impacts environnementaux;
- 3) Propriétés : dommages à la propriété et aux infrastructures.

Le Tableau 4 définit le niveau de gravité des dangers.

Tableau 4 - Définition de la gravité des dangers

Niveau de gravité	Public	Environnement	Propriétés
<b>4 - Catastrophique</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Décès ou blessure causées par l'exposition directe.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Déversement majeur, non contenu, de matières dangereuses.</li> <li>Les espèces régionales / sous-espèces sont éliminées.</li> <li>Contamination d'aquifère et de l'eau potable.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dommages majeurs aux propriétés nécessitant l'abandon des bâtiments.</li> <li>Panne d'électricité majeure nécessitant plusieurs jours de réparation.</li> </ul>
<b>3 - Critique</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Incapacités permanentes;</li> <li>Blessures sévères;</li> <li>Maladies graves.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Déversement mineur, non contenu de matières dangereuses.</li> <li>Dommages locaux ou dommages aux espèces ou sous-espèces locales.</li> <li>Contamination de puits d'eau potable individuels.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dommages importants.</li> <li>Panne d'électricité inférieure à 1 journée.</li> </ul>
<b>2 – Marginal</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Blessures ou maladies ne résultant pas en incapacité;</li> <li>Perte majeure de la qualité de vie.</li> <li>Maladies légères</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Déversement majeur contenu de matières dangereuses.</li> <li>Une partie des organismes locaux est soumis à un impact négatif.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Délestage de la ligne électrique.</li> <li>Dommages mineurs.</li> </ul>
<b>1 – Négligeable</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Atteinte mineure à la qualité de vie.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Déversement mineur contenu de matières dangereuses.</li> <li>Pas d'impact mesurable dans les environs.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aucun dommage ni interruption de courant.</li> </ul>

La fréquence des dangers est la possibilité qu'un danger identifié résulte en un accident. Les indices pour exprimer la probabilité des dangers ou leur fréquence ont été conçus de façon pratique pour être facilement compris par les personnes ayant à évaluer les risques.



Les scénarios d'accidents sont catalogués selon des classes de probabilité. Le Tableau 5 définit ces classes.

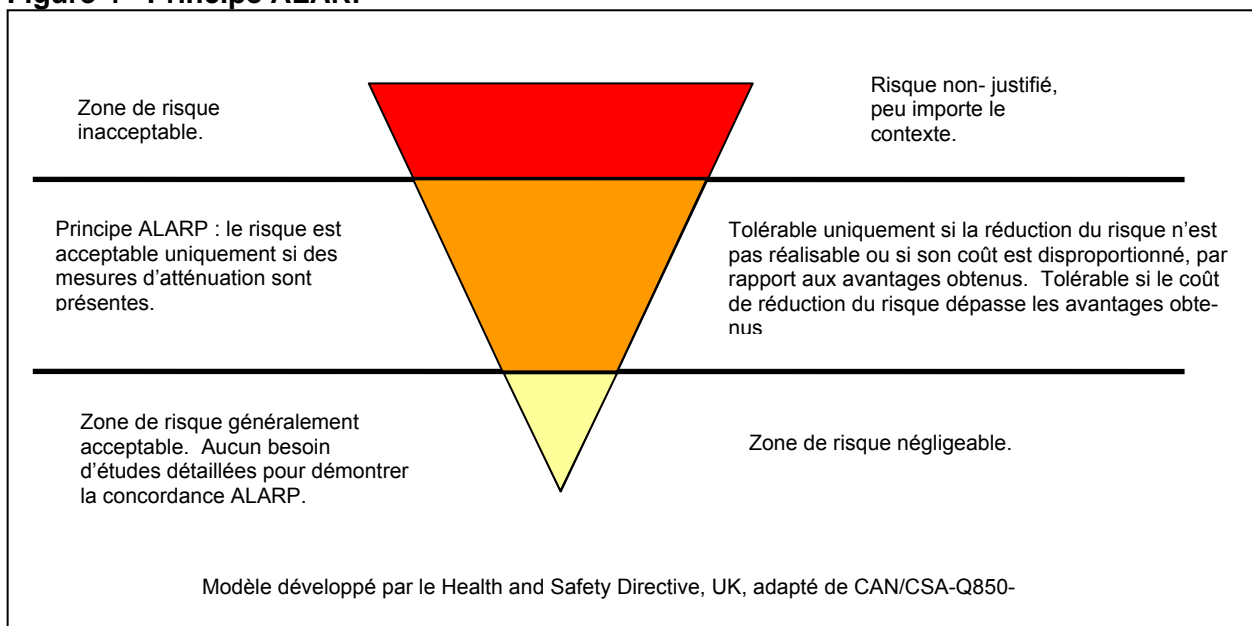
**Tableau 5 - Définition des classes de probabilités**

Classe de probabilité	Événement	Définition	Probabilité
4	Fréquent	Plusieurs fois dans la durée d'exploitation de l'installation	$\geq 10^{-1}/\text{an}$ (plus d'une fois tous les 10 ans)
3	Possible	Une fois dans la durée d'exploitation de l'installation	de $10^{-2}$ inclus à $10^{-1}$ (une fois tous les 10 à 100 ans)
2	Rare	Est arrivé dans l'industrie	de $10^{-4}$ inclus à $10^{-2}$ (une fois tous les 100 à 10 000 ans)
1	Extrêmement Rare	Concevable, est arrivé dans l'industrie, tous domaines confondus	$< 10^{-4}$ (moins d'une fois tous les 10 000 ans)

### 3.5.1. Critères d'acceptation en matière de risque

Il faut noter que ces critères d'acceptation du risque incluent des exigences relatives aux mesures de réduction du risque. L'objectif primordial de Pipeline Saint-Laurent en matière de gestion du risque consiste à réduire les risques à leurs niveaux les plus bas réalisables tout au long de la durée de vie des installations. Les niveaux les plus bas réalisables sont définis par le principe ALARP (As Low as Reasonably Practicable ou « aussi bas que raisonnablement possible de faire »). Le principe ALARP est illustré à la Figure 4; il est largement utilisé et reconnu par les autorités compétentes dans le domaine de la manutention des matières dangereuses. Ultramar appliquera ce principe et atteindra ses objectifs à l'aide d'un processus de gestion du risque.

**Figure 4 - Principe ALARP**



## 4. RÉSULTATS DE L'ÉTUDE

### 4.1. IDENTIFICATION DES DANGERS ET DÉFINITION DES SCÉNARIOS

Les détails de la session de travail HAZID sont regroupés à l'Annexe 3. Cette session a permis d'identifier 53 scénarios d'accidents, leurs causes typiques, leurs conséquences possibles ainsi que les mesures de sécurité mises en place pour prévenir ou atténuer ces scénarios :

#### **Substances transportées: propriétés chimiques et physiques**

Les dangers liés aux substances transportées sont dus à leurs propriétés chimiques et physiques. Les quatre types de substances font partie de la famille des liquides inflammables à basse tension de vapeur. Ce sont :

- l'essence (hiver super et régulier, été super et régulier);
- le carburacteur;
- le diesel;
- le mazout.

#### **Canalisation et équipements annexes: construction et exploitation**

- Dangers liés à la conception, 5 scénarios identifiés
- Dangers liés au fonctionnement, 9 scénarios identifiés
- Dangers liés aux surpressions, 3 scénarios identifiés
- Dangers liés à la mise sous vide lors de l'arrêt, 1 scénario identifié
- Dangers liés aux manœuvres exceptionnelles sur les circuits, 3 scénarios identifiés
- Dangers liés à la contamination des produits, 3 scénarios identifiés
- Dangers liés au système de contrôle et surveillance, 4 scénarios identifiés
- Dangers liés aux travaux sur pipeline, 3 scénarios identifiés

#### **Interaction fluide – canalisation**

- Dangers liés à l'interface entre les produits et la conduite, 6 scénarios identifiés

#### **Interaction environnement – canalisation**

- Dangers liés aux causes naturelles, 4 scénarios identifiés
- Dangers liés aux agressions par travaux, 2 scénarios identifiés
- Dangers liés aux agressions par accidents, 4 scénarios identifiés
- Dangers liés aux facteurs de corrosion, 4 scénarios identifiés

- Dangers liés aux courants électriques, 2 scénarios identifiés

#### 4.2. HISTORIQUE D'ACCIDENTS

Les informations sur les accidents survenus sur des pipelines au cours des dernières années ont été consultées à partir de quatre bases de données :

1. Bureau de la sécurité des transports (BST), <http://www.bst.gc.ca> consulté mars 2006;
2. National Transport Safety Board (NTSB), <http://www.nts.gov> consulté mars 2006;
3. Conservation of Clean Air and Water in Europe (CONCAWE), <http://www.concawe.be> consulté mars 2006;
4. Office of pipeline safety (OPS), <http://ops.dot.gov/> consulté en mars 2006.

L'Annexe 4 présente un certain nombre de ces accidents ainsi que le détail de leurs causes et conséquences. Il en ressort que les principales causes de fuites sont dues à des pipelines vieillissants et corrodés ou à l'intervention de tiers ayant endommagé une conduite à l'aide de machines excavatrices ou attribuable à une erreur d'opérateur

Bien que le Bureau de la Sécurité du Transport (BST) publie des statistiques d'accidents de pipeline, celles-ci n'ont pas été utilisées dans la présente étude car les données disponibles ne permettent pas de discerner les accidents liés au transport du gaz naturel, des produits à tension de vapeur élevée tels le propane, le butane, et des produits à basse tension de vapeur tels l'essence et le mazout. De plus, l'information relative à chacun des événements est limitée et ne permet pas de déterminer si les causes de fuites sont applicables au transport de produits raffinés de pétrole.

#### 4.3. BRÈCHES DE RÉFÉRENCE

L'analyse des enseignements tirés d'incidents ou d'accidents survenus sur des ouvrages comparables a montré que l'on peut regrouper les types de pertes de confinement en trois catégories correspondant à trois tailles de brèches. Ces brèches de référence ont été établies par le GÉSIP (1998), un groupe d'étude de sécurité des industries pétrolières de la France qui a réalisé une analyse poussée des historiques d'accidents des 30 dernières années rapportés dans l'étude CONCAWE 2002.

**Tableau 6 - Hypothèses de brèches de référence**

Brèches	Cause	Produits
Petite brèche Diamètre : 10 mm	Correspondant à une fissure ou à une corrosion	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Essence hiver super et régulier</li> <li>• Essence été super et régulier</li> <li>• Carburacteur</li> <li>• Diesel / huile à chauffage</li> </ul>
Moyenne brèche Diamètre : 40 mm	Correspondant à l'agression du pipeline par une dent d'équipement de travaux publics	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Essence hiver super et régulier</li> <li>• Essence été super et régulier</li> <li>• Carburacteur</li> <li>• Diesel / huile à chauffage</li> </ul>
Rupture complète	Due à l'instabilité du terrain ou à l'érosion par torrent	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Essence hiver super et régulier</li> <li>• Essence été super et régulier</li> <li>• Carburacteur</li> <li>• Diesel / huile à chauffage</li> </ul>

#### 4.4. IDENTIFICATION DES ÉLÉMENTS SENSIBLES

Les éléments sensibles d'un milieu sont les composantes susceptibles d'être affectées lors d'un accident.

Ces éléments sont :

- La population : maisons individuelles et agglomérations;
- Les infrastructures : routes, lignes électriques Hydro-Québec;
- Éléments environnementaux : cours d'eau, forêts, champs, aquifères, etc.

#### 4.5. ESTIMATIONS DES CONSÉQUENCES

Trois types de conséquences ont été estimés :

- Fuite sur pipeline avec calculs des conséquences au niveau du sol;
- Fuite sur pipeline avec calculs des conséquences sur les lignes électriques d'Hydro-Québec adjacentes au pipeline pour une partie du tracé;
- Fuite sur pipeline avec des calculs de conséquences sous l'eau;
- Fuite à l'intérieur d'une station de pompage.

Le Tableau 7 regroupe les hypothèses de travail utilisées pour les simulations.

**Tableau 7 - Hypothèses de travail pour les simulations**

Vitesse du vent / stabilité atmosphérique	1,5 m/s / F
	3,5 m/s / D
Température atmosphérique, °C	25
Humidité relative, %	50
Rugosité du terrain	rural
Direction de la fuite	verticale, sans obstruction
	horizontale, impactant
Épaisseur de la flaque au sol	1 cm
Feu de flaque	'Late pool fire' (la flaque s'allume lorsque sa dimension est maximale)
Temps de détection de la fuite et de fermeture des vannes	5 minutes
Écoulement du produit à travers la brèche après la fermeture des vannes	Écoulement par gravité avec dénivellation de 3 m pour 60 minutes

Les critères de niveaux de dangers tels que spécifiés par le MDDEP sont résumés au Tableau 8. La partie grisée du tableau représente les seuils d'effets utilisés pour la planification d'urgence.

**Tableau 8 - Seuils d'effets**

Événement / conséquences	INTENSITÉ ET EFFETS APPRÉHENDÉS	
		<b>13 kW/m<sup>2</sup></b>
<b>Radiations provenant de:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Feu de flaque</li> <li>• Feu en chalumeau</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Seuil d'effets menaçant pour la vie.</li> <li>• Peut causer des mortalités en 30 s.</li> <li>• Seuil des effets très graves sur les structures.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Seuil pour la planification d'urgence.</li> <li>• Seuil des effets irréversibles délimitant la zone de dangers graves pour la vie humaine.</li> <li>• Peut causer des brûlures au second degré en 40 s</li> <li>• Seuil significatif de destruction des vitres.</li> </ul>
<b>Surpressions provenant de:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Explosion du nuage de vapeurs</li> </ul>	<b>13,8 kPa (2 psi)</b>	<b>6,9 kPa (1 psi)</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Seuil d'effets menaçant pour la vie.</li> <li>• Seuil des dégâts très graves sur les structures.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Seuil pour la planification d'urgence.</li> <li>• Seuil des dégâts légers sur les structures.</li> </ul>
<b>Retour de flamme :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Distance correspondant à la demie de la limite inférieure d'inflammabilité, ce qui est une condition majorant.</li> <li>• Distance maximale à laquelle il peut y avoir retour de flamme jusqu'à la source.</li> </ul>	

«Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport.»

#### 4.5.1. Cas particulier du risque de pollution

La présente étude n'a pas pour objectif d'identifier les risques de pollution et des effets que pourrait causer un déversement sur le milieu récepteur. Ces effets reposent sur d'autres critères tels que :

- « effets polluants »
  - toxicité du produit transporté, quantité déversée, sensibilité du milieu récepteur;
- « effets sur le milieu aquatique »
  - nature du sol et du sous-sol, eaux souterraines ou de surface;
  - usage de l'eau : qualité (eau potable, irrigation,...), quantité prélevée.

Les risques de pollution et l'adoption des mesures nécessaires pour minimiser l'impact sur l'environnement sont prises en compte lors de l'élaboration du plan d'urgence.

#### 4.5.2. Pipeline terrestre – conséquences au niveau du sol

Les scénarios concernant le pipeline de 406,4 mm qui s'étend de Lévis à Boucherville ainsi que les sections de pipelines existantes entre Boucherville et le terminal de Montréal-Est ont été modélisés en fonction des brèches de référence établies à la section 4.3

Pour ces scénarios, 4 conséquences sont possibles s'il y a ignition:

- Feu de flaque (radiations);
- Formation d'un nuage de vapeurs et confinement (surpressions);
- Retour de flamme à la source (distance);
- Feu en chalumeau (radiations).

Pour chaque scénario d'accident, les conséquences spécifiques aux quatre substances transportées dans le pipeline (essence, carburacteur, diesel, mazout), au niveau du sol, ont été évaluées. Deux directions de fuites ont aussi été modélisées :

- Horizontale;
- Verticale.

Compte tenu des données du Tableau 2, ainsi que du débit déversé advenant une brèche sur le pipeline, le temps de réaction utilisé pour la détection d'une fuite et la fermeture des vannes est de 5 minutes. La pression dans le pipeline variera entre 10 200 kPa (1 480 psig) et 345 kPa (50 psig) selon la proximité de la station de pompage. La pression maximale se retrouvera directement à la sortie des stations de pompage pour ensuite diminuer pour atteindre la pression minimale.

Les conséquences ont été estimées pour trois pressions : maximale, 10 200 kPa (1 480 psig), médiane 5 100 kPa (740 psig) et minimale 345 kPa (50 psig). Le Tableau 9 regroupe les résultats des scénarios du pipeline de 406,4 mm (nouveau pipeline) entre Lévis et Boucherville ainsi que ceux du pipeline existant de 273,1 mm entre Boucherville et le point de raccordement à la canalisation hors terre de 323,1 mm situé immédiatement au nord de

la rue Sherbrooke à Montréal-Est et ceux de cette dernière canalisation située sur les terrains de Bitumar / Coastal. Une analyse spécifique est présentée au Tableau 10 pour la partie du pipeline existant sous le fleuve Saint-Laurent. La pression dans le pipeline diminue au fur et à mesure que l'on s'éloigne des stations de pompage. La pression au point de livraison à Montréal-Est sera d'environ 690 kPa (100 psig). Il faut noter qu'à dimension de brèche égale et à pression égale, le volume de fuite sera le même pour les diamètres de pipeline étudiés. La pression a une influence sur le taux de fuite pour une brèche donnée. Une pression plus faible conduit à un taux moindre de fuite.

La volatilité (tension de vapeur) du produit a également une influence sur le type et le niveau de conséquences qui pourraient survenir en cas de fuite. Par exemple, si une explosion se produit en raison d'une fuite d'essence, les distances d'impact seront plus grandes que pour une fuite de diesel parce que l'essence est plus volatile. Le tableau 9 se veut donc une synthèse des résultats majorants. La totalité des résultats se retrouve à l'Annexe 5. L'Annexe 6 donne des détails sur les deux types de feu et présente les courbes de radiations pour les fuites sur le pipeline de 406,4 mm.

**Tableau 9 - Scénario d'accidents impliquant les pipelines de 406,4 mm, 323,1 mm et 273,1 mm et leurs conséquences**

Événement	SCENARIO 1 Fuite sur pipeline due à de la corrosion Diamètre de la brèche: 10 mm			SCENARIO 2 Fuite sur pipeline due à un accrochage par une machine excavatrice Diamètre de la brèche: 40 mm			SCENARIO 3 Rupture du pipeline due à un mouvement de terrain Diamètre de la brèche: 406,4 mm				
	Pression : 1 480 psig	Pression : 740 psig	Pression : 50 psig	Pression : 1 480 psig	Pression : 740 psig	Pression : 50 psig	Pression : 1 480 psig	Pression : 740 psig	Pression : 50 psig		
	Débit : 29 m <sup>3</sup> /h	Débit : 19 m <sup>3</sup> /h	Débit : 5 m <sup>3</sup> /h	Débit : 467 m <sup>3</sup> /h	Débit : 334 m <sup>3</sup> /h	Débit : 86 m <sup>3</sup> /h	Débit : 634 m <sup>3</sup> /h	Débit : 453 m <sup>3</sup> /h	Débit : 124 m <sup>3</sup> /h		
<b>CONSEQUENCES POTENTIELLES</b>											
A noter que pour qu'il y ait explosion, il doit y avoir confinement des vapeurs de gaz. Un nuage de vapeurs n'explose pas à l'air libre. Ses vapeurs doivent être confinées par une structure quelconque, ex. bâtisse, véhicules stationnés, etc.											
<b>Feu de flaque</b>		<b>Radiations</b>			<b>Radiations</b>			<b>Radiations</b>			
<u>Hypothèses</u> • La flaque est en surface; • Le terrain est plat; • L'ignition survient lorsque la flaque atteint son diamètre maximal.		<b>13 kW/m<sup>2</sup></b>	50 m	45 m	35 m	195 m	150 m	120 m	200 m	180 m	140 m
		<b>5 kW/m<sup>2</sup></b>	70 m	65 m	50 m	275 m	215 m	175 m	285 m	250 m	200 m
<b>Formation d'un nuage de vapeurs et explosion</b>		<b>Surpressions</b>			<b>Surpressions</b>			<b>Surpressions</b>			
• L'explosion survient lorsque la concentration du nuage de vapeurs atteint la demie de la limite inférieure d'explosivité (0,6% pour essence).		<b>2 psi</b>	80 m	70 m	35 m	340 m	285 m	250 m	400 m	350 m	180 m
		<b>1 psi</b>	100 m	90 m	45 m	415 m	355 m	310 m	485 m	430 m	220 m
<b>Retour de flamme à la source</b>		<b>Radiations</b>			<b>Radiations</b>			<b>Radiations</b>			
<u>Hypothèses</u> • La distance associée au retour de flamme est basée sur la demie de la limite inférieure d'explosivité (0,6% pour essence).		Distance maximale 50 m	Distance maximale 45 m	Distance maximale 25 m	Distance maximale 230 m	Distance maximale 185 m	Distance maximale 150 m	Distance maximale 270 m	Distance maximale 245 m	Distance maximale 110 m	
<b>Feu en chalumeau</b>		<b>Radiations</b>			<b>Radiations</b>			<b>Radiations</b>			
<u>Hypothèses</u> • Le pipeline est excavé; La fuite est dirigée verticalement Basé sur le taux de fuite correspondant à la pression maximale dans le pipeline.		<b>13 kW/m<sup>2</sup></b>	20 m	20 m	20 m	55 m	55 m	45 m	Ne produit pas de feu en chalumeau		
		<b>5 kW/m<sup>2</sup></b>	30 m	30 m	20 m	90 m	90 m	70 m			

«Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport.»



#### 4.5.3. Pipeline 406,4 mm – conséquences sur les lignes Hydro-Québec

Le pipeline longe l'emprise d'Hydro-Québec sur une grande partie du tracé privilégié (de Saint-Agapit à Saint-Samuel et de Drummondville à Sainte-Julie). Les lignes électriques situées dans ce secteur sont principalement exploitées à 735 kV. La distance séparant le centre des supports de lignes du pipeline sera d'environ 50 mètres et la hauteur des câbles varie entre 15 m et 40 m.

Les mêmes scénarios de fuites que pour la section précédente ont été évalués pour les feux de flaque et feux en chalumeau, dans le but d'évaluer l'impact des radiations thermiques sur les lignes électriques. Le Tableau 10 est une synthèse des résultats ayant le plus d'impact. L'ensemble des scénarios est disponible à l'Annexe 5. La colonne 'direction fuite' indique un 'H' lorsque la fuite est dirigée horizontalement et un 'V' lorsqu'elle est dirigée verticalement.

La pression dans le pipeline variera entre 1 480 psig et 50 psig. La pression maximale se retrouvera directement à la sortie des stations de pompage pour ensuite diminuer pour atteindre une pression minimale de 50 psig. Les conséquences ont été estimées pour trois pressions : maximale, minimale et médiane.

Les hypothèses suivantes ont été utilisées :

- Les fuites dirigées verticalement sont sans obstruction et produisent un feu en chalumeau;
- Les fuites dirigées horizontalement produisent une flaque de 1 cm d'épaisseur qui s'enflamme lorsque la flaque atteint son diamètre maximal ('late pool fire');
- Le terrain est plat, sans dépressions.

Ces trois hypothèses ont pour objectif d'illustrer les conséquences maximales si le produit qui fuit s'enflammait.

**Tableau 10 - Impact sur les lignes d'Hydro-Québec**

Brèche	Direction fuite	Radiation maximale sur lignes (kW/m <sup>2</sup> )		
		Pression pipeline 1 480 psig	Pression pipeline 740 psig	Pression pipeline 50 psig
10 mm	H	Engouffré*	14	8
10 mm	V	3	3	1
40 mm	H	engouffré	engouffré	90
40 mm	V	35	30	23
Rupture totale	H	engouffré		

\*Le terme engouffré signifie que la flamme a une hauteur suffisante pour atteindre la ligne électrique qui devient engouffré dans la flamme.

L'impact sur les lignes d'Hydro-Québec sera plus important si la fuite dure plus longtemps. On constate que tous les scénarios ont la capacité d'endommager les lignes électriques, sauf lorsque la fuite est due à une brèche de 10 mm dirigé verticalement.

#### 4.5.4. Pipeline sous fluvial

La traversée du fleuve s'effectuera dans un pipeline existant de 273,1 mm faisant partie d'un groupe de conduites parallèles. Pour la traversée, la pression maximale dans le pipeline sera de 1480 psig. Sous les chenaux nord et sud du fleuve, la conduite a été enrobée de béton avant d'être mise en tranchée.

Un scénario de rupture de conduite a été modélisé avec comme conséquence un feu de flaqué à la surface de l'eau. Ce scénario d'accident serait envisageable à la suite d'un mouvement de terrain ou à l'accrochage de la conduite par une ancre de bateau.

Les résultats sont regroupés au Tableau 11.

**Tableau 11 - Scénarios d'accident impliquant le pipeline sous fluvial**

		Rupture du pipeline due à un mouvement de terrain ou à un accrochage par une ancre de bateau 1 480 psig fuite: 634 m <sup>3</sup> /h
		CONSEQUENCES POTENTIELLES
FEU DE FLAQUE		Radiations
<u>Hypothèses</u>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>• La flaqué est en surface;</li> <li>• L'ignition survient lorsque la flaqué atteint son diamètre maximal;</li> <li>• La flaqué est de forme circulaire.</li> </ul>	13 kW/m <sup>2</sup>	425 m
	5 kW/m <sup>2</sup>	615 m

#### 4.5.5. Pipeline entre Boucherville et le terminal d'Ultramar

L'annexe 7 montre la localisation des conduites existantes à partir du point de raccordement au nouveau pipeline à Boucherville jusqu'au point d'arrivée au terminal d'Ultramar à Montréal-Est. Il faut noter que des vannes de sectionnement seront placées sur ce tronçon aux endroits suivants :

- Au point de raccordement entre le pipeline de 406,4 mm et le pipeline existant de 273,1 mm;
- Sur la rive sud du Saint-Laurent à Boucherville, avant le début de la traversée (site de vannes existant);
- Sur la rive nord du Saint-Laurent sur l'île de Montréal, près du quai d'Ultramar (site de vannes existant).

#### 4.5.5.1. Effets dominos sur les conduites adjacentes

Le pipeline sous fluvial, incluant les sections terrestres situées entre la voie ferrée du Canadien National à Boucherville et la rue Sherbrooke à Montréal fait partie d'un groupe de conduites souterraines. Les conduites adjacentes au pipeline d'Ultramar transportent des produits inflammables tels que l'hydrogène, l'éthylène et le propane ainsi que du pétrole brut et d'autres produits pétroliers raffinés.

De même, au nord de la rue Sherbrooke, le pipeline existant de 323,1 mm de diamètre est adjacent à d'autres pipelines et hors terre. Ce groupe de conduites passe sur les terrains de Coastal et de Bitumar avant d'atteindre le terminal d'Ultramar à Montréal-Est.

Une fuite qui s'allumerait dans la portion terrestre du tronçon pourrait provoquer des dommages aux autres conduites. La possibilité de ruptures, de feux ou d'explosion subséquents au premier événement est présente.

Par contre, lorsque la conduite est sous le lit du fleuve, il n'y a pas d'effets dominos causés par les autres conduites.

#### 4.5.6. Station de pompage

Un scénario de fuite à l'intérieur d'une station de pompage, suivi de l'ignition du nuage de vapeurs aux concentrations stœchiométriques d'air et de combustible a été évalué. Les résultats sont présentés au Tableau 12. A noter que ce scénario n'est possible que pour l'essence. Le carburéacteur, le diesel et le mazout ont une tension de vapeur trop faible pour créer un mélange stœchiométrique dans les conditions atmosphériques normales.

**Tableau 12 - Scénario d'explosion dans les stations de pompage**

	SCÉNARIO D'ACCIDENT À L'INTÉRIEUR D'UNE STATION DE POMPAGE
	CONSEQUENCES POTENTIELLES
<p><b>Formation d'un nuage de vapeurs et explosion</b>  <u>Hypothèse</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>L'explosion survient lorsque la concentration du nuage de vapeurs atteint la concentration stœchiométrique essence/air.</li> </ul>	<p>2 psi à 80 m  1 psi à 130 m</p>

#### 4.5.7. Limites de la modélisation des conséquences

##### 4.5.7.1. Terrains plats

Il faut noter que l'hypothèse d'un terrain plat a été utilisée pour tous les calculs. De plus, les flaques générées par les fuites sont circulaires. Aucun effet de topographie du terrain n'a été considéré. Cela dit, un terrain accidenté pourrait accumuler les liquides inflammables dans des fossés, réduisant ainsi la surface de la flaque et par conséquent ses distances associées à ses radiations, surpressions et retour de flamme (moins de surface d'évaporation dans les cas de surpression et de retour de flamme).

#### 4.5.7.2. Rivières

Les liquides pourraient aussi être transportés sur de longues distances par les rivières/ruisseaux. Dans ce cas, les conséquences seraient fonction de la largeur de la flaque formée sur l'eau.

#### 4.5.7.3. Explosions

Pour qu'il y ait explosion, il doit y avoir confinement des vapeurs de liquide inflammable. Un nuage de vapeurs d'essence ou de carburéacteur n'explose pas à l'air libre. Ses vapeurs doivent être confinées par une structure quelconque, ex. : bâtisse, véhicules stationnés, etc. Les explosions calculées par PHAST ne tiennent pas compte du degré de confinement/encombrement lors du calcul.

### 4.6. ESTIMATION DES FRÉQUENCES

#### 4.6.1. Statistiques de bris pour les pipelines de produits pétroliers

Les pipelines font l'objet d'une surveillance serrée par les organismes réglementaires qui maintiennent des statistiques détaillées des incidents qui surviennent durant leur exploitation. Cette fonction est exercée au Canada par le Bureau de la Sécurité du Transport, aux États-Unis par l'« Office of Pipeline Safety » et en Europe par divers organismes nationaux. De plus, l'organisme sans but lucratif CONCAWE, tient à jour des statistiques détaillées sur les incidents survenus en Europe et leurs causes (CONCAWE 2002). Ce document constitue la source la plus importante d'information sur le sujet et a servi à établir les statistiques d'incidents associés à l'exploitation du pipeline. Les documents du Bureau de la Sécurité du Transport et de l'Office of Pipeline Safety ne permettent pas une analyse aussi fine. L'utilisation de cette source d'information ne devrait pas introduire d'aberrations dans la présente étude car les techniques de construction et de gestion sont similaires. Les pipelines ont depuis toujours été considérés comme un moyen sécuritaire et fiable pour le transport des hydrocarbures liquides en vrac. CONCAWE rapporte que la plupart des déversements de produits pétroliers en Europe sont de faible volume et que leurs effets sont généralement localisés et temporaires. De plus, la fiabilité des pipelines s'est améliorée au cours de la période étudiée de 30 ans, le nombre de fuites passant de 1,2 par mille kilomètres par an à 0,25 par mille kilomètres par an pour tous les types de produits liquides transportés, y incluant les produits transportés à température élevée qui causent plus de corrosion. En ce qui a trait aux produits transportés à température ambiante, le nombre de fuites est passé de 0,76 par milles kilomètres par an à 0,35 pour la période de 1971 à 2000. Cette performance devrait être maintenue considérant la surveillance auquel les pipelines sont soumis, les programmes de gestion de la sécurité (voir chapitre 5) faisant appel aux techniques modernes d'inspection, dont les sondes électroniques.

#### 4.6.2. Causes des fuites

Le Tableau 13 présente les statistiques de fuite pour la période de 30 ans ayant fait l'objet de l'étude de CONCAWE pour le transport de produits pétroliers à température ambiante. Il faut signaler que le volume de déversement minimum rapportable est en Europe de 1 mètre cube alors qu'au Canada et aux États-Unis, il est de 15 mètres cubes. Conséquemment les critères européens étant plus sévères, un plus grand nombre de déversements est pris en compte.

**Tableau 13 - Statistiques sur les causes de fuites**

Cause des déversements	1971-1980		1981-1990		1991-2000	
	Fuite par 1000 km par an	% du total	Fuite par 1000 km par an	% du total	Fuite par 1000 km par an	% du total
Tierces parties	0,31	41%	0,19	38%	0,14	40%
Causes mécaniques	0,23	30%	0,11	22%	0,10	29%
Corrosion	0,12	16%	0,12	24%	0,07	20%
Exploitation	0,06	8%	0,06	12%	0,03	8%
Causes naturelles	0,04	5%	0,02	4%	0,01	3%
Total	0,76	100%	0,5	100%	0,35	100%

Les deux causes les plus importantes de déversement sont les incidents dus à l'intervention de tiers et les bris pour causes mécaniques. La corrosion constitue la troisième cause en importance tandis que les causes résultant de l'exploitation et les causes naturelles ne représentent qu'un faible pourcentage.

##### 4.6.2.1. Intervention de tiers

L'intervention de tiers est la première cause de fuites sur les pipelines tant en fréquence qu'en volume. Les principales causes d'accidents sont : la construction de route, les autres constructions diverses, le nivellement du sol, les travaux d'excavation, les travaux de maintenance du pipeline, la construction de pipeline et autres. Le maniement de machineries résulte en des dommages aux pipelines pour deux raisons : le manque d'information et la négligence ou la déficience en formation. Le défaut d'informer l'entreprise exploitante de travaux effectués à proximité du pipeline résulte souvent en une mauvaise préparation de ces travaux, des procédures de travail inadéquates et l'absence de supervision des opérateurs de machineries lourdes.

##### 4.6.2.2. Causes mécaniques

Les principales causes mécaniques sont reliées à la canalisation, aux vannes sur la canalisation, aux brides et autres pièces de plomberie et aux stations de pompes. Des dommages peuvent être causés à la canalisation lors de la construction ; la canalisation elle-même peut présenter des défauts de fabrication et les raccords par soudure peuvent présenter des déficiences. Les éléments les plus vulnérables du point de vue mécanique sont les vannes, les brides de raccordement et leurs garnitures ainsi que les équipements installés dans les stations de pompage. Les brides et leur garniture

représentent une cause importante de fuite. Donc, plus le nombre de vannes et de brides est grand plus la probabilité de fuites sera grande. Malgré cet inconvénient, l'installation de vannes de sectionnement est souhaitable pour permettre d'arrêter l'écoulement du produit lors d'un déversement accidentel.

#### 4.6.2.3. *Corrosion*

La corrosion était à l'origine de 16% des fuites survenues entre 1971 à 1980, 24% entre 1981 à 1990 et 20% entre 1991 à 2000. Ces fuites sont généralement plus faibles que pour toutes les autres causes à l'exception de celles associées à l'exploitation. Un facteur important à prendre en compte est l'incidence plus élevée de corrosion lors de traversée de route, aux points d'ancrage de la canalisation, en présence d'une gaine autour de la canalisation, etc. L'utilisation de sondes électroniques est une technologie généralement utilisée pour inspecter la canalisation et localiser les problèmes potentiels.

#### 4.6.2.4. *Exploitation*

Cette catégorie comprend les problèmes reliés au fonctionnement et aux erreurs humaines. Les volumes de fuites reliés à cette cause sont généralement assez faibles.

#### 4.6.2.5. *Cause naturelle*

Les bris reliés aux terrains présentant des instabilités (glissement de terrain) et les conditions hydrologiques particulières représentent 3% à 5% des causes de fuites.

#### 4.6.3. Probabilité de fuite retenue

Les données de l'étude CONCAWE ont permis de faire une analyse fouillée des types de fuites et de leur fréquence. La période de 1991 à 2000 prend en compte les développements technologiques, les pratiques d'inspection et de gestion modernes et le fait que plusieurs anciens pipelines ont été retirés du service. Cette période représente mieux le comportement d'un nouveau pipeline. Le Tableau 14 illustre les fréquences de fuites qui ont été retenues.

#### 4.6.4. Probabilité d'ignition

Les fuites de produits pétroliers peuvent former un nuage de vapeurs inflammables qui peuvent s'enflammer à une certaine distance de la source de la fuite. La probabilité que le produit ou ses vapeurs s'enflamment, à la suite d'un incident ou d'un déversement de produits pétroliers est fonction de l'énergie requise pour provoquer un embrasement et du niveau de confinement du nuage de vapeurs. L'ignition peut survenir immédiatement (en raison de la présence de moteurs d'équipements de construction, de véhicules ou autres) ou se produira plus tard si le nuage dérive et rencontre une source d'ignition. Il faut une analyse fine, des points particuliers pour identifier les sources d'ignition présentes pour déterminer avec précision les probabilités que des produits pétroliers s'enflamment en cas de fuite.

Pour les fins de la présente étude, les statistiques de l'étude CONCAWE ont été utilisées. Durant la période de 1971 à 2000, il y a eu 379 déversements rapportés dont 9 se sont enflammés, pour une probabilité d'ignition de 0,025. C'est la probabilité retenue pour l'étude de base.

**Tableau 14 - Fréquences de fuites**

Cause	Fuite par 1000 km par an	Fréquence potentielle de fuites (255 km)		Fréquence potentielle de fuite avec ignition (255 km)	
		Par an	Par période de temps	Par an	Par période de temps
Intervention de tiers	0,14	0,036	27,8 ans	9,0 E-4	1 110 ans
Bris mécanique	0,10	0,026	38,5 ans	6,5E-4	1 538 ans
Corrosion	0,07	0,018	55,6 ans	4,5E-4	2 220 ans
Exploitation	0,03	0,008	125 ans	2,0E-4	5 000 ans
Naturelles	0,01	0,003	333 ans	7,5E-5	13 330 ans
Total	0,35	0,089	11,2 ans	2,2E-3	454 ans

Ces statistiques représentent les fréquences potentielles de fuites et leur probabilité d'allumage. Elles prennent en compte les fuites de toutes dimensions.

#### 4.7. ESTIMATION /ÉVALUATION DU RISQUE

Les Tableau 15 à 18 résument l'évaluation des risques pour chaque scénario avec les brèches de référence étudiées.

Les risques ont été évalués pour 4 segments :

- Nouveau pipeline entre Lévis et Boucherville;
- Conduite existante sous fluviale entre Boucherville et les rues Hinton/Denis;
- Conduite existante entre Hinton/Denis et Sherbrooke;
- Conduite existante entre Sherbrooke et le terminal Ultramar.

Comme les fréquences de bris ne font pas distinction du type de feu lors de l'ignition (feu en chalumeau, feu de flaque, retour de flamme, nuage de vapeurs), le type de feu qui a été utilisé pour l'évaluation du risque est celui dont le rayon d'impact est le plus grand.

Les risques ont été évalués à l'aide de la matrice du chapitre 3.5. Les scénarios d'accidents ont été classés selon leurs conséquences sur les personnes, l'environnement et les propriétés. La fréquence de chaque scénario d'accident et sa gravité ont été évaluées à l'aide de la matrice de la Figure 3, ce qui a conduit à un classement du risque.

Les fuites pour le segment entre Lévis et Boucherville ont été évaluées en milieu urbain et en milieu rural, puisque leur niveau de gravité peut s'avérer différent. Un milieu urbain se définit comme étant une agglomération de résidences.

Les fuites ont aussi été évaluées selon un scénario où il y a ignition et où il n'y a pas d'ignition.

Aucun scénario ne produit de risque élevé (risque de niveau 3). Par contre, tous les scénarios avec ignition (sauf le scénario à l'intérieur de la station de pompage) ont un risque de niveau 2, c'est-à-dire un risque à surveiller ou à réduire même si leur fréquence est beaucoup plus basse qu'un scénario où il n'y a pas d'ignition.



**Tableau 15 - Évaluation du risque pour le nouveau pipeline entre Lévis et Boucherville**

Numéro scénario	Scénario	Ignition	Fréquence	Gravité			Risque		
				Personnes	Environnement	Propriétés	Personnes	Environnement	Propriétés
1	Fuite sur pipeline due à la corrosion milieu <b>urbain</b>	oui	2	2	2	4	1	1	2
2	Fuite sur pipeline due à la corrosion milieu <b>rural</b>	oui	2	1	2	4	1	1	2
3	Fuite sur pipeline due à la corrosion milieu <b>urbain</b>	non	3	1	2	1	1	2	1
4	Fuite sur pipeline due à la corrosion milieu <b>rural</b>	non	3	1	2	1	1	2	1
5	Fuite sur pipeline suite à un accrochage par machine excavatrice milieu <b>urbain</b>	oui	2	3	3	4	2	2	2
6	Fuite sur pipeline suite à un accrochage par machine excavatrice milieu <b>rural</b>	oui	2	1	3	4	1	2	2
7	Fuite sur pipeline suite à un accrochage par machine excavatrice milieu <b>urbain</b>	non	3	2	3	1	2	2	1
8	Fuite sur pipeline suite à un accrochage par machine excavatrice milieu <b>rural</b>	non	3	1	3	1	1	2	1
9	Fuite à l'intérieur de la station de pompage due à un bris mécanique	oui	3	1	1	1	1	1	1
10	Fuite à l'intérieur de la station de pompage due à un bris mécanique	non	2	1	1	1	1	1	1
11	Rupture du pipeline due à un mouvement de terrain milieu <b>urbain</b>	oui	1	4	3	4	2	1	2
12	Rupture du pipeline due à un mouvement de terrain milieu <b>rural</b>	oui	1	1	3	4	1	1	2
13	Rupture du pipeline due à un mouvement de terrain milieu <b>urbain</b>	non	2	3	4	1	2	2	1
14	Rupture du pipeline due à un mouvement de terrain milieu <b>rural</b>	non	2	1	4	1	1	2	1

«Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport.»

**Tableau 16 - Évaluation du risque pour le pipeline existant sous fluvial**

Numéro scénario	Scénario	Ignition	Fréquence	Gravité			Risque		
				Public	Environ.	Propriétés	Public	Environ.	Propriétés
1	Rupture du pipeline dans le fleuve due à un mouvement de terrain ou à l'accrochage par une ancre de bateau.	oui	2	2	4		1	2	
2	Rupture du pipeline dans le fleuve due à un mouvement de terrain ou à l'accrochage par une ancre de bateau.	non	2	1	4		1	2	

Le risque d'accrochage par une ancre de bateau est jugé minime, car les pipelines sont référencés sur les cartes marines et des affiches à l'intention des navires identifient leur localisation. De plus, les navires pouvant causer des dommages aux pipelines sont sous la supervision d'un pilote expérimenté du Saint-Laurent.

**Tableau 17 - Évaluation du risque pour le pipeline existant entre le quai et la rue Sherbrooke**

Numéro scénario	Scénario	Ignition	Fréquence	Gravité			Risque		
				Public	Environ.	Propriétés	Public	Environ.	Propriétés
1	Fuite sur pipeline due à la corrosion milieu <b>urbain</b>	oui	2	3	2	4	2	1	2
2	Fuite sur pipeline due à la corrosion milieu <b>urbain</b>	non	3	2	2	1	2	2	1
3	Fuite sur pipeline suite à un accrochage par machine excavatrice milieu <b>urbain</b>	oui	2	4	3	4	2	2	2
4	Fuite sur pipeline suite à un accrochage par machine excavatrice milieu <b>urbain</b>	non	3	3	3	1	2	2	1
5	Rupture du pipeline due à un mouvement de terrain milieu <b>urbain</b>	oui	1	4	3	4	2	1	2
6	Rupture du pipeline due à un mouvement de terrain milieu <b>urbain</b>	non	2	4	4	1	2	2	1

Ce segment de conduite passe près des populations. La gravité des conséquences pour le public est donc plus élevée que lorsque le pipeline passe en milieu rural ou là où il y a peu d'habitations. Pour tous les scénarios étudiés pour ce segment, la gravité pour le public est de niveau 4 (catastrophique) ou de niveau 3 (critique). Le risque obtenu pour le public est de niveau 2 : risque à surveiller ou à réduire.

Puisqu'il s'agit de conduites existantes, il est donc important de s'assurer de leur intégrité et de les restaurer, si besoin est, avant la mise en activité.

**Tableau 18 - Évaluation du risque pour le pipeline existant entre la rue Sherbrooke et le Terminal Ultramar**

Numéro scénario	Scénario	Ignition	Fréquence	Gravité			Risque		
				Personnes	Environnement	Propriétés	Personnes	Environnement	Propriétés
1	Fuite sur pipeline due à la corrosion milieu <b>industriel</b>	oui	2	2	2	2	1	1	1
2	Fuite sur pipeline due à la corrosion milieu <b>industriel</b>	non	2	2	2	1	1	1	1
3	Fuite sur pipeline suite à un accrochage par machine excavatrice milieu <b>industriel</b>	oui	2	2	2	3	1	1	2
4	Fuite sur pipeline suite à un accrochage par machine excavatrice milieu <b>industriel</b>	non	2	2	2	1	1	1	1
5	Rupture du pipeline due à un mouvement de terrain milieu <b>industriel</b>	oui	2	2	3	3	1	1	2
6	Rupture du pipeline due à un mouvement de terrain milieu <b>industriel</b>	non	2	2	3	1	1	2	1

Ce segment du pipeline qui est hors terre, passe sur les terrains de Costal et Bitumar. La gravité des scénarios pour le public est moins sévère puisque plus éloigné que le segment précédent.

## 5. PRÉVENTION

Les conséquences de fuites des produits transportés par le pipeline Saint-Laurent peuvent avoir des répercussions sérieuses. Ultramar déploiera des ressources importantes pour prévenir les accidents et atténuer les conséquences. La Figure 5 illustre ce processus.

Les éléments de sécurité suivants seront utilisés pour prévenir les accidents:

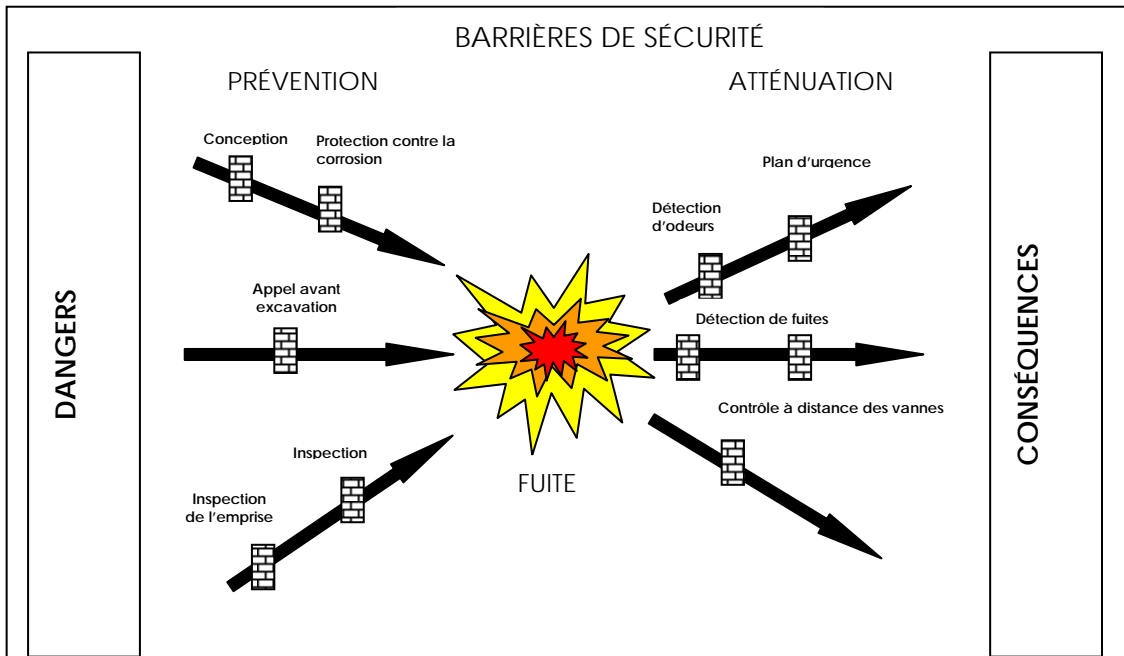
- Conception et construction selon la norme CSA Z662-03, '*Réseau de canalisations de pétrole et de gaz*';
- Surveillance rigoureuse de l'état du pipeline, maintenance et réparations;
- Surveillance permanente des conditions d'exploitation;
- Conduite recouverte d'un revêtement et protégée par un système de protection cathodique;
- Vannes de sectionnement;
- Participation au système d'appel unique Info-Excavation;
- Campagne d'information et de sensibilisation;
- Inspection interne du pipeline avec sondes intelligentes;
- Inspection aérienne et terrestre de l'emprise à des intervalles prédéfinis.

Une présentation détaillée du programme modèle de gestion de l'intégrité est présentée en Annexe 8.

Les éléments suivants sont utilisés pour atténuer les conséquences des accidents:

- Logiciel pour système de détection SCADA;
- Vannes de sectionnement;
- Détecteurs de gaz inflammables dans les stations de pompages;
- Vannes de sectionnement activées à distance;
- Détection par odeur et services 911;
- Plan d'urgence (Pipeline Saint-Laurent et municipaux).

Figure 5 - Barrières de sécurité pour pipeline



## 6. CONCLUSION

Les résultats de l'évaluation du risque sont exprimés sous forme d'une matrice d'évaluation des scénarios d'accidents. Les indices de gravité ont été conçus pour distinguer diverses conséquences telles que :

- 1) Population : intégrité physique (santé et sécurité) des personnes dans le secteur affecté au moment de l'incident;
- 2) Environnement : impacts environnementaux;
- 3) Propriétés: dommages à la propriété et aux infrastructures.

Quatre niveaux de gravité ont été définis : (1) Négligeable, (2) Marginal, (3) Critique et (4) Catastrophique. La fréquence des dangers est la possibilité qu'un danger qui a été identifié résulte en un accident. Les indices pour exprimer la probabilité des dangers ou leur fréquence ont été conçus de façon pratique pour être facilement compris par les personnes qui ont à évaluer les risques. Quatre niveaux de fréquence ont été définis : (1) Extrêmement rare; (2) Rare; (3) Possible et (4) Fréquent.

Le niveau de risque d'un événement est déterminé par la combinaison de sa classe de probabilité et de son niveau de gravité. Les niveaux de risques utilisés sont :

- **Risques de niveau 1** : risques limités;
- **Risques de niveau 2** : risques à surveiller ou à réduire, d'autant plus qu'ils sont limitrophes de risques de niveau 3;
- **Risques de niveau 3** : risques élevés. Ce niveau de risques est inacceptable et ne doit pas être observé au sein de l'installation.

Aucun scénario d'accident de niveau 3 (risque élevé) n'a été identifié. Plusieurs scénarios de niveau 2 ont été identifiés. L'objectif global est de réduire les risques aux niveaux les plus bas réalisables tout au long de la durée de vie du projet. Les niveaux les plus bas réalisables sont définis par le principe ALARP (As Low as Reasonably Practicable ou « aussi bas que raisonnablement possible de faire »), un processus d'amélioration continue. Ce processus d'amélioration continue sera soutenu par la mise en place d'un programme de gestion des risques.

Selon les données disponibles et l'analyse qui en a été faite, le risque est acceptable pour le pipeline et les équipements associés.



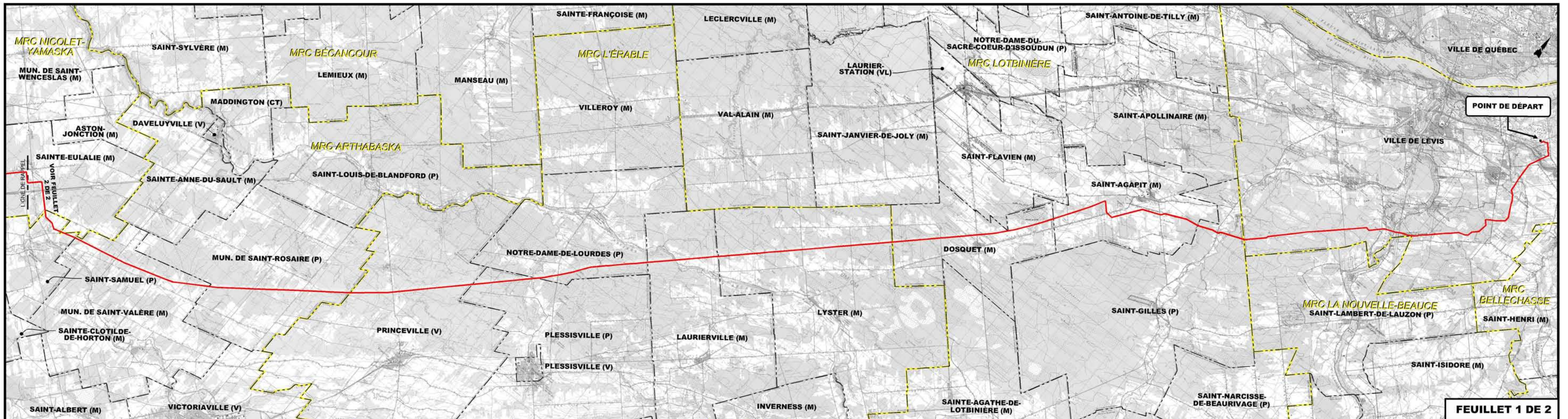
## 7. RÉFÉRENCES

- California (1993), California State Fire Marshall, *Hazardous Liquid Pipeline Risk Assessment*, Sacramento, California , March 1993
- 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.
- CONCAWE (2002). Lyons, D. Western European Cross-Country Oil Pipelines, 30-year performance statistic, Concauwe, Bruxelles, Belgique, 2002
- CSA (2003). *Z662-03 Oil and Gas Pipeline Systems*, Canadian Standards Association, Toronto, Ontario, 2003.
- Esso (2004). Tindell, Bruce, Zhang, Jun, *Liquid Pipeline Leak Detection: The Esso Experience*, Pipeline & Gas Journal, février 2004.
- GÉSIP (1998), Groupe d'Étude de Sécurité des Industries Pétrolières, 'Guide Méthodologique pour la réalisation d'une étude de sécurité concernant une canalisation de transport', Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, France 1998.
- HSE (2000) Kinsman, P. Lewis, J., *Report on a second study of pipeline accidents using the Health and Safety Executive's risk assessment programs MISHAP AND PIPERS*, Casella Scientific Consultants, Yorkshire House, Chapel Street, Liverpool L3 9AG, 2000.
- MIACC (1998), *Land Use Planning with respect to pipelines : A guideline for Local authorities, developers and pipeline operators*. Major Industrial Accident Council of Canada, Ottawa (1998)
- 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 1999.

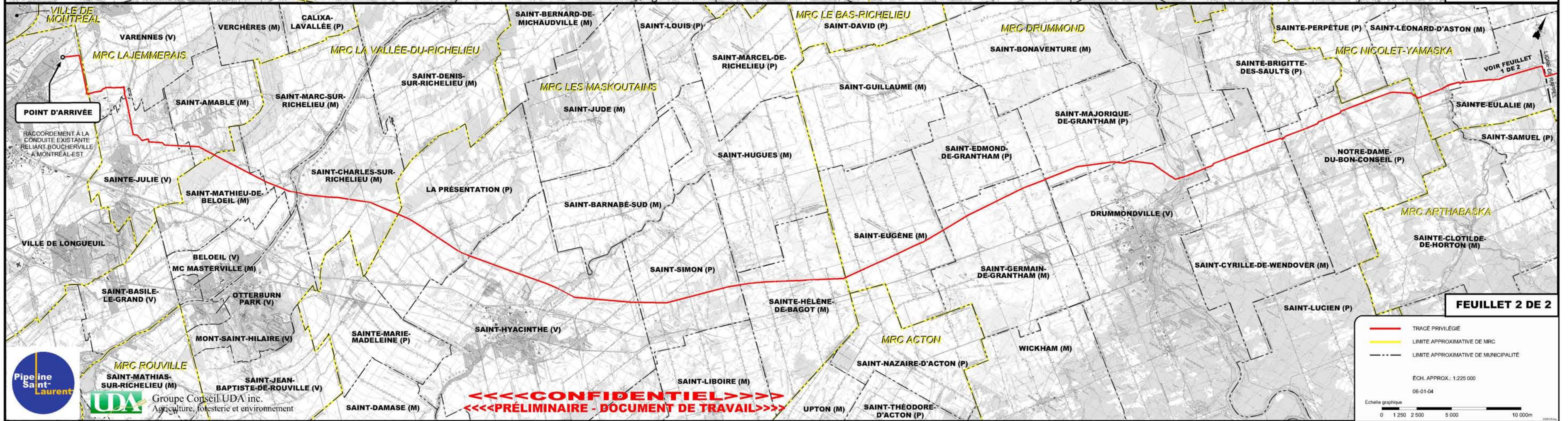


## **Annexe 1 Tracé privilégié**





FEUILLET 1 DE 2



FEUILLET 2 DE 2

— TRACÉ PRIVILÉGIÉ  
--- LIMITE APPROXIMATIVE DE MRC  
--- LIMITE APPROXIMATIVE DE MUNICIPALITÉ

ÉCH. APPROX.: 1:225 000  
 06-01-04  
 Echelle graphique  
 0 1 250 2 500 5 000 10 000m

<<<<CONFIDENTIEL>>>>  
 <<<<PRÉLIMINAIRE - DOCUMENT DE TRAVAIL>>>>



## **Annexe 2 Données sur les produits transportés**

## Annexe 2 Données sur les produits transportés

D-1A  
DATE: 29 novembre 2005  
Révision: 22

### NORMES DES PRODUITS

#### ESSENCES SANS PLOMB, PAGE 1 DE 2

<u>NORME</u>	<u>SUPREME</u>	<u>PLUS</u>	<u>ORDINAIRE</u>	<u>ASTM</u>
Indice d'octane recherche, IOR	95.0	92.5	91.0	D2699
Indice d'octane moteur, IOM	85.0	83.0	82.0	D2700
(IOR + IOM) / 2	91.0	89.0	87.0	-
	<u>MIN</u>	<u>MAX</u>	<u>ASTM</u>	
Soufre, ppm masse		80	D5453	
À la raffinerie		70		
Soufre, moyenne annuelle, ppm		30		
Corrosion, 3 h @ 50°C		No. 1	D130	
Gommes actuelles, mg/100 mL		5	D381	
Gommes avant lavage, mg/100 ml		12	D381	
Stabilité à l'oxydation @ 100°C, mins	600		D525	
Teneur en plomb, mg/L		3	D3237	
Teneur en manganèse, mg/L		18	D3831	
Teneur en phosphore, mg/L		1.0	D3231	
Corrosion, lame d'argent		No. 2	Can/CGSB 60.3	
		No. 1	D130 modifié/IP 227	
Corrosion, acier dans l'eau		B+	Nace TM0172	
Teneur en 2-méthoxy-tert-butane, ou MTBE, % Vol.		0.6	CGSB-3.0-14.3	
Teneur en benzène, % Vol.		1.5	CGSB-3.0-14.3	
Teneur en benzène, moyenne annuelle, % Vol.		0.95		

Vapeur/Liquide, 20/1, °C

$$52.47 - .33 (VP) + .2 (T_{10}) + .17 (T_{50})$$

Du 16 octobre à avril	34
Du 16 septembre au 15 octobre	38
Mai, et du 1er au 15 septembre	43
Juin, juillet et août	51

«Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport.»

D-1B  
DATE: 29 novembre 2005  
Révision: 22

## NORMES DES PRODUITS

### ESSENCES SANS PLOMB, PAGE 2 DE 2

<u>NORME</u>	<u>MIN</u>	<u>MAX</u>	<u>ASTM</u>	
Distillation, % en volume évaporé, °C			D86	
10% Du 16 octobre au 15 avril		50		
Du 16 avril au 15 mai et 16 septembre au 15 octobre		55		
Du 16 mai au 15 septembre	35	65		
50% Du 16 octobre au 15 avril	70	110		
Du 16 avril au 30 avril et 16 septembre au 15 octobre	70	113		
Du 1er mai au 15 septembre	70	116		
90%, toute l'année		182		
Point final, à l'année longue		221		
Résidu, % Vol.		2		
<u>Tension de vapeur, kPa, max. et</u> <u>Indice d'essai de conduite, max., °C (1.5T<sub>10</sub> + 3T<sub>50</sub> + T<sub>90</sub>)</u>			D5191	
	<u>Maitland</u>	<u>Montréal</u>	<u>Québec &amp; Terre-Neuve</u>	<u>Gaspé et Maritimes</u>
Novembre au 15 avril	107(550)	107(550)	107(550)	107(550)
Avril (16-30)	97(560)	97(560)	97(560)	107(550)
Mai (1-15)	86(575)	86(575)	86(575)	97(560)
Mai (16-31)	62(597)	72(590)	72(590)	72(590)
Juin, juillet et août	62(597)	62(597)	72(590)	72(590)
Septembre (1-15)	62(597)	72(590)	72(590)	72(590)
Septembre (16-30)	86(575)	86(575)	97(560)	86(575)
Octobre (1-15)	97(560)	97(560)	97(560)	97(560)
Octobre (16-31)	97(560)	97(560)	107(550)	97(560)

La norme d'essai de conduite est selon la tension de vapeur demandée.

Ces produits satisfont à toutes les normes décrites dans CAN/CGSB - 3.5 – 2004 et les règlements sur les produits pétroliers du Québec, le benzène et la teneur en soufre dans l'essence

---

«Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport.»

D-6A  
 DATE: 29 novembre 2005  
 REVISION: 20

NORMES DES PRODUITS

MAZOUT NO. 2 (HUILE A CHAUFFAGE) (F16) - Page 1 de 2

CODE DE COULEUR: ROUGE

<u>NORME</u>	<u>MIN</u>	<u>MAX</u>	<u>METHODE ASTM</u>
Masse volumique à 15 <sup>0</sup> C, kg/L		0.881	D1298
Couleur		2.5	D1500
Point d'éclair, <sup>0</sup> C	45		D93
Soufre, % en masse D5453/D4294		0.40	
Corrosion, 3 h @ 50 <sup>0</sup> C		No. 1	D130
Cendres, % en masse		0.010	D482
Résidu de carbone, % en masse (sur 10% résiduel)		0.35	D4530
Conductivité, pS/m	50 <sup>(1)</sup>		D2624
A la raffinerie, octobre - mars @ 20/25 <sup>0</sup> C	500		
avril - septembre @ 20/25 <sup>0</sup> C	300		
Viscosité à 40 <sup>0</sup> C, cSt	1.60	3.40	D445
Distillation, <sup>0</sup> C			D86/D2887
90%	282.0	345.0	
Point final		380.0	
Acide fort & base forte		NIL	D974
Acidité totale, mg KOH/g		0.2	D974
Stabilité accélérée, résidus insolubles, mg/100 mL		1.5	D2274
Sodium + calcium, mg/kg		3.0	D3605
Eau et sédiments, % vol.		0.05	D1796
Indice de cétane	32.0		D613

(1) Une conductivité minimale de 50 pS/m est requise au lieu, au moment et à la température de livraison.

---

«Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport.»

D-6B  
 DATE: 29 novembre 2005  
 REVISION: 20

NORMES DES PRODUITS

MAZOUT NO. 2 (HUILE A CHAUFFAGE) (F16) - Page 2 de 2

CODE DE COULEUR: ROUGE

<u>NORME</u>	<u>MIN</u>	<u>MAX</u>	<u>ASTM</u>
Particules, mg/L		5.5	D2276
Point de trouble, °C		X	D2500
Point d'écoulement, °C		X	D97
Apparence du produit		1	CAN/ONGC
à la raffinerie octobre-mars @ 4°C		1	3.0-28.8
avril-sept. @ 15°C		1	

<u>NORME</u>	<u>PT TROUBLE</u>	<u>PT ECOULEMENT</u>
	°C (MAX)	°C (MAX)
Janvier/février/mars/octobre/novembre/décembre	-12	-39
Avril/mai/juin/juillet/août	-1	-6
Septembre	-4	-12

Ce produit satisfait toutes les normes ONGC et québécoises:

CAN/CGSB-3.2-M99 (TYPE 2), CAN/CGSB-3.18-2000

et RÈGLEMENT DES PRODUITS PETROLIERS DU QUEBEC

---

«Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport.»

D-2A  
 DATE: 29 novembre 2005  
 REVISION: 12

NORMES DES PRODUITS

CARBURANT DIESEL NO. 2 À BAS SOUFRE (SAISONNIER) (D25) - Page 1 de 2

<u>NORME</u>	<u>MIN</u>	<u>MAX</u>	<u>ASTM</u>
Masse volumique à 15 <sup>o</sup> C, kg/L		8750	D1298
Couleur,		2.0	D1500
Point d'éclair, <sup>o</sup> C	45		D93
Soufre, mg/kg (ppm)		500	D5453
A la raffinerie		475	
Corrosion, 3 h @ 50 <sup>o</sup> C		No. 1	D130
Résidu de carbone, % masse sur 10% résiduel		0.16	D4530
Conductivité, pS/m,	50 <sup>(1)</sup>		D2624
A la raffinerie, octobre à mars @ 20/25 <sup>o</sup> C	500		
avril à septembre @ 20/25 <sup>o</sup> C	300		
Viscosité à 40 <sup>o</sup> C, cSt	1.90 <sup>(2)</sup>	3.60	D445
Distillation, <sup>o</sup> C			D86/D2887
90%	282.0 <sup>(2)</sup>	345.0	
Point Final		375.0	
Acide fort & base forte		NIL	D974
Acidité totale, mg KOH/g		0.10	D974
Stabilité accélérée, rés. insolubles, mg/100 mL		1.5	D2274
Cendres, % en masse		0.01	D482
Sodium + calcium, mg/kg		3.0	D3605
Eau et sédiments, % vol.		0.05	D1796
Indice de cétane	40.0		D613
Matières Particulaires, mg/L		5.5	D5452
Test d'onctuosité, µm à 60 <sup>o</sup> C		460	D6079
Apparence du produit		1	
CAN/ONGC			
à la raffinerie, octobre-mars @ 4 <sup>o</sup> C		1	3.0-28.8
avril-sept. @ 15 <sup>o</sup> C		1	

(1) Une conductivité minimale de 50 pS/m est requise au lieu, au moment et à la température de livraison.

(2) A un point de trouble inférieur à -18 °C, la norme de viscosité minimale est 1.70 cSt et celle de 90% minimale est éliminée. Si un point de trouble inférieur à -23 °C est spécifié, la norme de viscosité minimale est 1.30 cSt.

«Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport.»



D-2B  
 DATE: 29 novembre 2005  
 REVISION: 12

NORMES DES PRODUITS

CARBURANT DIESEL NO. 2 À BAS SOUFRE (SAISONNIER) (D25) - Page 2 de 2

<u>NORME</u>	<u>PT TROUBLE MAX</u>	D2500
	°C (MAX)	
Janvier/février/novembre 16-30/décembre (3)	-23	
Mars/novembre (1-15)	-18	
Avril/octobre	-12	
Mai/juin/juillet/août	-1	
Septembre	-6	

(3) À Saint-Romuald, du 16 octobre à la mi-mars, on a accès à un mélange de D40/D25 pour les points de trouble suivants:

- Octobre (16-31): -14
- Novembre (1-15)/(16-30): -22/-26
- Décembre & Janvier: -28
- Février (1-14)/(15-28): -27/-25
- Mars (1-15): -22

Ce produit satisfait toutes les normes spécifiées dans:

CAN/CGSB-3.517-2000 et Règlement sur les produits pétroliers (Québec)

---

«Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport.»

D-18A  
 DATE: 29 novembre 2005  
 Révision 11

NORMES DES PRODUITS

CARBURÉACTEUR, DE TYPE A-1

Page 1 de 2

<u>NORME</u>	<u>MIN</u>	<u>MAX</u>	<u>MÉTHODE ASTM</u>
Point de congélation, °C		-47	D5972
Masse volumique @ 15°C, kg/L	0.775	0.840	D1298
Point d'éclair, °C	38		D56
Soufre, % en masse		0.30	D4294/D5453
Soufre mercaptanique, ppm		30	D3227
Couleur, Saybolt	12		D156
Corrosion, lamelle de cuivre, 2 h @ 100°C		No. 1	D130
Gomme existante, mg/100 ml		7	D381
Chaleur nette de combustion, MJ/kg	42.8		D4529/D4809
Propriétés de combustion, une des normes suivantes:			
1- Point de fumée, mm	25		D1322
2- Point de fumée, mm	18		D1322
avec une teneur en naphthalènes, % volume		3.0	D1840
Viscosité @ -20°C, cSt		8.0	D445
Distillation, °C			D86
Point initial		à indiquer	
10%		205	
20%, 50% et 90%		à indiquer	
Point final		300	
Résidu, %vol.		1.5	
Perte, %vol.		1.5	

«Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport.»

D-18B  
DATE: 29 novembre 2005  
Révision 11

NORME DES PRODUITS

CARBURÉACTEUR, DE TYPE A-1

Page 2 de 2

<u>NORME</u>	<u>MIN</u>	<u>MAX</u>	<u>MÉTHODE ASTM</u>
Aromatiques, % en volume		25	D1319
Acidité totale, mg KOH/g		0.10	D3242
Apparence	Claire et limpide		
MSEP	75		D3948
Réaction à l'eau			D1094
Indice interfacial		1b	
Particules, mg/L			D2276/5452
Camions-citernes et aéronefs		0.44	
En entreposage		2.2	
Stabilité thermique			D3241
Chute de pression, kPa		3.3	
Évaluation du dépôt		<3	
Désactivateur de métaux (Note 1), mg/L		5.7	
Conductivité, pS/m, au lieu, heure et temp. de livraison	50	450	D2624
Seul additif antistatique autorisé, Stadis 450, mg/L (Note 2)		3	

Un avis écrit à l'acheteur peut permettre l'abaissement de quelques normes dans les cas suivants:

- Note 1 : Excluant la masse du solvant, une concentration maximale de 2.0 mg/L peut être ajoutée. On peut augmenter jusqu'à un total de 5.7 si on soupçonne une contamination au cuivre.
- Note 2: Si une perte de conductivité est constatée, un ajout de Statis 450 est permis pourvu que la concentration initiale est de 3 mg/L maximum et que la concentration cumulative n'excède pas 5 mg/L. Si la concentration initiale est inconnue, l'ajout subséquent ne doit pas dépasser 2 mg/L.

Ce produit répond aux normes canadiennes spécifiées dans CAN/CGSB-3.23-2005 et à leurs modifications subséquentes ainsi qu'aux normes ASTM spécifiées dans D1655

---

«Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport.»

## **Annexe 3 Détail de la session HAZID**

### Annexe 3 Détail de la session HAZID

Danger	Causes typiques	Conséquences	Mesures de sécurité	Commentaires
<b>Dangers liés à la conception</b>				
<ul style="list-style-type: none"> <li>Matériaux non adaptés aux conditions de services extrêmes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Erreur dans le choix des matériaux</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Corrosion</li> <li>Fuite, rupture</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Application des normes et critères de conception</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Matériaux sur accessoires (vannes, joints, etc...) réagissant avec le produit ou ses impuretés</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Erreur dans le choix des matériaux</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Corrosion, fuite</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Application des normes et critères de conception</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Accessoires ayant une résistance mécanique insuffisante (piquages sous dimensionnés)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Erreur dans le choix des matériaux</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fuite, rupture</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Application des normes et critères de conception</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Défaillance des joints ou des presse-étoupe des vannes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Erreur dans le choix des matériaux</li> <li>Pratiques de construction ou maintenance inadéquate</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fuite, rupture</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Normes et critères de conception</li> <li>Procédures d'entretien</li> <li>Inspection avant la mise en service</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Défaillance de la protection cathodique due à un courant de fuite aux joints isolants</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pratiques de construction ou maintenance inadéquate</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fuite, rupture</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Inspection, vérification, mesure des potentiels</li> </ul>	
<b>Dangers liés au fonctionnement</b>				
<ul style="list-style-type: none"> <li>Obstruction par un corps étranger (racleur, interne de robinet, clapet ou compteur, colmatage de filtres)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mauvaise procédure d'opération de racleur</li> <li>Restrictions dans le pipeline</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Obstruction, interruption des opérations</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Normes et critères de conception</li> <li>Procédure d'utilisation des racleurs</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Non fonctionnement des soupapes (défaut de tarage, Obstruction, colmatage)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Défaut dans procédures d'opération et d'essai et inspection</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Obstruction, interruption des opérations</li> <li>Suppression</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Procédure d'essai</li> <li>Programme d'entretien</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Non fermeture des soupapes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Défaut dans procédures d'opération et d'essai et inspection</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fuite prolongée en cas de bris</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Procédure d'essai</li> <li>Programme d'entretien</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vibration des sections aériennes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mauvaise conception des supports et ancrage</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Bris et fuite</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Normes et critères de conception</li> <li>Procédure d'essai</li> <li>Programme d'entretien</li> </ul>	

« Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport. »

Danger	Causes typiques	Conséquences	Mesures de sécurité	Commentaires
<ul style="list-style-type: none"> <li>Dilatation des sections parties aériennes (déformation, glissement des supports)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Absence de soupape pour relâcher la pression causée par l'expansion thermique</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Bris et fuite</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Normes et critères de conception</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Coup de bélier</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fermeture trop rapide de vannes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Bris et fuite</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Normes et critères de conception</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Mélanges explosifs dans des enceintes confinées par accumulation de micro fuites</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fuite dans station de pompage</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mélange explosif</li> <li>Explosion</li> <li>Incendie</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Normes et critères de conception</li> <li>Détecteurs de gaz explosif dans les stations de pompage</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Mélanges explosifs dans les égouts adjacents</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fuite sur pipeline qui a pénétré dans un égout</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mélange explosif</li> <li>Explosion</li> <li>Incendie</li> <li>Pollution</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Système de détection des fuites</li> <li>Surveillance de l'activité des tiers</li> <li>Plan d'urgence</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Corrosion</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Défaillance de la protection cathodique due aux courants vagabonds interférents</li> <li>Pratiques de construction ou maintenance inadéquate</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fuite, rupture</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Normes et critères de conception</li> <li>Inspection, vérification, mesure des potentiels</li> </ul>	
<b>Suppressions</b>				
<ul style="list-style-type: none"> <li>Pompage de produits sur vanne aval fermée</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mauvaise procédure d'opération</li> <li>Bris mécanique</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fuite, rupture</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Procédure d'opération</li> <li>Boucle de contrôle avancé (SCADA)</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Mise en contact de deux circuits de pressions maximales de services différents</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mauvaise procédure d'opération</li> <li>Bris mécanique</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fuite, rupture</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Procédure d'opération</li> <li>Boucle de contrôle avancé (SCADA)</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Élévation de température sur tronçon aérien isolé</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Absence de soupape pour relâcher la pression due à l'expansion thermique</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Bris et fuite</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Normes et critères de conception</li> </ul>	

« Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport. »

Danger	Causes typiques	Conséquences	Mesures de sécurité	Commentaires
<b>Mise sous vide lors de l'arrêt</b>				
<ul style="list-style-type: none"> <li>Par aspiration</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mauvaise procédure d'opération</li> <li>Bris mécanique</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fuite</li> <li>Rupture</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Normes et critères de conception</li> <li>Procédure d'opération</li> </ul>	
<b>Manoeuvres exceptionnelles sur les circuits</b>				
<ul style="list-style-type: none"> <li>Manoeuvres sur vannes entraînant un rejet de produit à l'atmosphère (purge, évènements, permutations de filtres)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mauvaise procédure d'opération</li> <li>Bris mécanique</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fuite</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Normes et critères de conception</li> <li>Procédure d'opération</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Rejet de produit dans l'atmosphère à l'occasion du passage ou de l'extraction de racleur</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mauvaise procédure d'opération</li> <li>Bris mécanique</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fuite</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Normes et critères de conception</li> <li>Procédure d'opération</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vidange totale ou partielle à l'occasion de travaux de maintenance</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mauvaise procédure d'opération</li> <li>Bris mécanique</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fuite</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Normes et critères de conception</li> <li>Procédure d'opération</li> </ul>	
<b>Contamination des produits</b>				
<ul style="list-style-type: none"> <li>Entrée d'eau</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mauvaise procédure d'opération</li> <li>Bris mécanique</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Contamination des produits</li> <li>Gel</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Procédure d'opération</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Entrée d'air</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mauvaise procédure d'opération</li> <li>Bris mécanique</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Bris mécanique</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Procédure d'opération</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Entrée d'autres produits</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mauvaise procédure d'opération</li> <li>Bris mécanique</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Contamination des produits</li> <li>Gel</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Procédure d'opération</li> </ul>	

« Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport. »

Danger	Causes typiques	Conséquences	Mesures de sécurité	Commentaires
<b>Fonctionnement</b>				
<ul style="list-style-type: none"> <li>Défaillance (ou insuffisance) électrique aux terminaux de surveillance et d'exploitation</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Panne électrique</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Rupture de transmission des données</li> <li>Impossibilité de faire fonctionner les équipements</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Équipement ferme en position sécuritaire (Fail safe)</li> <li>UPS et / ou génératrice si requis</li> <li>Arrêt des opérations</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Perte d'information des instruments</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Panne d'équipement</li> <li>Panne électrique</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Rupture de transmission des données</li> <li>Impossibilité de faire fonctionner les équipements</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Équipement ferme en position sécuritaire (Fail safe)</li> <li>UPS et / ou génératrice si requis</li> <li>Arrêt des opérations</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Rupture de circuit de commande à longue distance</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Panne d'équipement</li> <li>Panne électrique</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Rupture de transmission des données</li> <li>Impossibilité de faire fonctionner les équipements</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Équipement ferme en position sécuritaire (Fail safe)</li> <li>UPS et / ou génératrice si requis</li> <li>Arrêt des opérations</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Mise hors service des liaisons transmissions radio ou téléphone</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Panne d'équipement</li> <li>Panne électrique</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Rupture de transmission des données</li> <li>Impossibilité de faire fonctionner les équipements</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Équipement ferme en position sécuritaire (Fail safe)</li> <li>UPS et / ou génératrice si requis</li> <li>Arrêt des opérations</li> </ul>	
<b>Travaux sur le pipeline</b>				
<ul style="list-style-type: none"> <li>Piquage en charge 'hot taps' ou obturation en charge</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mauvaise procédure d'opération</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fuite</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Procédure d'opération</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Bouchons de glace et risques de fragilisations (lors de hot tap)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mauvaise procédure d'opération</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fuite</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Non requises, le pipeline peut être arrêté.</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Formation de dérivations</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mauvaise procédure d'opération</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fuite</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Non requises, le pipeline peut être arrêté.</li> </ul>	

« Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport. »



Danger	Causes typiques	Conséquences	Mesures de sécurité	Commentaires
<b>Propriétés des produits</b>				
Volatilité: tension de vapeur variable dans la plage de température d'utilisation	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mauvaise procédure d'opération</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Contamination</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Procédure d'opération</li> </ul>	
Contraction du liquide et de la phase vapeur avec baisse de température	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mauvaise procédure d'opération</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fuite</li> <li>Bris mécanique</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Procédure d'opération</li> </ul>	
Dilatation du liquide et de la phase gazeuse avec élévation de température	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mauvaise procédure d'opération</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fuite</li> <li>Bris</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Normes et critères de conception</li> </ul>	
Abrasion par grande vitesse	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mauvaise procédure d'opération</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Bris mécanique</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Normes et critères de conception</li> <li>Programme d'entretien</li> </ul>	
Charge électrique statique par écoulement	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mauvaise conception des installations</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Décharge électrique</li> <li>Source d'allumage d'incendie</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Normes et critères de conception</li> <li>Procédure d'opération</li> <li>Mises à la terre</li> </ul>	
Inflammabilité en présence d'air	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mauvaise conception des installations</li> <li>Fuites</li> <li>Source d'allumage</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Incendie</li> <li>Explosion</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Normes et critères de conception</li> <li>Procédure d'opération</li> <li>Mises à la terre</li> </ul>	
Corrosion : - due au produit - due aux impuretés - due à l'activité bactérienne - due au dépôt en général	<ul style="list-style-type: none"> <li>Non applicable</li> </ul>			
Formation de : - polymères - gommes - cristaux - hydrates Formation avec : - humidité - autres produits ayant été transportés dans la même conduite	<ul style="list-style-type: none"> <li>Non applicable</li> </ul>			
Pyrophorocité des dépôts	<ul style="list-style-type: none"> <li>Non applicable</li> </ul>			

« Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport. »

Danger	Causes typiques	Conséquences	Mesures de sécurité	Commentaires
<b>Causes naturelles</b>				
Séisme	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mauvaise conception des installations</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fuite</li> <li>Rupture</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Normes et critères de conception</li> </ul>	
Glissement de terrain	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mauvaise conception des installations</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fuite</li> <li>Rupture</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Normes et critères de conception</li> </ul>	
Ravinement/érosion des berges	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mauvaise conception des installations</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fuite</li> <li>Rupture</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Normes et critères de conception</li> </ul>	
Inondation	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mauvaise conception des installations</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fuite</li> <li>Rupture</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Normes et critères de conception</li> </ul>	
<b>Agressions par travaux</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Agression par des tiers</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fuite</li> <li>Rupture</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Surveillance des tiers</li> <li>Signalisation</li> <li>Info-Excavation</li> <li>Programme de sensibilisation des cédants</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Excavation</li> </ul>				
<ul style="list-style-type: none"> <li>Rupture de lignes électriques ou court circuit</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mauvaise conception des installations</li> <li>Agression par des tiers</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fuite</li> <li>Incendie</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Normes et critères de conception</li> <li>Surveillance des tiers</li> </ul>	
<b>Agressions accidentelles</b>				
<ul style="list-style-type: none"> <li>Déraillement ferroviaire</li> <li>Accident de circulation routière</li> <li>Incendie de bâtiment</li> <li>Feu de forêt</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>Fuite</li> <li>Rupture</li> <li>Incendie</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Formation des premiers intervenants</li> <li>Plan d'urgence</li> </ul>	

« Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport. »

Danger	Causes typiques	Conséquences	Mesures de sécurité	Commentaires
<b>Facteurs de corrosion</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Electrochimique</li> <li>• Agression égout fuyant</li> <li>• Agression à proximité d'un site d'enfouissement</li> <li>• Attaque corrosive due à une fuite sur une conduite voisine contenant un produit corrosif</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fuite</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Normes et critères de conception</li> <li>• Programme d'entretien</li> <li>• Inspection interne</li> </ul>	
<b>Courants électriques</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Courants vagabonds (voies ferrées)</li> <li>• Courants de fuite de proximité des pylônes du réseau de transport électrique</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Corrosion</li> <li>• Ignition de fuites</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Normes et critères de conception</li> <li>• Programme d'entretien</li> </ul>	

« Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport. »

## **Annexe 4 Revue historique des accidents**

## Annexe 4 Revue historique des accidents

### Référence:

1. Bureau de la sécurité des transport (BST), <http://www.bst.gc.ca>
2. National Transport Safety Board (NTSB), <http://www.nts.gov>
3. Conservation of Clean Air and Water in Europe (CONCAWE), <http://www.concawe.be>

Date	Lieu	Cause	Produit	Détails	Réf.
19 janvier 1994	Mississauga Ontario	Corrosion.	Carburéacteur	Fuite sur conduite de 254 mm à proximité de l'aérogare Pearson refoulant le carburéacteur à la surface du sol. Quantité déversée : 6 m <sup>3</sup> .	1
1996	Europe	Bris mécanique d'une bride causé par matériel de construction défectueux.	Produit	Brèche sur canalisation de 218 mm. Quantité déversée : 165 m <sup>3</sup> dans secteur industriel.	3
1996	Europe	Erreur humaine.	Produit	Brèche sur canalisation de 326 mm. Quantité déversée : 292 m <sup>3</sup> dans secteur résidentiel	3
1996	Europe	Corrosion externe.	Huile chaude	Brèche sur canalisation de 305 mm. Quantité déversée : 1 m <sup>3</sup> dans secteur commercial	3
1996	Europe	Accidentel causé par dommage externe.	Produit raffiné	Brèche sur canalisation de 168 mm. Quantité déversée : 19 m <sup>3</sup> dans secteur rural.	3
1996	Europe	Accidentel causé par dommage externe.	Produit raffiné	Brèche sur canalisation de 218 mm. Quantité déversée : 437 m <sup>3</sup> dans secteur industriel.	3
1996	Europe	Accidentel causé par dommage externe.	Produit raffiné	Brèche sur canalisation de 254 mm. Quantité déversée : 500 m <sup>3</sup> . dans secteur industriel.	3
23 mai 1996	Gramercy Louisiane	Dommage par machine excavatrice.	Essence	Rupture d'une canalisation de 508 mm, et déversement dans l'emprise de la canalisation et dans des marécages. L'essence s'est aussi déversée dans le Blind River. Quantité déversée : 1800 m <sup>3</sup> (475 000 gallons).	2
5 novembre 1996	Murfreesboro Tennessee	Procédures non suivies par l'exploitant. Surpression causée par écoulement dans une canalisation bloquée.	Diesel	Rupture d'une canalisation de 203 mm de diamètre au point de soudure (longitudinal). Quantité déversée : 321 m <sup>3</sup> (84 700 gallons).	2
1997	Europe	Corrosion externe.	Produit raffiné	Brèche sur canalisation de 305 mm. Quantité déversée : 19 m <sup>3</sup> dans secteur rural.	3
1997	Europe	Corrosion interne.	Pétrole brut	Brèche sur canalisation de 254 mm. Quantité déversée : 2 m <sup>3</sup> dans secteur industriel.	3
1997	Europe	Fissuration par corrosion sous tension.	Produit raffiné	Brèche sur canalisation de 305 mm. Quantité déversée : 435 m <sup>3</sup> dans secteur résidentiel.	3
1997	Europe	Fissuration par corrosion sous tension.	Produit raffiné	Brèche sur canalisation de 305 mm. Quantité déversée : 422 m <sup>3</sup> dans secteur rural.	3
1997	Europe	Accidentel.	Produit raffiné	Brèche sur canalisation de 203 mm. Quantité déversée : 13 m <sup>3</sup> dans secteur rural.	3

«Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport.»

Date	Lieu	Cause	Produit	Détails	Réf.
1997	Europe	Accidentel.	Produit raffiné	Brèche sur canalisation de 305 mm. Quantité déversée : 40 m <sup>3</sup> dans secteur industriel.	3
9 février 1999	Knoxville Tennessee	Fissure causée par l'environnement et facilitée par le bris de l'enveloppe protectrice de la canalisation. 'Low fracture toughness of the pipe'.	Diesel	Rupture d'une canalisation de 254 mm de diamètre. Quantité déversée : 203 m <sup>3</sup> (53 550 gallons).	2
10 juin 1999	Bellingham Washington	Domage par machine excavatrice.	Essence	Rupture d'une canalisation de 406 mm de diamètre. L'essence s'est déversée dans une rivière. Après 1,5 heure l'essence s'est enflammée sur 2,4 km (1,5 miles) le long de la rivière. Trois personnes ont perdu la vie. Quantité déversée : 897 m <sup>3</sup> (237 000 gallons).	2
27 janvier 2000	Winchester Kentucky	Une fissure par fatigue causée par une bosselure a entraîné, en combinaison avec fluctuations de pression, des contraintes élevées sur la paroi de la canalisation.	Pétrole brut	Rupture d'une canalisation de 610 mm de diamètre. Huile déversée sur un terrain de golf et dans le Two Mile Creek. Quantité déversée : 1051 m <sup>3</sup> (489 000 gallons).	
7 avril 2000	Chalk Point Maryland	Fissure causée par un flambage de la conduite. Les résultats d'un sondage électronique ont été mal interprétés, considérant l'anomalie comme étant une pièce en T.	Huile no 6 chauffée	Brèche de 165,1 mm (6,5 po) de long par 9,5 mm (3/8 po) de large sur une canalisation de 329 mm de diamètre dans un marécage. De fortes pluies ont par la suite endommagé les estacades, permettant à l'huile de se déverser dans le Swanser Creek et Patuxent River. Quantité déversée : 530 m <sup>3</sup> (140 000 gallons).	2
2001	Europe	Bris mécanique causé par un défaut de construction.	Produit raffiné	Brèche sur point de soudure circconférentiel sur canalisation de 255 mm. Quantité déversée : 1 m <sup>3</sup> .	3
2001	Europe	Accrochage accidentel par machine excavatrice.	Produit raffiné	Brèche sur canalisation de 150 mm. Quantité déversée : 5 m <sup>3</sup> .	3
2001	Europe	Bris mécanique causé par un défaut de construction.	Pétrole brut	Bris de la soudure du dôme de renforcement sur la connexion temporaire de 508 mm. Quantité déversée : 800 m <sup>3</sup> .	3
2001	Europe	Corrosion interne.	Produit raffiné	Brèche sur décharge de la pompe. Quantité déversée : 103 m <sup>3</sup> .	3
2001	Europe	Accrochage accidentel par machine excavatrice.	Produit raffiné	Brèche sur canalisation de 250 mm. Quantité déversée : 10 m <sup>3</sup> .	3
2001	Europe	Connexion illégale pour vol de produit.	Produit raffiné	Déversement à l'occasion d'un vol sur canalisation de 400 mm. Quantité déversée : 2 m <sup>3</sup> .	3
2001	Europe	Corrosion externe.	Produit raffiné	Brèche sur canalisation de 300 mm. Quantité déversée : 4 m <sup>3</sup> .	3
2001	Europe	Accrochage accidentel par machine excavatrice.	Produit raffiné	Brèche sur canalisation de 275 mm. Quantité déversée : 55 m <sup>3</sup> .	3
2001	Europe	Bris mécanique causé par du matériel de construction défectueux.	Produit raffiné	Fissure dans la paroi de la canalisation de 250 mm. Quantité déversée : 5 m <sup>3</sup> .	3
2001	Europe	Connexion illégale pour vol de produit.	Produit raffiné	Déversement à l'occasion d'un vol sur canalisation de 200 mm. Quantité déversée : 85 m <sup>3</sup> .	3
2001	Europe	Bris mécanique due au matériel de construction défectueux.	Produit raffiné	Brèche sur canalisation de 300 mm. Quantité déversée : 10 m <sup>3</sup> .	3

«Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport.»

Date	Lieu	Cause	Produit	Détails	Réf.
2001	Europe	Bris mécanique causé par du matériel de construction défectueux.	Produit raffiné	Brèche sur canalisation de 150 mm. Quantité déversée : 37 m <sup>3</sup> .	3
2001	Europe	Connexion illégale pour vol de produit.	Pétrole brut	Déversement à l'occasion d'un vol sur canalisation de 300 mm. Quantité déversée : 17 m <sup>3</sup> .	3
2001	Europe	Connexion illégale pour vol de produit.	Pétrole brut	Déversement à l'occasion d'un vol sur canalisation de 300 mm. Quantité déversée : 10 m <sup>3</sup> .	3
29 septembre 2001	Binbrook Ontario	Corrosion localisée combinée à une fissuration.	Pétrole brut	Rupture d'une canalisation de 508 mm de diamètre. La rupture s'est produite dans un champ de soja. Quantité déversée : 95 m <sup>3</sup> .	1
2002	Europe	Domage accidentel par opérateur du pipeline.	Pétrole brut	Brèche sur canalisation de 405 mm. Quantité déversée : 750 m <sup>3</sup> .	3
2002	Europe	Un glissement de terrain.	Produit raffiné	Une conduite de drainage de 600 mm a été arrachée d'une vanne de sectionnement. Quantité déversée : 250 m <sup>3</sup> .	3
2002	Europe	Fissuration par corrosion sous tension.	Produit raffiné	Une pression élevée a causé une rupture à la hauteur de la fissure sur une canalisation de 325 mm. Quantité déversée : 225 m <sup>3</sup> .	3
2002	Europe	Accrochage accidentel par machine excavatrice.	Produit raffiné	Brèche sur canalisation de 200 mm. Quantité déversée : 190 m <sup>3</sup> .	3
2002	Europe	Accrochage accidentel par machine excavatrice.	Produit raffiné	Brèche sur canalisation de 200 mm. Quantité déversée : 170 m <sup>3</sup> .	3
2002	Europe	Corrosion externe.	Pétrole brut	Corrosion sur 8 m de longueur sur canalisation de 508 mm. Quantité déversée : 100 m <sup>3</sup> .	3
2002	Europe	Corrosion externe.	Produit raffiné	Corrosion sur canalisation de 255 mm. Quantité déversée : 80 m <sup>3</sup> .	3
2002	Europe	Corrosion externe.	Produit raffiné	Corrosion aux joints de soudure sur canalisation de 200 mm. Quantité déversée : 70 m <sup>3</sup> .	3
2002	Europe	Connexion illégale pour vol de produit.	Pétrole brut	Déversement à l'occasion d'un vol sur canalisation de 300 mm. Quantité déversée : 40 m <sup>3</sup> .	3
2002	Europe	Corrosion externe.	Produit raffiné	Brèche sur canalisation de 150 mm. Quantité déversée : 17 m <sup>3</sup> .	3
2002	Europe	Bris mécanique causé par du matériel de construction défectueux.	Produit raffiné	Joint d'isolation défectueux sur canalisation de 200 mm. Quantité déversée : 10 m <sup>3</sup> .	3
2002	Europe	Accrochage accidentel par machine excavatrice.	Produit raffiné	Brèche sur canalisation de 508 mm. Quantité déversée : 280 m <sup>3</sup> .	3
2003	Europe	Canalisation endommagée par la pose d'un égout.	Produit raffiné	Brèche sur canalisation de 508 mm de diamètre. Pollution importante des eaux de surface et des eaux souterraines. Quantité déversée : 2 500 m <sup>3</sup> .	
2003	Europe	Accrochage accidentel par machine excavatrice.	Produit raffiné	La canalisation de 305 mm a été accrochée malgré une signalisation adéquate. Quantité déversée : 83 m <sup>3</sup> .	3
2003	Europe	Connexion illégale pour vol de produit.	Produit raffiné	Une connexion illégale sur canalisation de 305 mm a été brisée par un racleur. Quantité déversée : 74 m <sup>3</sup> .	3
2003	Europe	Connexion illégale pour vol de produit.	Produit raffiné	Une connexion illégale à l'aide d'équipements inadéquats sur canalisation de 405 mm a entraîné un déversement. Quantité déversée : 52 m <sup>3</sup> .	3

«Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport.»

<b>Date</b>	<b>Lieu</b>	<b>Cause</b>	<b>Produit</b>	<b>Détails</b>	<b>Réf.</b>
2003	Europe	Bris mécanique causé par soudure défectueuse	Produit raffiné	Quantité déversée : 30 m <sup>3</sup> .	3
2003	Europe	Connexion illégale pour vol de produit.	Produit raffiné	Une connexion illégale sur canalisation de 405 mm a causé un déversement. Quantité déversée : 28 m <sup>3</sup> .	3
2003	Europe	Accrochage accidentel par machine excavatrice.	Produit raffiné	Brèche sur canalisation de 275 mm. Pollution des eaux de surface. Quantité déversée : 11 m <sup>3</sup> .	3
2003	Europe	Connexion illégale pour vol de produit.	Pétrole brut	Une connexion illégale avec matériel inadéquat sur canalisation de 405 mm a entraîné un déversement. Quantité déversée : 5 m <sup>3</sup> .	3
2003	Europe	Accrochage accidentel par machine excavatrice.	Produit raffiné	Quantité déversée : 2 m <sup>3</sup> .	3

---

«Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport.»



## **Annexe 5 Détail des résultats des modélisations de conséquences d'accident**

## Annexe 5 Détail des résultats des modélisations de conséquences d'accident

Le tableau suivant décrit les scénarios de rupture modélisés. Les conséquences qu'on retrouve dans les tableaux de cette annexe sont les résultats majorants des simulations.

**Tableau 1 - Description des scénarios**

Produit	Description scénario	Pression	Taille de la brèche	Tableau
<b>Section Lévis-Boucherville</b>				
Essence d'hiver Carburéacteur Diesel/mazout	Fuite sur pipeline 406,4 mm due à un mouvement de terrain.	1 480 psig 740 psig 50 psig	Rupture totale	2
Essence d'hiver Carburéacteur Diesel/mazout	Fuite sur pipeline 406,4 mm, due à un accrochage par machine excavatrice.	1 480 psig 740 psig 50 psig	40 mm	3
Essence d'hiver Carburéacteur Diesel/mazout	Fuite sur pipeline 406,4 mm, due à de la corrosion.	1 480 psig 740 psig 50 psig	10 mm	4
Essence d'hiver Carburéacteur Diesel/mazout	Fuite sur pipeline 406,4 mm Impact sur lignes Hydro-Québec	1 480 psig 740 psig 50 psig	Rupture totale 40 mm 10 mm	5
Essence d'hiver	Station de pompage : fuite à l'intérieur, accumulations de vapeurs, explosion	s.o.	s.o.	6
<b>Section sous fluviale</b>				
Essence d'hiver Carburéacteur Diesel/mazout	Fuite sur pipeline 273,1 mm due à un mouvement de terrain ou accrochage par bateau.	1 480 psig	Rupture totale	7
<b>Montréal quai Ultramar- rue Sherbrooke</b>				
Essence d'hiver Carburéacteur Diesel/mazout	Fuite sur pipeline 273,1 mm due à un mouvement de terrain.	740 psig	Rupture totale	8
Essence d'hiver Carburéacteur Diesel/mazout	Fuite sur pipeline 273,1 mm, due à un accrochage par machine excavatrice.	740 psig	40 mm	9
Essence d'hiver Carburéacteur Diesel/mazout	Fuite sur pipeline 273,1 mm, due à de la corrosion.	740 psig	10 mm	10
<b>Section Montréal rue Sherbrooke - terminal</b>				
Essence d'hiver Carburéacteur Diesel/mazout	Fuite sur pipeline 323,1 mm due à un mouvement de terrain.	580 psig	Rupture totale	11
Essence d'hiver Carburéacteur Diesel/mazout	Fuite sur pipeline 323,1 mm, due à un accrochage par machine excavatrice.	580 psig	40 mm	12
Essence d'hiver Carburéacteur Diesel/mazout	Fuite sur pipeline 323,1 mm, due à de la corrosion.	580 psig	10 mm	13

«Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport.»

Tableau 2 - Rupture totale du pipeline 406,4 mm, essence, carburéacteur, Diesel, vannes fermées en 5 minutes

ÉVÉNEMENT		SCÉNARIO D'ACCIDENT PIPELINE D'ESSENCE / RUPTURE SUITE À UN MOUVEMENT DE TERRAIN									
		Rupture totale									
		Durée de la fuite : 5 minutes plus écoulement du matériel entre deux vannes									
		ESSENCE			CARBURÉACTEUR			DIESEL/MAZOUT			
		1 480 psig fuite: 634m <sup>3</sup> /h	740 psig fuite: 453m <sup>3</sup> /h	50 psig fuite: 124m <sup>3</sup> /h	1 480 psig fuite: 634m <sup>3</sup> /h	740 psig fuite: 453m <sup>3</sup> /h	50 psig fuite: 124m <sup>3</sup> /h	1 480 psig fuite: 634m <sup>3</sup> /h	740 psig fuite: 453m <sup>3</sup> /h	50 psig fuite: 124m <sup>3</sup> /h	
		CONSEQUENCES POTENTIELLES									
FEU DE FLAQUE		Radiations			Radiations			Radiations			
1,5 m/s F	Rayon max flaque	37 m	31 m	16 m	52 m	46 m	36 m	53 m	47 m	36 m	
	13 kW/m <sup>2</sup>	95 m	85 m	50 m	190 m	175 m	135 m	160 m	145 m	110 m	
	5 kW/m <sup>2</sup>	135 m	120 m	70 m	280 m	250 m	200 m	230 m	210 m	160 m	
3,5 m/s D	Rayon max flaque	35 m	30 m	15 m	51 m	46 m	36 m	53 m	47 m	36 m	
	13 kW/m <sup>2</sup>	95 m	80 m	45 m	200 m	180 m	140 m	165 m	150 m	115 m	
	5 kW/m <sup>2</sup>	135 m	115 m	65 m	285 m	250 m	200 m	235 m	215 m	165 m	
FORMATION D'UN NUAGE DE VAPEURS ET EXPLOSION		Surpressions			Surpressions			Surpressions			
1,5 m/s F	2 psi	400 m	350 m	180 m	65 m	50 m	50 m	Ne produit pas d'explosion			
	1 psi	485 m	430 m	220 m	80 m	60 m	60 m				
3,5 m/s D	2 psi	235 m	205 m	135 m	30 m	30 m	30 m				
	1 psi	285 m	245 m	110 m	35 m	25 m	25 m				
RETOUR DE FLAMME											
1,5 m/s F	demie LFL	270 m	245 m	110 m	45 m	40 m	30 m		Ne produit pas de retour de flamme		
3,5 m/s D	demie LFL	155 m	135 m	70 m	25 m	25 m	20 m				
FEU EN CHALUMEAU		Radiations			Radiations			Radiations			
1,5 m/s F	Longueur flamme	Ne produit pas de feu en chalumeau			Ne produit pas de feu en chalumeau			Ne produit pas de feu en chalumeau			
	13 kW/m <sup>2</sup>										
	5 kW/m <sup>2</sup>										
3,5 m/s D	Longueur flamme										
	13 kW/m <sup>2</sup>										
	5 kW/m <sup>2</sup>										

Hypothèses

Feu de flaque :

- La flaque est en surface;
- Le terrain est plat;
- L'ignition survient lorsque la flaque atteint son diamètre maximal.

Explosion :

- L'explosion survient lorsque la concentration du nuage de vapeurs atteint la demie de la limite inférieure d'explosivité (0,6% pour essence).

Retour de flamme :

- La distance associée au retour de flamme est basée sur la demie de la limite inférieure d'explosivité (0,6% pour essence).

Feu en chalumeau

- Le pipeline est excavé;
- La fuite est dirigée verticalement;
- Basé sur le taux de fuite correspondant à la pression maximale dans le pipeline.

«Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport.»

Tableau 3 – Fuite 40 mm sur pipeline 406,4 mm, essence, carburéacteur, Diesel, vannes fermées en 5 minutes

ÉVÉNEMENT		SCÉNARIO D'ACCIDENT PIPELINE D'ESSENCE / FUITE SUITE À UN ACCROCHAGE									
		Diamètre de la fuite : 40 mm									
		Durée de la fuite : 5 minutes plus écoulement du matériel entre deux vannes									
		ESSENCE			CARBURÉACTEUR			DIESEL/MAZOUT			
		1 480 psig fuite: 467m <sup>3</sup> /h	740 psig fuite: 334m <sup>3</sup> /h	50 psig fuite: 86 m <sup>3</sup> /h	1 480 psig fuite: 467m <sup>3</sup> /h	740 psig fuite: 334m <sup>3</sup> /h	50 psig fuite: 86 m <sup>3</sup> /h	1 480 psig fuite: 467m <sup>3</sup> /h	740 psig fuite: 334m <sup>3</sup> /h	50 psig fuite: 86 m <sup>3</sup> /h	
		CONSEQUENCES POTENTIELLES									
DIRECTION HORIZONTALE	FEU DE FLAQUE		Radiations			Radiations			Radiations		
	1,5 m/s F	Rayon max flaque	32 m	26 m	24 m	43 m	35 m	30 m	46 m	40 m	30 m
		13 kW/m <sup>2</sup>	85 m	75 m	70 m	195 m	150 m	115 m	140 m	125 m	100 m
		5 kW/m <sup>2</sup>	120 m	105 m	95 m	270 m	215 m	170 m	205 m	180 m	145 m
	3,5 m/s D	Rayon max flaque	32 m	25 m	22 m	42 m	35 m	30 m	46 m	40 m	26 m
		13 kW/m <sup>2</sup>	85 m	75 m	65 m	195 m	150 m	120 m	145 m	130 m	100 m
		5 kW/m <sup>2</sup>	120 m	105 m	90 m	275 m	215 m	175 m	210 m	185 m	145 m
	FORMATION D'UN NUAGE DE VAPEURS ET EXPLOSION		Suppressions			Suppressions			Suppressions		
	1,5 m/s F	2 psi	340 m	285 m	250 m	50 m	50 m	35 m	Ne produit pas d'explosion		
		1 psi	415 m	355 m	310 m	60 m	60 m	40 m			
3,5 m/s D	2 psi	200 m	170 m	130 m	65 m	30 m	15 m				
	1 psi	245 m	210 m	160 m	80 m	40 m	20 m				
RETOUR DE FLAMME								Ne produit pas de retour de flamme			
1,5 m/s F	demie LFL	230 m	185 m	150 m	35 m	35 m	25 m				
3,5 m/s D	demie LFL	130 m	110 m	85 m	45 m	25 m	15 m				
DIRECTION VERTICALE	FEU EN CHALUMEAU		Radiations			Radiations			Radiations		
	1,5 m/s F	Longueur flamme	60 m	54 m	35 m	57 m	52 m	30 m	53 m	20 m	4 m
		13 kW/m <sup>2</sup>	50 m	50 m	50 m	50 m	50 m	45 m	45 m	15 m	5 m
		5 kW/m <sup>2</sup>	95 m	95 m	75 m	90 m	85 m	65 m	85 m	30 m	10 m
	3,5 m/s D	Longueur flamme	48 m	43 m	28 m	46 m	41 m	27 m	43 m	15 m	4 m
		13 kW/m <sup>2</sup>	55 m	55 m	45 m	55 m	55 m	45 m	50 m	15 m	5 m
		5 kW/m <sup>2</sup>	90 m	90 m	70 m	90 m	85 m	65 m	80 m	25 m	10 m

Hypothèses

Feu de flaque :

- La flaque est en surface;
- Le terrain est plat;
- L'ignition survient lorsque la flaque atteint son diamètre maximal.

Explosion :

- L'explosion survient lorsque la concentration du nuage de vapeurs atteint la demie de la limite inférieure d'explosivité (0,6% pour essence).

Retour de flamme :

- La distance associée au retour de flamme est basée sur la demie de la limite inférieure d'explosivité (0,6% pour essence).

Feu en chalumeau

- Le pipeline est excavé;
- La fuite est dirigée verticalement;
- Basé sur le taux de fuite correspondant à la pression maximale dans le pipeline.

«Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport.»

Tableau 4 – Fuite 10 mm sur pipeline 406,4 mm, essence, carburéacteur, Diesel, vannes fermées en 5 minutes

ÉVÉNEMENT		SCÉNARIO D'ACCIDENT PIPELINE D'ESSENCE / FUITE SUITE À DE LA CORROSION									
		Diamètre de la fuite : 10 mm									
		Durée de la fuite : 5 minutes plus écoulement du matériel entre deux vannes									
		ESSENCE			CARBURÉACTEUR			DIESEL/MAZOUT			
		1 480 psig fuite: 29 m <sup>3</sup> /h	740 psig fuite: 19 m <sup>3</sup> /h	50 psig fuite: 5 m <sup>3</sup> /h	1 480 psig fuite: 29 m <sup>3</sup> /h	740 psig fuite: 19 m <sup>3</sup> /h	50 psig fuite: 5 m <sup>3</sup> /h	1 480 psig fuite: 29 m <sup>3</sup> /h	740 psig fuite: 19 m <sup>3</sup> /h	50 psig fuite: 5 m <sup>3</sup> /h	
CONSEQUENCES POTENTIELLES											
DIRECTION HORIZONTALE	FEU DE FLAQUE		Radiations			Radiations			Radiations		
	1,5 m/s F	Rayon max flaque	7 m	6 m	3 m	11 m	10 m	7 m	11 m	10 m	8 m
		13 kW/m <sup>2</sup>	25 m	20 m	10 m	45 m	40 m	30 m	40 m	40 m	30 m
		5 kW/m <sup>2</sup>	35 m	30 m	15 m	70 m	60 m	50 m	55 m	55 m	45 m
	3,5 m/s D	Rayon max flaque	7 m	6 m	3 m	11 m	10 m	7 m	11 m	10 m	8 m
		13 kW/m <sup>2</sup>	25 m	20 m	10 m	50 m	45 m	35 m	40 m	40 m	30 m
		5 kW/m <sup>2</sup>	35 m	30 m	15 m	70 m	65 m	50 m	60 m	60 m	45 m
	FORMATION D'UN NUAGE DE VAPEURS ET EXPLOSION		Surpressions			Surpressions			Surpressions		
	1,5 m/s F	2 psi	80 m	70 m	35 m	Ne produit pas d'explosion			Ne produit pas d'explosion		
		1 psi	100 m	90 m	45 m						
3,5 m/s D	2 psi	45 m	45 m	15 m							
	1 psi	55 m	55 m	20 m							
RETOUR DE FLAMME											
1,5 m/s F	demie LFL	50 m	45 m	25 m	5 m	5 m	5 m	Ne produit pas de retour de flamme			
3,5 m/s D	demie LFL	35 m	35 m	20 m	5 m	5 m	5 m				
DIRECTION VERTICALE	FEU EN CHALUMEAU		Radiations			Radiations			Radiations		
	1,5 m/s F	Longueur flamme	18 m	17 m	11 m	17 m	16 m	10 m	16 m	5 m	2 m
		13 kW/m <sup>2</sup>	20 m	20 m	15 m	15 m	15 m	15 m	15 m	5 m	1 m
		5 kW/m <sup>2</sup>	30 m	30 m	20 m	30 m	30 m	20 m	25 m	10 m	5 m
	3,5 m/s D	Longueur flamme	18 m	13 m	9 m	14 m	13 m	8 m	13 m	7 m	1 m
		13 kW/m <sup>2</sup>	20 m	20 m	15 m	15 m	15 m	15 m	15 m	5 m	1 m
		5 kW/m <sup>2</sup>	30 m	30 m	20 m	20 m	20 m	20 m	25 m	10 m	5 m

Hypothèses

Feu de flaque :

- La flaque est en surface;
- Le terrain est plat;
- L'ignition survient lorsque la flaque atteint son diamètre maximal.

Explosion :

- L'explosion survient lorsque la concentration du nuage de vapeurs atteint la demie de la limite inférieure d'explosivité (0,6% pour essence).

Retour de flamme :

- La distance associée au retour de flamme est basée sur la demie de la limite inférieure d'explosivité (0,6% pour essence).

Feu en chalumeau

- Le pipeline est excavé;
- La fuite est dirigée verticalement;
- Basé sur le taux de fuite correspondant à la pression maximale dans le pipeline.

«Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport.»

Tableau 5 - Impact sur fils d'Hydro-Québec

Brèche	Vannes	Direction fuite	Substance	Radiation maximale sur fils (kW/m <sup>2</sup> )		
				Pression pipeline 1 480 psig	Pression pipeline 740 psig	Pression pipeline 50 psig
10 mm	non	H	essence	10	7	1
			carburacteur	engouffré	engouffré	45
			diesel	engouffré	engouffré	24
10 mm	non	V	essence	3	3	1
			carburacteur	3	3	1
			diesel	3	3	1
10 mm	oui	H	essence	4	2	0,4
			carburacteur	engouffré	14	8
			diesel	engouffré	10	5
10 mm	oui	V	essence	3	3	1
			carburacteur	3	3	1
			diesel	3	3	1
40 mm	non	H	essence	engouffré	engouffré	70
			carburacteur	engouffré	engouffré	150
			diesel	engouffré	engouffré	117
40 mm	non	V	essence	35	30	23
			carburacteur	30	30	2
			diesel	27	2	pas atteint
40 mm	oui	H	essence	engouffré	engouffré	13
			carburacteur	engouffré	engouffré	90
			diesel	engouffré	engouffré	74
40 mm	oui	V	essence	35	30	23
			carburacteur	30	30	2
			diesel	27	2	pas atteint
Rupture totale	non	H	essence	engouffré		
			carburacteur	engouffré		
			diesel	engouffré		
Rupture totale	oui	H	essence	engouffré		
			carburacteur	engouffré		
			diesel	engouffré		

Notes :

Engouffré signifie que les flammes atteignent les fils et les engouffrent.

Hypothèse : fils d'Hydro-Québec situés à 40 m de la brèche et 15 m en élévation.

Les fuites dirigées verticalement sont sans obstruction et produisent un feu en chalumeau.

Les fuites dirigées horizontalement produisent une flaque de 1 cm d'épaisseur qui s'allume lorsque la flaque atteint son diamètre maximal ('late pool fire'). La modélisation pose l'hypothèse que le terrain est plat, sans dépressions. Elle ne tient donc pas compte des dépressions qui pourraient être présentes, tels les fossés.

Tableau 6 - Fuites à l'intérieur d'une station de pompage

SCÉNARIO D'ACCIDENT INTÉRIEUR STATION DE POMPAGE			
Explosion à la concentration stoechiométrique de la substance			
EXPLOSION DU NUAGE DE VAPEURS D'ESSENCE			
NIVEAUX DE DANGER	13,8 kPa (2 psig)	6,89 kPa (1 psig)	2,07 kPa (0,3 psig)
VENTS	DISTANCE (m)		
1,5 m/s F	80	130	315
3,5 m/s D	80	130	315

«Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport.»

Tableau 7 - Rupture totale du pipeline 273,1 mm, dans le fleuve, essence, carburéacteur, Diesel, vannes fermées en 5 minutes

ÉVÉNEMENT		SCÉNARIO D'ACCIDENT PIPELINE D'ESSENCE / RUPTURE SUITE À UN MOUVEMENT DE TERRAIN		
		Rupture totale		
		Durée de la fuite : 5 minutes plus écoulement du matériel entre deux vannes		
		ESSENCE	CARBURÉACTEUR	DIESEL/MAZOUT
		1 480 psig fuite: 634 m <sup>3</sup> /h	1 480 psig fuite: 634 m <sup>3</sup> /h	1 480 psig fuite: 634 m <sup>3</sup> /h
FEU DE FLAQUE		CONSEQUENCES POTENTIELLES		
		Radiations	Radiations	Radiations
1,5 m/s F	Rayon max flaque	58 m	125 m	133 m
	13 kW/m <sup>2</sup>	140 m	425 m	345 m
	5 kW/m <sup>2</sup>	195 m	615 m	490 m
3,5 m/s D	Rayon max flaque	23 m	119 m	132 m
	13 kW/m <sup>2</sup>	65 m	400 m	345 m
	5 kW/m <sup>2</sup>	90 m	590 m	490 m
RETOUR DE FLAMME				
1,5 m/s F	demie LFL			
3,5 m/s D	demie LFL			

## Hypothèses

Feu de flaque :

- La flaque est en surface;
- L'ignition survient lorsque la flaque atteint son diamètre maximal;
- La flaque est de forme circulaire.

Tableau 8 - Rupture totale du pipeline 273,1 mm, essence, carburéacteur, Diesel, vannes fermés en 5 minutes

ÉVÉNEMENT		SCÉNARIO D'ACCIDENT PIPELINE D'ESSENCE / RUPTURE SUITE À UN MOUVEMENT DE TERRAIN			
		Rupture totale			
		Durée de la fuite : 5 minutes plus écoulement du matériel entre deux vannes			
		ESSENCE	CARBURÉACTEUR	DIESEL/MAZOUT	
		740 psig fuite: 453 m <sup>3</sup> /h	740 psig fuite: 453 m <sup>3</sup> /h	740 psig fuite: 453 m <sup>3</sup> /h	
		CONSEQUENCES POTENTIELLES			
FEU DE FLAQUE		Radiations	Radiations	Radiations	
1,5 m/s F	Rayon max flaque	31 m	46 m	47 m	
	13 kW/m <sup>2</sup>	85 m	175 m	145 m	
	5 kW/m <sup>2</sup>	120 m	250 m	210 m	
3,5 m/s D	Rayon max flaque	30 m	46 m	47 m	
	13 kW/m <sup>2</sup>	80 m	180 m	150 m	
	5 kW/m <sup>2</sup>	115 m	250 m	215 m	
FORMATION D'UN NUAGE DE VAPEURS ET EXPLOSION		Surpressions	Surpressions	Surpressions	
1,5 m/s F	2 psi	350 m	50 m	Ne produit pas d'explosion	
	1 psi	430 m	60 m		
3,5 m/s D	2 psi	205 m	30 m		
	1 psi	245 m	25 m		
RETOUR DE FLAMME					
1,5 m/s F	demie LFL	245 m	40 m		Ne produit pas de retour de flamme
3,5 m/s D	demie LFL	135 m	25 m		
FEU EN CHALUMEAU		Radiations	Radiations	Radiations	
1,5 m/s F	Longueur flamme	Ne produit pas de feu en chalumeau	Ne produit pas de feu en chalumeau	Ne produit pas de feu en chalumeau	
	13 kW/m <sup>2</sup>				
	5 kW/m <sup>2</sup>				
3,5 m/s D	Longueur flamme				
	13 kW/m <sup>2</sup>				
	5 kW/m <sup>2</sup>				

Hypothèses

Feu de flaque :

- La flaque est en surface;
- Le terrain est plat;
- L'ignition survient lorsque la flaque atteint son diamètre maximal.

Explosion :

- L'explosion survient lorsque la concentration du nuage de vapeurs atteint la demie de la limite inférieure d'explosivité (0,6% pour essence).

Retour de flamme :

- La distance associée au retour de flamme est basée sur la demie de la limite inférieure d'explosivité (0,6% pour essence).

Feu en chalumeau

- Le pipeline est excavé;
- La fuite est dirigée verticalement;
- Basé sur le taux de fuite correspondant à la pression maximale dans le pipeline.

«Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport.»



Tableau 9 – Fuite 40 mm sur pipeline 273,1 mm, essence, carburacteur, Diesel, vannes fermées en 5 minutes

ÉVÉNEMENT		SCÉNARIO D'ACCIDENT PIPELINE D'ESSENCE / FUITE SUITE À UN ACCROCHAGE			
		Diamètre de la fuite : 40 mm			
		Durée de la fuite : 5 minutes plus écoulement du matériel entre deux vannes			
		ESSENCE	CARBURÉACTEUR	DIESEL/MAZOUT	
		740 psig fuite: 334 m <sup>3</sup> /h	740 psig fuite: 334 m <sup>3</sup> /h	740 psig fuite: 334 m <sup>3</sup> /h	
		CONSEQUENCES POTENTIELLES			
DIRECTION HORIZONTALE	FEU DE FLAQUE		Radiations	Radiations	Radiations
	1,5 m/s F	Rayon max flaque	26 m	35 m	40 m
		13 kW/m <sup>2</sup>	75 m	150 m	125 m
		5 kW/m <sup>2</sup>	105 m	215 m	180 m
	3,5 m/s D	Rayon max flaque	25 m	35 m	40 m
		13 kW/m <sup>2</sup>	75 m	150 m	130 m
		5 kW/m <sup>2</sup>	105 m	215 m	185 m
	FORMATION D'UN NUAGE DE VAPEURS ET EXPLOSION		Surpressions	Surpressions	Surpressions
	1,5 m/s F	2 psi	285 m	50 m	Ne produit pas d'explosion
		1 psi	355 m	60 m	
	3,5 m/s D	2 psi	170 m	30 m	
		1 psi	210 m	40 m	
RETOUR DE FLAMME				Ne produit pas de retour de flamme	
1,5 m/s F	demie LFL	185 m	35 m		
3,5 m/s D	demie LFL	110 m	25 m		
DIRECTION VERTICALE	FEU EN CHALUMEAU		Radiations	Radiations	Radiations
	1,5 m/s F	Longueur flamme	54 m	52 m	20 m
		13 kW/m <sup>2</sup>	50 m	50 m	15 m
		5 kW/m <sup>2</sup>	95 m	85 m	30 m
	3,5 m/s D	Longueur flamme	43 m	41 m	15 m
		13 kW/m <sup>2</sup>	55 m	55 m	15 m
		5 kW/m <sup>2</sup>	90 m	85 m	25 m

## Hypothèses

## Feu de flaque :

- La flaque est en surface;
- Le terrain est plat;
- L'ignition survient lorsque la flaque atteint son diamètre maximal.

## Explosion :

- L'explosion survient lorsque la concentration du nuage de vapeurs atteint la demie de la limite inférieure d'explosivité (0,6% pour essence).

## Retour de flamme :

- La distance associée au retour de flamme est basée sur la demie de la limite inférieure d'explosivité (0,6% pour essence).

## Feu en chalumeau

- Le pipeline est excavé;
- La fuite est dirigée verticalement;
- Basé sur le taux de fuite correspondant à la pression maximale dans le pipeline.

«Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport.»

Tableau 10 – Fuite 10 mm sur pipeline 273,1 mm, essence, carburéacteur, Diesel, vannes fermées en 5 minutes

ÉVÉNEMENT		SCÉNARIO D'ACCIDENT PIPELINE D'ESSENCE / FUITE SUITE À DE LA CORROSION			
		Diamètre de la fuite : 10 mm			
		Durée de la fuite : 5 minutes plus écoulement du matériel entre deux vannes			
		ESSENCE	CARBURÉACTEUR	DIESEL/MAZOUT	
		740 psig fuite: 19 m <sup>3</sup> /h	740 psig fuite: 19 m <sup>3</sup> /h	740 psig fuite: 19 m <sup>3</sup> /h	
		CONSEQUENCES POTENTIELLES			
DIRECTION HORIZONTALE	FEU DE FLAQUE		Radiations	Radiations	Radiations
	1,5 m/s F	Rayon max flaque	6 m	10 m	10 m
		13 kW/m <sup>2</sup>	20 m	40 m	40 m
		5 kW/m <sup>2</sup>	30 m	60 m	55 m
	3,5 m/s D	Rayon max flaque	6 m	10 m	10 m
		13 kW/m <sup>2</sup>	20 m	45 m	40 m
		5 kW/m <sup>2</sup>	30 m	65 m	60 m
	FORMATION D'UN NUAGE DE VAPEURS ET EXPLOSION		Suppressions	Suppressions	Suppressions
	1,5 m/s F	2 psi	70 m	Ne produit pas d'explosion	Ne produit pas d'explosion
		1 psi	90 m		
3,5 m/s D	2 psi	45 m			
	1 psi	55 m			
RETOUR DE FLAMME					
1,5 m/s F	demie LFL	45 m	5 m	Ne produit pas de retour de flamme	
3,5 m/s D	demie LFL	35 m	5 m		
DIRECTION VERTICALE	FEU EN CHALUMEAU		Radiations	Radiations	Radiations
	1,5 m/s F	Longueur flamme	17 m	16 m	5 m
		13 kW/m <sup>2</sup>	20 m	15 m	5 m
		5 kW/m <sup>2</sup>	30 m	30 m	10 m
	3,5 m/s D	Longueur flamme	13 m	13 m	7 m
		13 kW/m <sup>2</sup>	20 m	15 m	5 m
		5 kW/m <sup>2</sup>	30 m	20 m	10 m

## Hypothèses

## Feu de flaque :

- La flaque est en surface;
- Le terrain est plat;
- L'ignition survient lorsque la flaque atteint son diamètre maximal.

## Explosion :

- L'explosion survient lorsque la concentration du nuage de vapeurs atteint la demie de la limite inférieure d'explosivité (0,6% pour essence).

## Retour de flamme :

- La distance associée au retour de flamme est basée sur la demie de la limite inférieure d'explosivité (0,6% pour essence).

## Feu en chalumeau

- Le pipeline est excavé;
- La fuite est dirigée verticalement;
- Basé sur le taux de fuite correspondant à la pression maximale dans le pipeline.

«Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport.»

Tableau 11 - Rupture totale du pipeline 323,1 mm, hors terre, essence, carburéacteur, Diesel, vannes fermées en 5 minutes

ÉVÉNEMENT		SCÉNARIO D'ACCIDENT PIPELINE D'ESSENCE / RUPTURE SUITE À UN MOUVEMENT DE TERRAIN		
		Rupture totale		
		Durée de la fuite : 5 minutes plus écoulement du matériel entre deux vannes		
		ESSENCE	CARBURÉACTEUR	DIESEL/MAZOUT
		580 psig fuite: 400 m <sup>3</sup> /h	580 psig fuite: 400 m <sup>3</sup> /h	580 psig fuite: 400 m <sup>3</sup> /h
		CONSEQUENCES POTENTIELLES		
FEU DE FLAQUE		Radiations	Radiations	Radiations
1,5 m/s F	Rayon max flaque	29 m	40 m	41 m
	13 kW/m <sup>2</sup>	80 m	155 m	125 m
	5 kW/m <sup>2</sup>	115 m	225 m	185 m
3,5 m/s D	Rayon max flaque	29 m	40 m	41 m
	13 kW/m <sup>2</sup>	80 m	155 m	125 m
	5 kW/m <sup>2</sup>	115 m	225 m	185 m
FORMATION D'UN NUAGE DE VAPEURS ET EXPLOSION		Surpressions	Surpressions	Surpressions
1,5 m/s F	2 psi	305 m	50 m	Ne produit pas d'explosion
	1 psi	380 m	65 m	
3,5 m/s D	2 psi	190 m	30 m	
	1 psi	230 m	35 m	
RETOUR DE FLAMME				
1,5 m/s F	demie LFL	200 m	30 m	Ne produit pas de retour de flamme
3,5 m/s D	demie LFL	125 m	25 m	
FEU EN CHALUMEAU		Radiations	Radiations	Radiations
1,5 m/s F	Longueur flamme	Ne produit pas de feu en chalumeau	Ne produit pas de feu en chalumeau	Ne produit pas de feu en chalumeau
	13 kW/m <sup>2</sup>			
	5 kW/m <sup>2</sup>			
3,5 m/s D	Longueur flamme			
	13 kW/m <sup>2</sup>			
	5 kW/m <sup>2</sup>			

Hypothèses

## Feu de flaque :

- La flaque est en surface;
- Le terrain est plat;
- L'ignition survient lorsque la flaque atteint son diamètre maximal.

## Explosion :

- L'explosion survient lorsque la concentration du nuage de vapeurs atteint la demie de la limite inférieure d'explosivité (0,6% pour essence).

## Retour de flamme :

- La distance associée au retour de flamme est basée sur la demie de la limite inférieure d'explosivité (0,6% pour essence).

## Feu en chalumeau

- La fuite est dirigée verticalement;
- Basé sur le taux de fuite correspondant à la pression maximale dans le pipeline.

«Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport.»

Tableau 12 – Fuite 40 mm sur pipeline 323,1 mm, hors terre, essence, carburéacteur, Diesel, vannes fermées en 5 minutes

ÉVÉNEMENT		SCÉNARIO D'ACCIDENT PIPELINE D'ESSENCE / FUITE SUITE À UN ACCROCHAGE			
		Diamètre de la fuite : 40 mm			
		Durée de la fuite : 5 minutes plus écoulement du matériel entre deux vannes			
		ESSENCE	CARBURÉACTEUR	DIESEL/MAZOUT	
		580 psig fuite: 294 m <sup>3</sup> /h	580 psig fuite: 294 m <sup>3</sup> /h	580 psig fuite: 294 m <sup>3</sup> /h	
		CONSEQUENCES POTENTIELLES			
DIRECTION HORIZONTALE	FEU DE FLAQUE		Radiations	Radiations	Radiations
	1,5 m/s F	Rayon max flaque	25 m	34 m	38 m
		13 kW/m <sup>2</sup>	70 m	145 m	125 m
		5 kW/m <sup>2</sup>	100 m	205 m	180 m
	3,5 m/s D	Rayon max flaque	24 m	34 m	38 m
		13 kW/m <sup>2</sup>	70 m	145 m	125 m
		5 kW/m <sup>2</sup>	95 m	210 m	180 m
	FORMATION D'UN NUAGE DE VAPEURS ET EXPLOSION		Surpressions	Surpressions	Surpressions
	1,5 m/s F	2 psi	265 m	50 m	Ne produit pas d'explosion
		1 psi	330 m	60 m	
	3,5 m/s D	2 psi	160 m	30 m	
		1 psi	195 m	35 m	
RETOUR DE FLAMME					
1,5 m/s F	demie LFL	180 m	30 m	Ne produit pas de retour de flamme	
3,5 m/s D	demie LFL	105 m	25 m		
DIRECTION VERTICALE	FEU EN CHALUMEAU		Radiations	Radiations	Radiations
	1,5 m/s F	Longueur flamme	51 m	49 m	15 m
		13 kW/m <sup>2</sup>	50 m	45 m	15 m
		5 kW/m <sup>2</sup>	90 m	85 m	30 m
	3,5 m/s D	Longueur flamme	41 m	39 m	12 m
		13 kW/m <sup>2</sup>	50 m	50 m	20 m
		5 kW/m <sup>2</sup>	90 m	80 m	25 m

## Hypothèses

## Feu de flaque :

- La flaque est en surface;
- Le terrain est plat;
- L'ignition survient lorsque la flaque atteint son diamètre maximal.

## Explosion :

- L'explosion survient lorsque la concentration du nuage de vapeurs atteint la demie de la limite inférieure d'explosivité (0,6% pour essence).

## Retour de flamme :

- La distance associée au retour de flamme est basée sur la demie de la limite inférieure d'explosivité (0,6% pour essence).

## Feu en chalumeau

- La fuite est dirigée verticalement;
- Basé sur le taux de fuite correspondant à la pression maximale dans le pipeline.

«Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport.»

Tableau 13 – Fuite 10 mm sur pipeline 323,1 mm, hors terre, essence, carburéacteur, Diesel, vannes fermées en 5 minutes

ÉVÉNEMENT		SCÉNARIO D'ACCIDENT PIPELINE D'ESSENCE / FUITE SUITE À DE LA CORROSION			
		Diamètre de la fuite : 10 mm			
		Durée de la fuite : 5 minutes plus écoulement du matériel entre deux vannes			
		ESSENCE	CARBURÉACTEUR	DIESEL/MAZOUT	
		580 psig fuite: 18 m <sup>3</sup> /h	580 psig fuite: 18 m <sup>3</sup> /h	580 psig fuite: 18 m <sup>3</sup> /h	
		CONSEQUENCES POTENTIELLES			
DIRECTION HORIZONTALE	FEU DE FLAQUE		Radiations	Radiations	Radiations
	1,5 m/s F	Rayon max flaque	5 m	9 m	9 m
		13 kW/m <sup>2</sup>	20 m	40 m	35 m
		5 kW/m <sup>2</sup>	30 m	60 m	50 m
	3,5 m/s D	Rayon max flaque	5 m	9 m	9 m
		13 kW/m <sup>2</sup>	20 m	40 m	35 m
		5 kW/m <sup>2</sup>	30 m	60 m	50 m
	FORMATION D'UN NUAGE DE VAPEURS ET EXPLOSION		Suppressions	Suppressions	Suppressions
	1,5 m/s F	2 psi	70 m	Ne produit pas d'explosion	Ne produit pas d'explosion
		1 psi	85 m		
3,5 m/s D	2 psi	45 m			
	1 psi	55 m			
RETOUR DE FLAMME					
1,5 m/s F	demie LFL	40 m	5 m	Ne produit pas de retour de flamme	
	3,5 m/s D	demie LFL	30 m		5 m
DIRECTION VERTICALE	FEU EN CHALUMEAU		Radiations	Radiations	Radiations
	1,5 m/s F	Longueur flamme	16 m	15 m	5 m
		13 kW/m <sup>2</sup>	15 m	15 m	5 m
		5 kW/m <sup>2</sup>	30 m	25 m	10 m
	3,5 m/s D	Longueur flamme	13 m	12 m	5 m
		13 kW/m <sup>2</sup>	20 m	15 m	10 m
		5 kW/m <sup>2</sup>	25 m	25 m	15 m

Hypothèses

Feu de flaque :

- La flaque est en surface;
- Le terrain est plat;
- L'ignition survient lorsque la flaque atteint son diamètre maximal.

Explosion :

- L'explosion survient lorsque la concentration du nuage de vapeurs atteint la demie de la limite inférieure d'explosivité (0,6% pour essence).

Retour de flamme :

- La distance associée au retour de flamme est basée sur la demie de la limite inférieure d'explosivité (0,6% pour essence).

Feu en chalumeau

- La fuite est dirigée verticalement;
- Basé sur le taux de fuite correspondant à la pression maximale dans le pipeline.

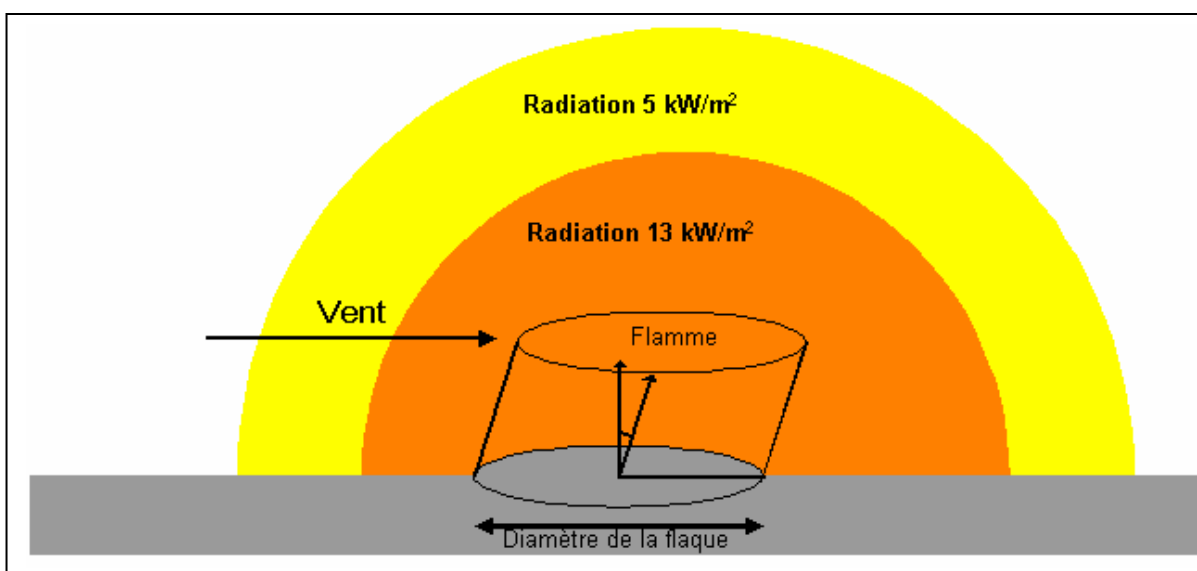
«Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport.»

## **Annexe 6 Description des types de feux et planches de radiation**

## Annexe 6 Description des types de feux et planches de radiation

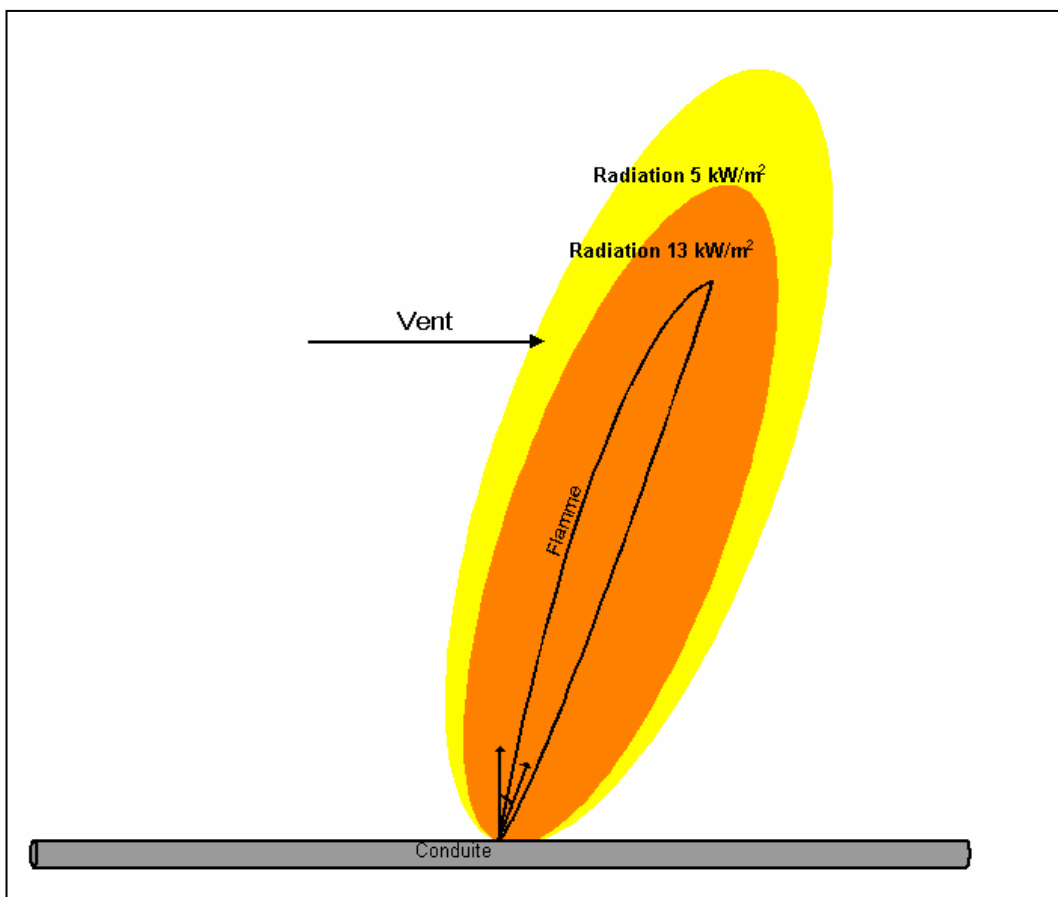
La Figure 1 illustre un feu de flaque et les radiations produites. Pour les fins de calculs, deux hypothèses majorantes ont été utilisées : la flaque est sur un terrain plat et l'ignition de la flaque se fait lorsque cette dernière est à son diamètre maximal. Tel qu'illustré, la flamme couvre la totalité de la flaque et est inclinée par le vent. Les conséquences des radiations sont donc plus importantes dans la direction du vent. Ces distances sont rapportées dans cette étude. Les Figures 3 à 5 de cette annexe illustrent des feux de flaque sur la conduite de 406,4 mm dans le cas d'une rupture totale, d'une fuite de 40 mm et d'une fuite de 10 mm à la pression maximale de la conduite, 10 200 kPa (1 480 psig). Les courbes de radiations s'appliquent à des récepteurs situés au niveau du sol.

Figure 1 - Description feu de flaque

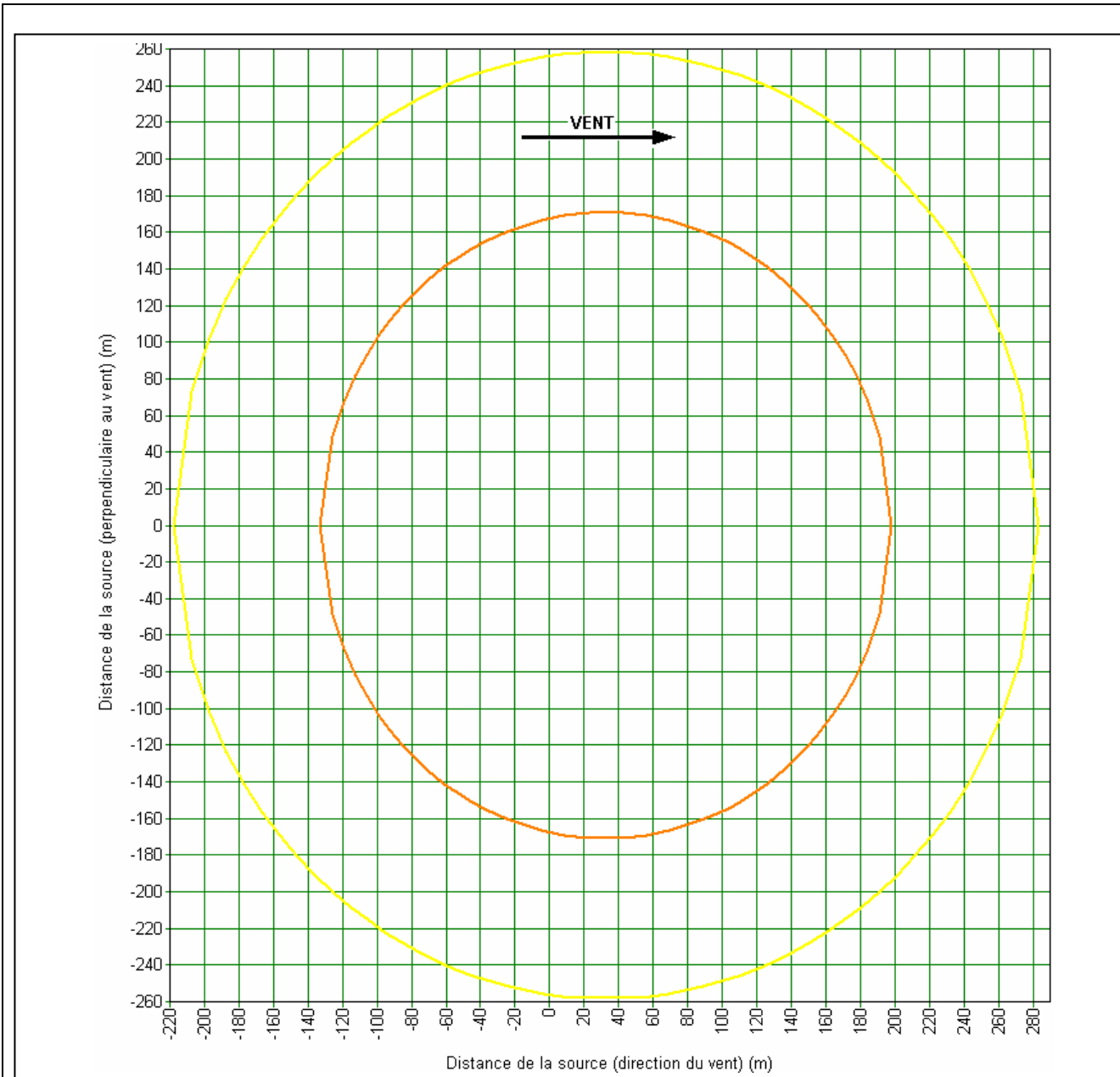




La Figure 2 illustre un feu en chalumeau. Le feu de chalumeau survient lorsqu'il y a ignition immédiatement après la perforation d'une conduite. Le feu en chalumeau origine dans la brèche de la conduite. La pression dans la conduite affecte la hauteur de la flamme produite. À mesure que la conduite se dépressurise, le jet de liquide diminue, ce qui fait également diminuer la hauteur de la flamme. Pour fins de calculs, l'hypothèse majorante d'une pression maximale dans la conduite a été utilisée pour calculer les conséquences. Tout comme pour le feu de flaque, le vent fait pencher la flamme dans sa direction. Les conséquences des radiations sont donc plus importantes dans la direction du vent. Ces distances sont rapportées dans cette étude. Les Figures 6 et 7 de cette annexe illustrent les feux en chalumeau sur la conduite de 406,4 mm pour une fuite de 40 mm et une fuite de 10 mm à la pression maximale de la conduite, 10 200 kPa (1 480 psig). Un feu en chalumeau sur une rupture totale n'est pas probable, étant donné la vitesse de sortie du liquide beaucoup moins élevée. Ces courbes de radiations s'appliquent à des récepteurs situés au niveau du sol.

Figure 2 - Description feu en chalumeau

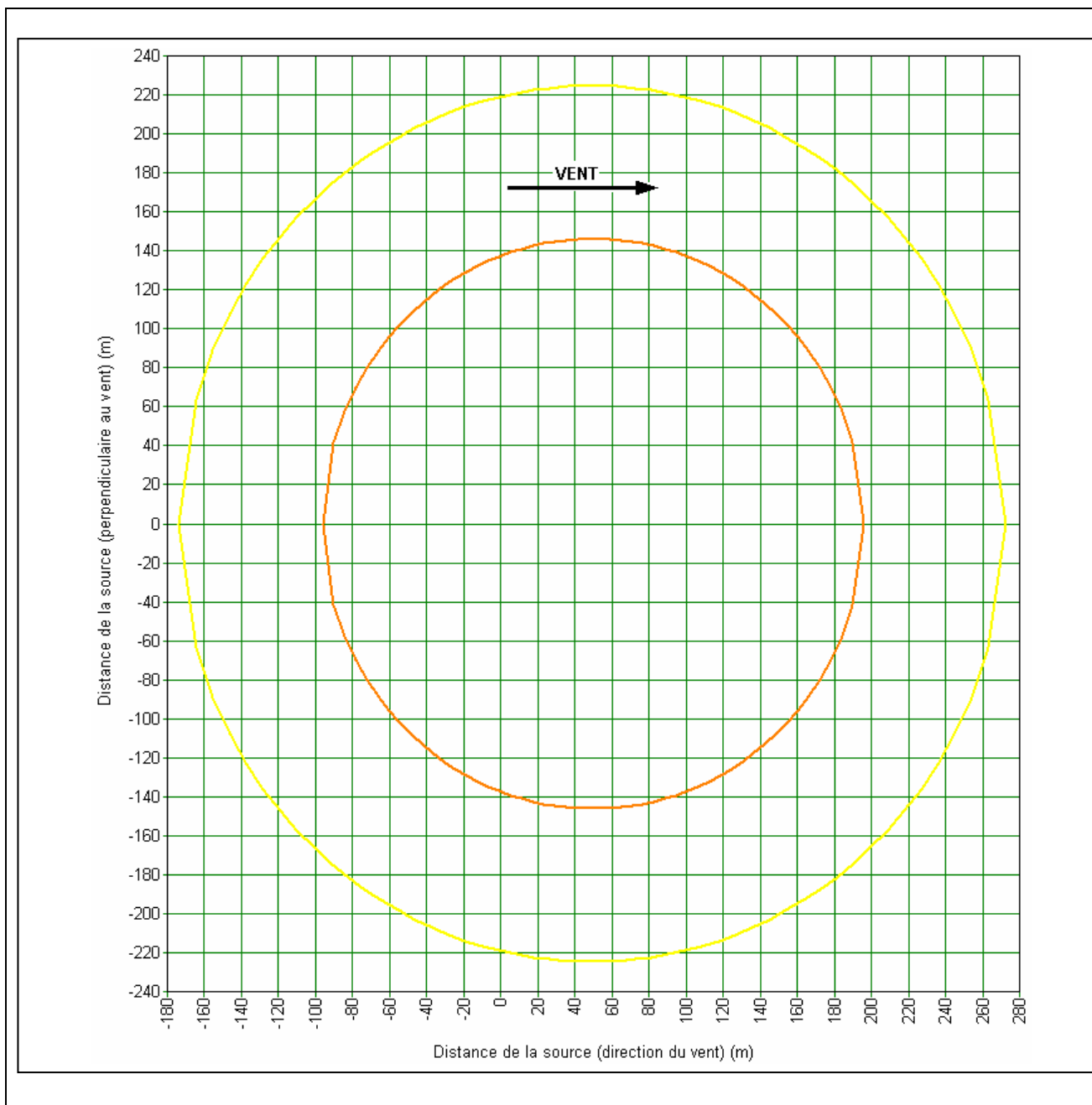








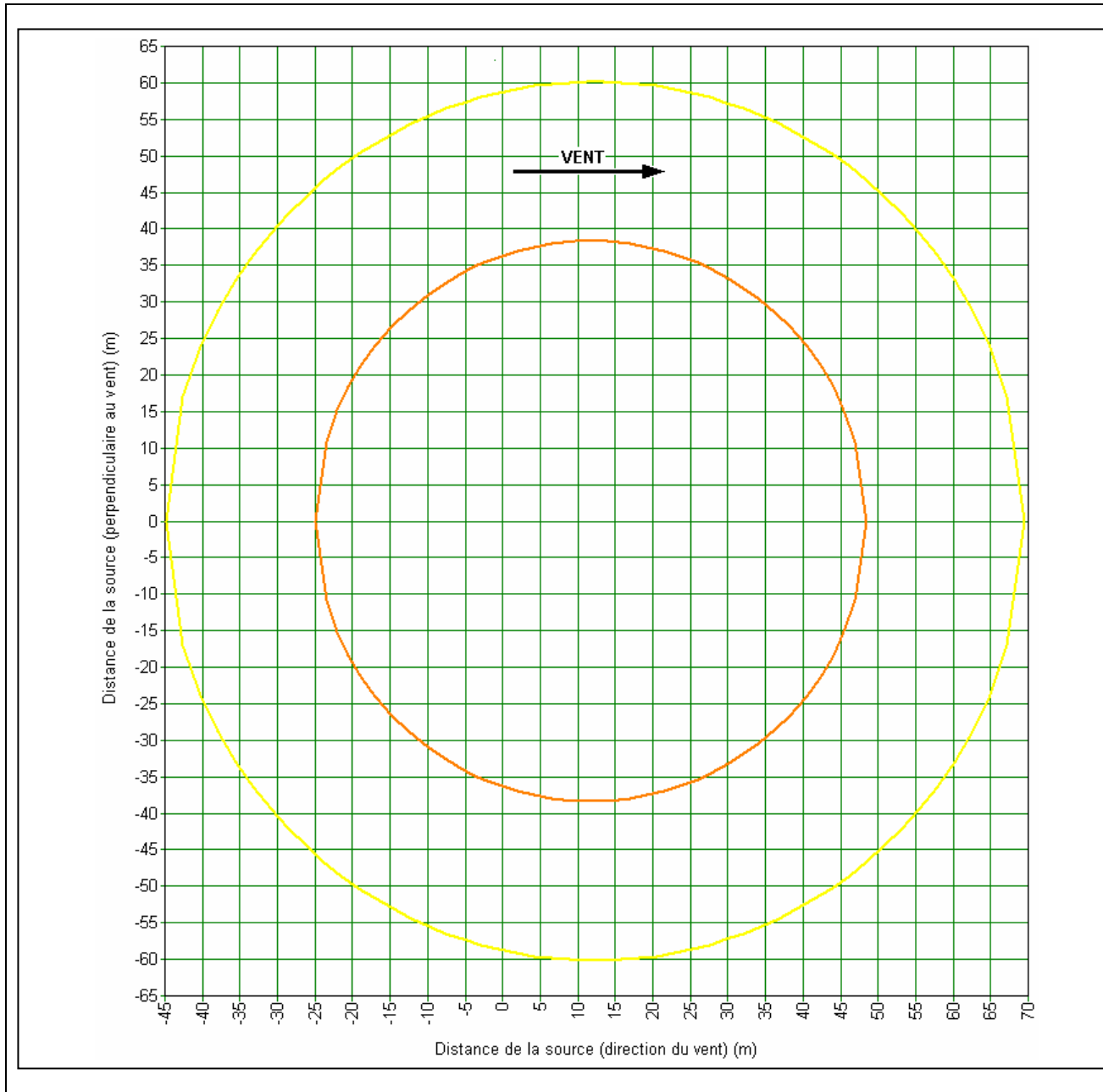
<b>Pipeline Saint-Laurent</b>	
<b>Carburéacteur</b>	
<b>Scénario d'accident</b>	
<b>Équipement</b>	Pipeline 406,4 mm
<b>Scénario</b>	Rupture du pipeline suite à un mouvement de terrain.
<b>Inventaire, kg</b>	s.o.
<b>Pression kPa (psi)</b>	10 212 (1 480)
<b>Température, °C</b>	15
<b>Brèche, mm (po)</b>	406,4 (16)
<b>Taux de fuite (m³/hr)</b>	634
<b>Durée, s (fermeture des vannes)</b>	300
<b>Bassin de rétention, m²</b>	s.o.
<b>Vitesse du vent, m/s (km/h)</b>	3,5 (12,6)
<b>Stabilité atmosphérique</b>	D
<b>Température ambiante, °C</b>	25
<b>Température du sol, °C</b>	25
<b>Radiations Feu de flaque</b>	<b>Distance maximale</b>
 13 kW/m²	200 m
 5 kW/m²	285 m
<b>Modèle :</b> DNV Technica Phast Pro ver 6.5	
<b>Figure 3 – Rupture totale du pipeline de 406,4 mm, feu de flaque</b>	



«Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport.»



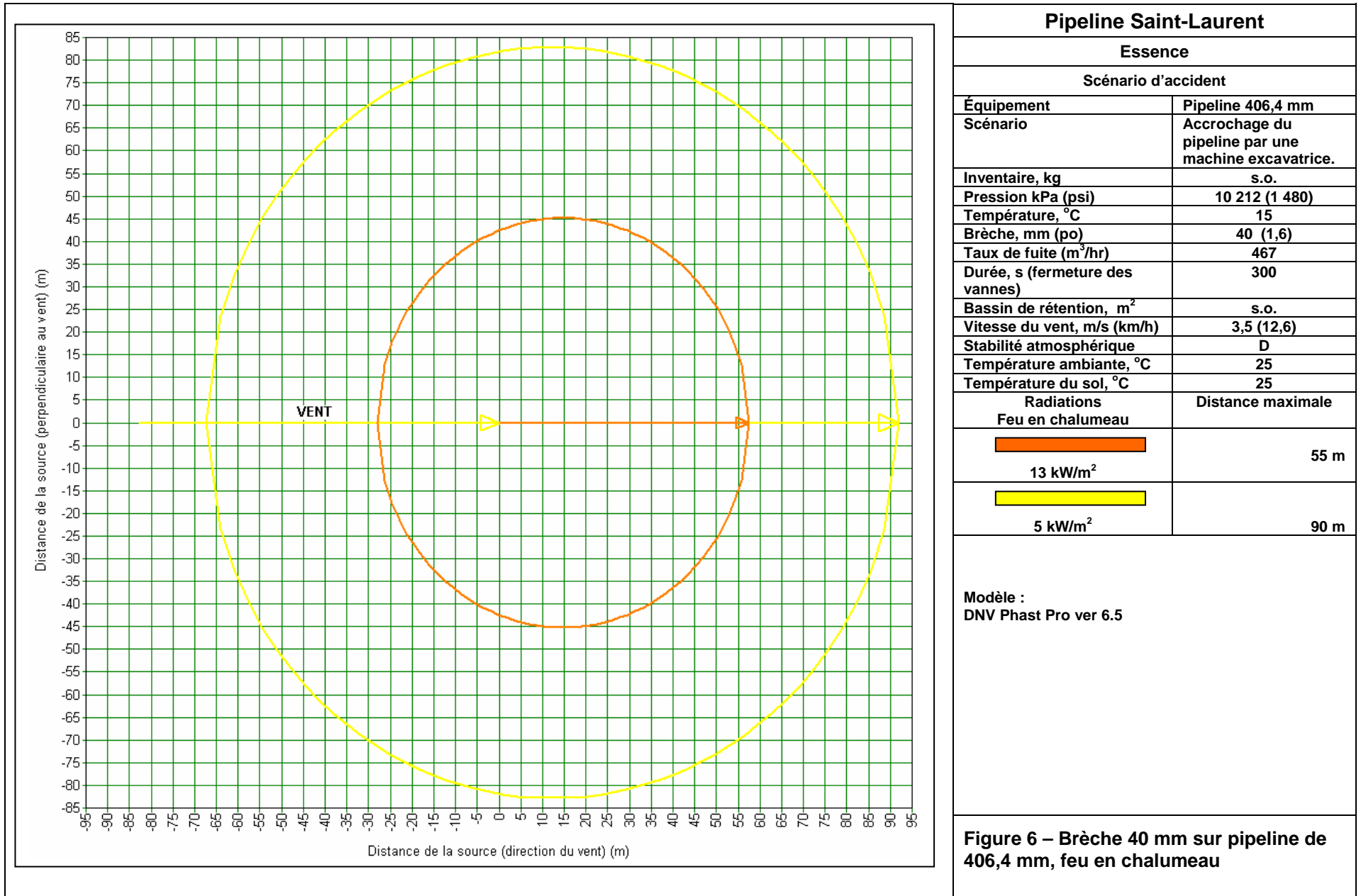
<b>Pipeline Saint-Laurent</b>	
<b>Carburéacteur</b>	
<b>Scénario d'accident</b>	
<b>Équipement</b>	Pipeline 406,4 mm
<b>Scénario</b>	Accrochage du pipeline par une machine excavatrice.
<b>Inventaire, kg</b>	s.o.
<b>Pression kPa (psi)</b>	10 212 (1 480)
<b>Température, °C</b>	15
<b>Brèche, mm (po)</b>	40 (1,6)
<b>Taux de fuite (m³/hr)</b>	467
<b>Durée, s (fermeture des vannes)</b>	300
<b>Bassin de rétention, m²</b>	s.o.
<b>Vitesse du vent, m/s (km/h)</b>	3,5 (12,6)
<b>Stabilité atmosphérique</b>	D
<b>Température ambiante, °C</b>	25
<b>Température du sol, °C</b>	25
<b>Radiations Feu de flaque</b>	<b>Distance maximale</b>
 13 kW/m²	195 m
 5 kW/m²	275 m
<b>Modèle :</b> DNV Technica Phast Pro ver 6.5	
<b>Figure 4 – Brèche 40 mm sur pipeline de 406,4 mm, feu de flaque</b>	

«Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport.»

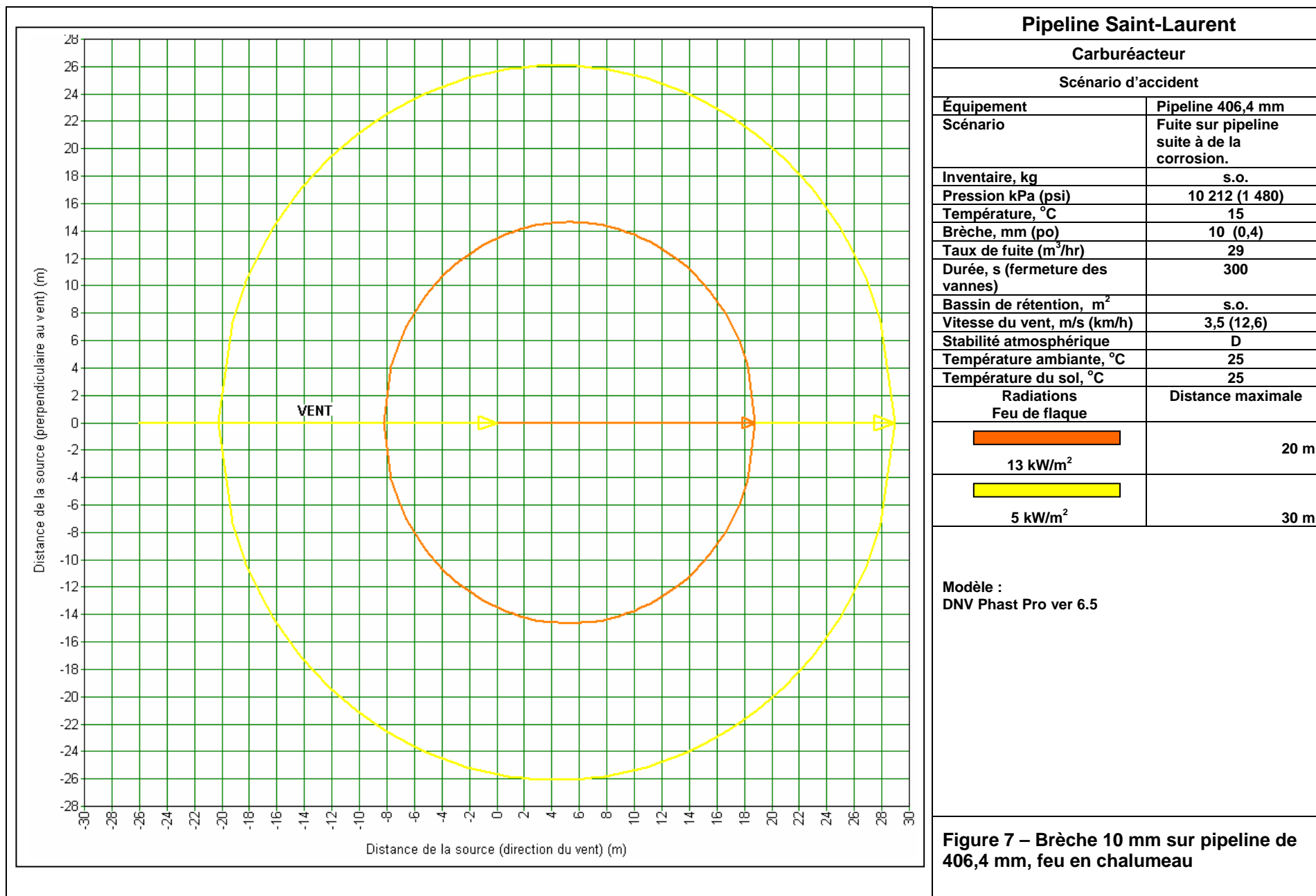


<b>Pipeline Saint-Laurent</b>	
<b>Carburéacteur</b>	
<b>Scénario d'accident</b>	
<b>Équipement</b>	Pipeline 406,4 mm
<b>Scénario</b>	Fuite sur pipeline suite à de la corrosion.
<b>Inventaire, kg</b>	s.o.
<b>Pression kPa (psi)</b>	10 212 (1 480)
<b>Température, °C</b>	15
<b>Brèche, mm (po)</b>	10 (0,4)
<b>Taux de fuite (m³/hr)</b>	29
<b>Durée, s (fermeture des vannes)</b>	300
<b>Bassin de rétention, m²</b>	s.o.
<b>Vitesse du vent, m/s (km/h)</b>	3,5 (12,6)
<b>Stabilité atmosphérique</b>	D
<b>Température ambiante, °C</b>	25
<b>Température du sol, °C</b>	25
<b>Radiations</b>	<b>Distance maximale</b>
<b>Feu de flaque</b>	
 13 kW/m²	50 m
 5 kW/m²	70 m
<b>Modèle :</b> DNV Phast Pro ver 6.5	
<b>Figure 5 – Brèche 10 mm sur pipeline de 406,4 mm, feu de flaque</b>	

«Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport.»



«Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport.»



«Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport.»

## **Annexe 7 Localisation des conduites existantes**





CENTRE DE DISTRIBUTION DE MONTREAL-EST

POSTE DE RECEPTION

CONDUITE EXISTANTE (323,1mm)

CONDUITE EXISTANTE (273,1mm)

INSTALLATIONS PORTUAIRES

CONDUITE EXISTANTE (273,1mm)

CONDUITE ULTRAMAR

POINT DE RACCORDEMENT AVEC LA CONDUITE ULTRAMAR

CONDUITE PROJETEE (406,4mm)

**CONDUITES EXISTANTES D'ULTRAMAR**

Echelle graphique  
0 125 250 500 1000m





## **Annexe 8 Programme modèle de gestion de l'intégrité du pipeline**



## Annexe 8 Programme modèle de gestion de l'intégrité du pipeline

Ce programme est s'inspire de l'Annexe N de la Norme CSA Z662-03 publiée en septembre 2005.

### 1. Introduction

#### 1.1.

Cette annexe présente des lignes directrices pour le développement, la documentation et l'application d'un programme de gestion de l'intégrité d'un pipeline pour assurer un service fiable et responsable au niveau de l'environnement. Le programme de gestion de l'intégrité du Pipeline Saint-Laurent s'inspirera des éléments qui suivent.

#### 1.2.

Les étapes principales du programme de gestion de l'intégrité du pipeline sont présentées à la Figure 1 qui contient des références aux dispositions spécifiques du programme.

### 2. Définitions

Les définitions suivantes s'appliquent au programme de gestion de l'intégrité du pipeline :

**Événement d'interférence externe** : dommage mécanique à la canalisation, à une composante, ou au revêtement, sans fuite du fluide transporté.

**Événement avec bris** : un écoulement non planifié du fluide transporté à la suite d'un bris de la canalisation ou de l'une de ses composantes.

**Danger** : une condition qui pourrait causer un bris ou un événement d'interférence externe.

### 3. Documentation et méthodes d'information

#### 3.1.

Le programme de gestion de l'intégrité du pipeline doit être documenté.

#### 3.2.

Le programme de gestion de l'intégrité du pipeline doit inclure les méthodes pour assembler et intégrer les informations reliées aux éléments suivants :

- a) design et construction;
- b) suivi de l'état du pipeline, de la maintenance et des réparations;
- c) conditions d'exploitation;
- d) événements avec bris;
- e) événements d'interférence externe
- f) dommage et détérioration, i.e., corrosion ou défauts de fabrication;
- g) protection de l'environnement; et,
- h) sécurité.

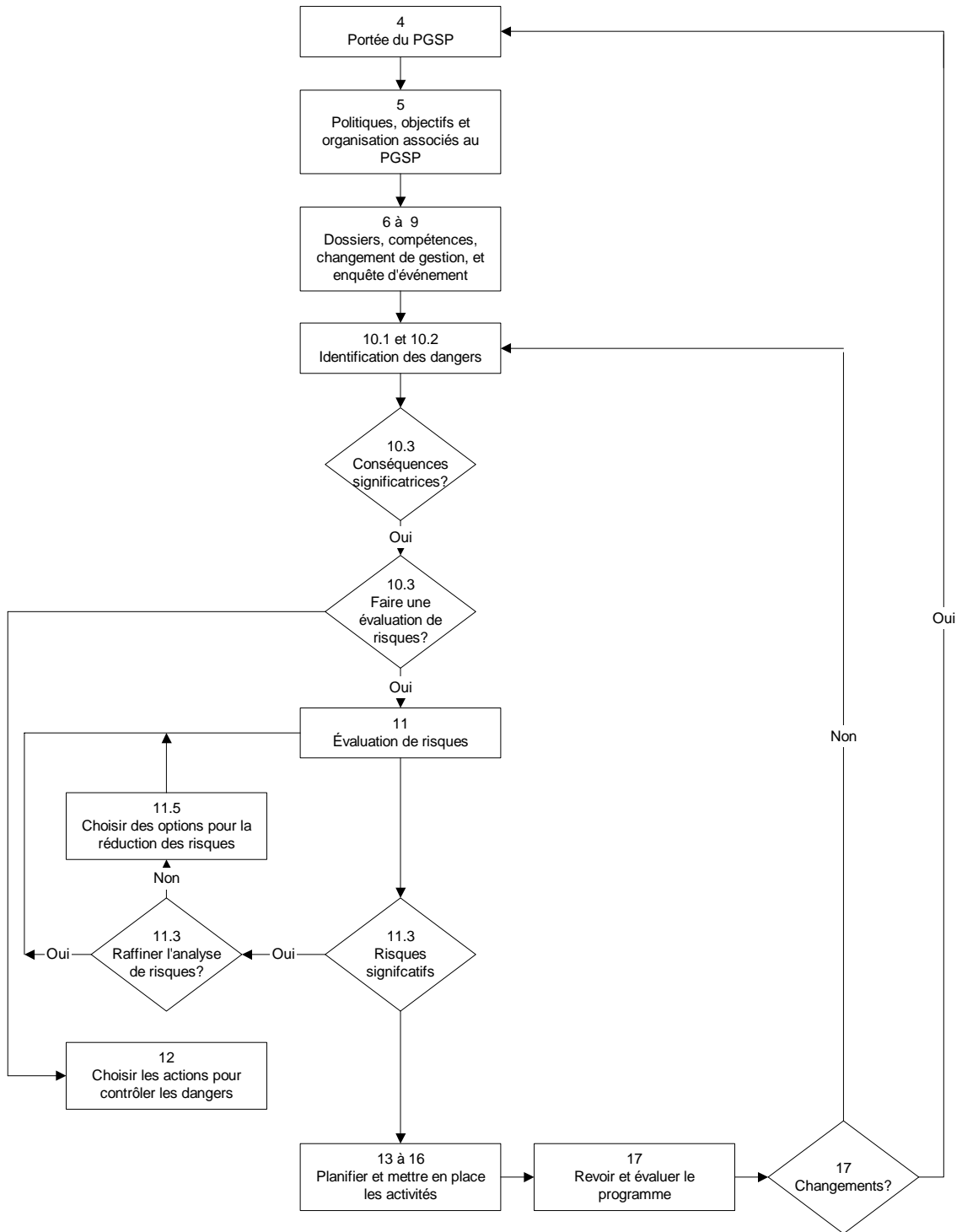


Figure 1  
Processus de gestion du système d'intégrité du pipeline

«Pour seule fin de simulation. À ne pas utiliser hors du contexte du présent rapport.»

#### **4. Portée du programme de gestion de l'intégrité du pipeline**

Les entreprises exploitant un pipeline doivent produire une description du pipeline faisant l'objet du programme de gestion de l'intégrité.

#### **5. Politiques corporatives, objectifs et organisation**

##### **5.1.**

Les entreprises exploitant un pipeline doivent inclure des politiques, objectifs et indicateurs de performance reliés à l'intégrité du pipeline.

#### **6. Dossiers du programme de gestion de l'intégrité**

##### **6.1.**

Les entreprises exploitant un pipeline doivent préparer et gérer les dossiers reliés à la conception du pipeline, sa construction, son exploitation et sa maintenance nécessaires à la réalisation des activités comprises dans le programme de gestion de l'intégrité.

##### **6.2.**

Les entreprises exploitant un pipeline doivent documenter les méthodes utilisées pour gérer les dossiers du système de gestion de l'intégrité.

#### **7. Compétence et formation**

##### **7.1.**

Les entreprises exploitant un pipeline doivent adopter des règles de compétence et mettre en place des programmes de formation à l'intention de leur personnel, de celui de leurs sous-traitants et de leurs consultants de façon à leur donner les connaissances et habiletés nécessaires à l'exécution du programme de gestion de l'intégrité se trouvant sous leurs responsabilités respectives.

#### **8. Gestion des changements**

##### **8.1.**

Les entreprises exploitant un pipeline doivent développer et mettre en place un processus de gestion des changements pouvant affecter l'intégrité de leur pipeline ou leur habilité de gérer l'intégrité du pipeline.

#### **9. Enquête sur les incidents impliquant des bris ou des agressions externes**

Les entreprises exploitant un pipeline doivent adopter des procédures pour enquêter et faire rapport sur les événements avec bris et sur les événements avec interférence externe.

## **10. Identification et contrôle des dangers**

### **10.1.**

Les entreprises exploitant un pipeline doivent identifier les dangers pouvant conduire à des événements avec bris ou des événements avec interférence externe.

## **11. Évaluation des risques**

### **11.1. Général**

Les lignes directrices pour l'analyse et l'évaluation des risques doivent servir à:

- a) Estimer les fréquences et les conséquences des événements;
- b) Évaluer la signification du risque estimé; et,
- c) Identifier, évaluer et mettre en place les options pour la réduction du risque.

## **12. Options pour le contrôle des dangers et la réduction des risques**

Les entreprises exploitant un pipeline doivent identifier les dangers pouvant résulter en un des bris.

## **13. Planification du programme de gestion de l'intégrité du pipeline**

Les entreprises exploitant un pipeline doivent établir des plans et cédules de travail reliés à l'intégrité du pipeline.

## **14. Inspection, essais, patrouilles et surveillance**

Les entreprises exploitant un pipeline doivent documenter les méthodes et procédures pour exécuter les inspections, les essais, les patrouilles.

## **15. Résultats des inspections, essais, patrouilles et surveillance**

Lorsque les inspections, les essais, les patrouilles et la surveillance indiquent la présence de conditions ou imperfections pouvant résulter en un bris avec des conséquences significatives, l'exploitant du pipeline doit effectuer une étude d'ingénierie pour en évaluer la condition.

## **16. Atténuation et réparation**

Les entreprises exploitant un pipeline doivent documenter le type d'actions correctives devant être considérées pour les conditions anticipées ou les imperfections susceptibles de causer un bris avec des conséquences significatives.

## **17. Revue et évaluation du programme de gestion de l'intégrité du pipeline**

Les programmes de gestion de l'intégrité du pipeline doivent être révisés et évalués périodiquement.