



St-Jean Chrysostome, 13 avril 2007

Bureau d'audiences publiques
sur l'environnement
Édifice Lomer-Gouin
575, rue Saint-Amable, bureau 2.10
Québec (Québec) G1R 6A6

243 **P** **NP** **DM70**

Projet de construction de l'oléoduc Pipeline
Saint-Laurent entre Lévis et Montréal-Est

Lévis et Montréal-Est 6211-18-011

Aux commissaires, à la population et toutes autres personnes concernées,

Notre ferme est située à St-Jean Chrysostome, à seulement quelques kilomètres de la Raffinerie d'Ultramar à St-Romuald. Nous sommes dans les premiers propriétaires fonciers à être affecté par cette demande de servitude à l'avantage exclusif de Pipeline St-Laurent, Ultramar et sa maison mère Valero Texas.

Nous sommes la quatrième génération à posséder cette terre, après ceux qui ont mis tant d'effort pour la défricher et en faire une terre cultivable qui permet jusqu'à date, à des milliers de personnes au Québec de profiter de ses produits.

Ferme laitière jusqu'en mars 2006, nous nous développons actuellement en culture de grain pour la consommation humaine en y intégrant la notion de « grain santé ». Nous possédons 250 hectares de terre sur 11 lots et cultivons sur 6 lots que nous louons dans le voisinage immédiat. Nous contribuons donc au maintien de la zone agricole, de la capacité de la Province à se nourrir.



En juin 2005, coup de théâtre, encore une fois, nous sommes sollicité pour aliéner nos terres avec une obligation de servitude sur la tête (loi 229 d'expropriation). Contrairement aux trois précédentes fois, avec Hydro-Québec, ce n'est pas pour donner un service essentiel à la population qui appartiendrait à notre société québécoise. Comme il est inscrit dans le rapport du BAPE « Projet de gazoduc entre Lachenaie et le réseau PNGTS » à la page 133, il est bien différent de négocier un projet de nature strictement commerciale, d'un projet orienté vers le bien commun.

C'est pour enrichir une compagnie américaine qui pourrait offrir son produit de bien d'autres façons, en respectant les citoyens d'ici. C'est pour donner un avantage concurrentiel déloyal à Ultramar envers ses compétiteurs. La compétition étant notre seule voie comme citoyen pour ne pas être à la merci d'une Compagnie.

On entend Ultramar dire qu'ils ne veulent pas utiliser la voie fluviale pour ne pas être à la merci des armateurs ou encore du fleuve lui-même. Nous comme citoyens, n'avons nous pas peur d'être à la merci de cette compagnie qui fournit actuellement plus de 45% du pétrole au Québec et bientôt s'il y avait le pipeline plus de 50% et ce en progressant vers 55%..... Plus leur part de marché augmente, plus nous sommes à leur merci. Et, les quelques emplois qu'ils créeront seront perdus par leurs concurrents ou les employés de l'Ultratrain etc...

N'oublions pas que le pipeline n'est qu'un moyen de transport et sûrement pas celui de moindre impact, dépendamment qui le regarde. Du point de vue d'Ultramar, ce doit assurément être celui de « moindre impact.... pour son portefeuille ».



Actuellement, un bateau par deux jours passe sur le fleuve en direction de Montréal avec du produit raffiné. Ça ne semble pas causé de problème sauf pour Ultramar, c'est un compétiteur qui empêche les profits. Mais à nous citoyen du Québec, qu'est-ce que ça dérange ? La concurrence s'est supposée d'être bonne pour nous !

Ultramar nous demande donc de fournir une partie de nos biens afin de l'aider à concurrencer ses adversaires. Si on lit régulièrement dans les journaux que la région de Québec paie souvent l'essence plus cher qu'ailleurs dans la Province actuellement, il est très difficile pour nous de penser qu'on pourrait en tirer un avantage, si minime soit-il.

Faut éliminer l'Ultratrain, c'est dangereux clame Ultramar tant aux Médias qu'aux décideurs des Villes, Municipalités et Gouvernement. C'est probablement le seul point où je suis en accord avec Ultramar mais avec une vision différente. Effectivement l'Ultratrain est dangereux. Déjà huit accidents sont arrivés et deux morts. Oui c'est dangereux, surtout à la vitesse que passe ce train.

Pourquoi si Ultramar en connaît si bien les dangers, ne fait-il pas ralentir le train ? Pourquoi si Ultramar en connaît si bien les dangers, continue-t-il à utiliser ce moyen de transport alors qu'il sait très bien qu'il pourrait utiliser le transport fluvial entre St-Romuald et Montréal. Deux bateaux par trois jours transporteront le même volume que le futur pipeline et ça, tout de suite. Pas en 2009, 2010, en 2007.

Si Ultramar utilisait maintenant le transport fluvial, avec quoi pourrait-il faire peur pour faire pression auprès de toutes les instances pour obtenir tous les permis d'utiliser notre sous-sol québécois pour les bénéfices des actionnaires de cette compagnie américaine. La peur, c'est connu, fait prendre des décisions. Vous les maires qui avez l'Ultratrain dans votre



cour, ont vous a entendu, les uns après les autres, que vous vouliez protéger vos citoyens et c'est légitime.

Certes, le bateau entre St-Romuald et Montréal ne règle pas leur projet inavoué de fournir l'Ontario et la Nouvelle-Angleterre. Est-ce à nous Québécois à se départager de nos biens pour ces intérêts financiers ?

N'oublions jamais que ce n'est pas un projet d'intérêt public mais privé puisqu'on peut être desservi autrement. Sa nécessité n'a jamais été démontrée. Et, on n'en connaît ni les voies alternatives, ni les dommages prévisibles.

Ultramar peut aisément vous affirmer qu'il n'y a aucun danger d'importer le produit brut par bateau, par le fleuve St-Laurent. Si le fleuve est sécuritaire jusqu'à St-Romuald, il l'est aussi de St-Romuald à Montréal. Lors des audiences à St-Étienne, Ultramar a dit que c'est par choix que l'alternative du fleuve n'a pas été retenue. Cette alternative n'est peut-être pas le meilleur pour eux mais pour nous citoyens du Québec, elle est de moindre impact que le pipeline.

Par la voie fluviale, on peut augmenter ou diminuer le débit sans aucune conséquence sur l'environnement, pour les citoyens, pas d'infrastructure permanente, pas d'intrusion dans les propriétés privées, un plus grand respect des propriétaires québécois. Ultramar pourrait combler ses besoins au niveau de transport, s'il avait la volonté et faisait les investissements nécessaires. Actuellement, le pipeline est le seul mode de transport dont Ultramar serait le propriétaire.



Si Ultramar veut absolument un pipeline et que le Gouvernement Québécois est en accord, celui-ci devrait se responsabiliser et faire en sorte d'adapter les normes du Ministère du Transport afin que le pipeline soit en terrain appartenant à la Société, soit dans les emprises de route ou d'autoroute. C'est à la Société de prendre les risques de ce moyen de transport et non à quelques citoyens comme le souhaite Ultramar avec son tracé privilégié. Pourquoi alors ne pas créer une autoroute de l'énergie en dehors de la bande près du fleuve, la plus habitée? Pourquoi pas dans le nord?

« D'autres moyens de transport doivent être sérieusement analysés pour non pas avoir le tracé de moindre impact mais le moyens de transport de moindre impact pour l'avenir des Québécois. » Ce n'est pas à une Compagnie comme Ultramar de choisir, c'est à la Société et ses citoyens. Il faut donc inclure le coût social dans la décision, les sacrifices que doit faire la Société pour parfaire le projet d'Ultramar.

Le journaliste Nicolas Mesly de la revue « Le Coopérateur » appartenant à la Coopérative Fédérée du Québec, est allé en Alberta voir comme ça se passe pour des agriculteurs qui sont obligés de côtoyer les pétrolières. Il est à écrire une série de trois articles « Le périple bleu » dont le premier s'intitule « La soif malade du cheik albertain » (Annexe A), le deuxième « En Alberta, l'eau s'enflamme » et le troisième possiblement, comparera la position des agriculteurs Albertains avec ce qui s'en vient pour nous au Québec et ça, ce ne sera pas chic chic. Nous pouvons encore éviter les désastres comme en Alberta. Je vous suggèrerais Messieurs les Commissaires d'interroger ce journaliste qui revient d'un voyage



en Alberta et qui pourrait vous parler amplement des effets des pipelines sur les terres agricoles et les producteurs.

À l'ère ou l'environnement est au cœur de tous les Québécois, à l'ère du développement au niveau des biocarburants, de l'éthanol, de la méthanisation, des éoliennes, de la combustion des énergies renouvelables et autres sources d'énergie, n'est-il pas prématuré de permettre la construction d'un pipeline au Québec ? N'est-il pas inconcevable de permettre la création d'une autoroute de servitude et hypothéquer les terres pour se nourrir alors que l'avenir des produits énergétiques est en plines évolutions ? Est-ce un projet qui s'inscrit dans le cadre du développement durable ?

Lorsqu'on lit les problèmes que vit l'Alberta concernant la disponibilité de l'eau, peut-on rester paisible ? Des fuites de pipeline, il y en a chaque année, plus de 65 en 2006 selon le BST et 84 en 2005 (Annexe B). Et selon Franci Jeglic de l'ONÉ Calgary (Annexe C), « les pipelines qui ont subi des ruptures dans les cinq dernières années étaient soumis à des inspections internes. Les outils d'inspection interne employés n'étaient pas en mesure de détecter correctement les défauts à l'origine des ruptures ». La troisième cause de rupture est les dommages par des tiers et selon Ultramar, 40% des incidents ou accidents sont dus à des tiers. Tous ça nous fait réfléchir sur la protection de notre ressource naturelle essentielle qu'est l'eau, la nappe phréatique et les responsabilités que l'on inflige aux propriétaires sur le tracé.

Dans la majorité des propriétés que le tracé vise, étant en territoire agricole, l'eau provient de puit privé. Les citoyens, les troupeaux ont besoin de cette eau. Elle ne doit en aucun cas être à risque d'être contaminé par un incident ou accident quelconque. L'eau est



source de vie dit-on, protégeons-la. À la limite, un pipeline à double paroi devrait être exigé afin de mieux le protéger en cas d'impact et de lui procurer la qualité de retenir les liquides en cas de fuite du pipeline et ainsi éviter de contaminer les terres, forêts et nos réserves d'eau potable.

Les fuites sur des masses d'eau semblent plus faciles à récupérer que dans le terrain. C'est un autre élément dont il faut tenir compte. Lorsqu'il y a des fuites qui ont la possibilité de s'étendre dans le sous-sol, dont le réseau de drainage contribuerait grandement à multiplier l'ampleur du dégât, jusqu'à quel point peut-on être assuré de la décontamination complète ? Cette décontamination est-elle efficace au niveau de la nappe phréatique, peut-on retrouver nos sources d'eau potable avec assurance ?

Si seulement 690 propriétaires terriens sont touchés par le tracé, ce sont des milliers de citoyens qui sont abreuvés aujourd'hui par les sources d'eau à risque de contamination avec ce pipeline, sans compter la faune, la flore et la forêt.

Avec tous ces éléments, une demande de servitude à perpétuité est abusive à plusieurs points de vue. Nous ne connaissons pas les sources énergétiques futures, les règlements environnementaux à venir. Comment pouvons-nous engager nos terres et forêts envers une Compagnie privée américaine qui pourrait vendre notre sous-sol Québécois ?

Comment pourrions-nous produire au dessus d'un pipeline dont on exige dès le départ des restrictions alors que nous ne connaissons pas l'avenir de l'agriculture de demain et ses moyens de la façonner ?



La durée de vie utile du pipeline est de 50 à 80 ans certes, mais en aura-t-on besoin aussi longtemps ? Est-ce correct qu'une Compagnie comme Esso ait encore une emprise dans le coin de St-Hyacinthe alors qu'elle ne l'utilise plus depuis 20 ans ? Est-ce concevable qu'Esso négocie sa servitude avec des conditions qui donne envie à Ultramar de passer à coté, sur des propriétés qui ont déjà donné pour la servitude d'Esso ?

Ne devrait-t-on pas garder la main mise sur notre sous-sol Québécois ? Ne devrait-on pas plutôt offrir un droit de passage dont nous les Québécois en garderions le contrôle ? La perpétuité est donc inadmissible.

Dans le rapport du BAPE « Projet de gazoduc entre Lachenaie et le réseau PNGTS » à la page 35 : « Tout comme l'UPA de St-Hyacinthe, un citoyen de Stukely-Sud trouve inadmissible la perpétuité demandée sur l'emprise par Gazoduc TQM et suggère de fixer cette durée à un maximum de dix ans » Je crois que cette alternative devrait s'appliquer dans le projet qui nous concerne.

Dans ce même rapport dont je souhaite que vous en fassiez la lecture intégrale car ce rapport est très pertinent (surtout le chapitre 7) et ce que nous pouvons constater c'est que l'histoire se répète sans aucune amélioration pour les propriétaires. Vous noterez quand le projet TQM, les noms suivants étaient présents :



- M. Bruno St-Laurent à titre de porte-parole
- Urgel Delisle, ingénieur et agronome consultant
- Claude Veilleux, de Urgel Delisle et Associés

C'est donc dire que ceux-ci connaissent le rapport « Lachenaie » et en aucun endroit, ils n'ont pris en compte les suggestions d'améliorations des commissaires du BAPE de ce rapport.

Comme entreprise agricole, nous fournissons déjà beaucoup pour la Société en terme de service et servitude. Nos terres sont traversées diagonalement par trois lignes hydro-électriques. Deux voies ferrées divisent aussi nos terres perpendiculairement à deux endroits. (image ci-jointe Annexe D)

Ce pipeline divise donc nos terres diagonalement à certains endroits ce qui en plus de créer une multiplicité de servitude pour un même propriétaire, il cause aussi de la triangulation. Dans le mémoire du BAPE du « Projet de gazoduc entre Lachenaie et le réseau PNGTS » à la page 138 : « La Commission croit que l'incidence de ces servitudes sur la valeur de la propriété est sous-estimée et qu'elle représente un préjudice possible qu'il est urgent d'évaluer. »

Actuellement, Ultramar n'alloue aucun montant pour cette multiplicité et de plus, ils n'ont même pas fait attention de suivre les limites du lot plutôt que de traverser diagonalement dans nos terres agricoles cultivés. Que nous restera-t-il de nos terres ? Quelle valeur en restera-t-il après le passage de Pipeline St-Laurent ? Que pourrions nous léguer aux générations suivantes ? L'agriculture pourra-t-elle survivre avec tant de servitude ?



Nous ne sommes pas les seuls dans ce cas. On prétend qu'il vaut mieux créer des servitudes en suivant celles existantes. Est-ce qu'on tient compte de tous ces propriétaires qui auront des doubles, triples contraintes par toutes ces servitudes ? Et, selon le rapport Lachenaie à la page 139, « il faut faire une distinction entre l'application de ce critère sur des terrains publics et son application sur des terrains privés. Si ce critère se justifie sur des terrains publics, il devient inacceptable et intolérable sur des terrains privés. »

De mon côté, l'offre que j'ai reçue d'Ultramar ne tient aucunement compte de cette caractéristique et c'est inconcevable. Ils ont les plans, ils le voient mais essayent toujours de tout avoir à meilleur coût.

La multiplicité de servitude pour un même propriétaire devrait être un facteur supplémentaire de compensation car en plus des contraintes différentes par servitude, c'est l'ensemble de la propriété qui se dévalue.

Étant donné que chaque servitude arrive avec ses normes et restrictions et qu'il est de plus en plus difficile pour un propriétaire de faire face et se rappeler de tous ceux-ci dans un environnement restreint. Donc, c'est de moins en moins gérable pour faire une agriculture adéquate.

La multiplicité demande aussi au propriétaire de synchroniser tous les propriétaires dominants (ayant une servitude selon le code civil) afin de faire des travaux ou obtenir des permissions. La triangulation devrait aussi être évitée car elle complexifie la multiplicité de



servitude en plus d'enclaver des parcelles de terrain. Nous ne devrions pas avoir à se débattre sur ce point.

Avec la loi de la Protection du territoire agricole qui empêche le morcellement lors de la vente, nous ne pouvons vendre des parcelles sans servitudes et ainsi augmenter la valeur moyenne de vente d'une terre. Le mode de compensation actuel ne tient pas compte de la dépréciation globale de la propriété. La multiplicité de servitude peut faire en sorte qu'une propriété devienne invendable faute d'acheteur. Le terrain risque alors devenir plus à vocation industrielle qu'agricole.

Le BAPE pourrait-il suggérer fortement au Gouvernement du Québec, d'ajouter dans sa loi sur les servitudes, que ce facteur soit compensé adéquatement selon un pourcentage de l'ensemble de la propriété selon le nombre de servitudes et la proportion touchée sur l'ensemble.

Il faut bien se dire qu'Ultramar passera en théorie qu'une seule fois (espérons !) sur notre terre alors que nous c'est plusieurs fois par année. C'est donc à Ultramar à s'adapter à l'agriculture. C'est d'ailleurs un point que nous débattons ardemment auprès de la Commission de la Protection du Territoire Agricole du Québec (CPTAQ).

Nous débattons aussi de la profondeur et la priorité de l'agriculture sur les terres agricoles protégées par la loi de la Protection du territoire agricole. Nous croyons qu'Ultramar, en bon citoyen respectueux de l'agriculture et des terres agricoles,



devraient placé son pipeline à une profondeur qui permettrait à l'agriculture de se faire sans restrictions, à la forêt et les érablières d'être exploités aussi sans restrictions.

Lorsque Ultramar dit qu'avec une servitude de 18 mètres ce n'est pas assez large, il ne faut pas oublié qu'au début il demandait une servitude de 23 mètres et un aire de travail de 10 mètres. Maintenant c'est une servitude de 18 mètres avec 15 mètres d'aire de travail, ils n'ont donc pas moins large pour travailler. Si Ultramar a besoin de plus large comme aire de travail pour enfouir le pipeline plus creux, qu'il le demande.

L'aire de travail n'étant requis que durant la période des travaux, nous pouvons aisément accéder à cette demande pour que nous n'ayons AUCUNE RESTRICTION SUR NOS TERRES.

Quoique puisse en dire Ultramar, il est incorrect de prétendre qu'à une profondeur de 1.2 mètres en terre agricole, qu'avec 40 cm de terre accessible que nous pouvons cultiver convenablement. Que ce soit au niveau du drainage, du nivellement, des réparations de drains, d'égouttement, de changement de conformation, de décompactions ou autres travaux tel que décrit dans le mémoire de l'apPAF (Association des Propriétaires Privés Agricoles Acéricoles et Forestiers), il est inconcevable d'avoir à gagner notre vie sur une terre qui nous occasionne autant de stress, d'inquiétude et ce au quotidien.

Comme notre ferme est en développement pour la production de grain à consommation humaine avec la caractéristique « grain santé » et comme actuellement, il n'existe pas de norme à ce niveau, nous sommes donc à risque que les normes changent et que nous soyons pénaliser lors de la vente de nos grains. Nous ne connaissons pas l'avenir dans ce domaine.



Le risque de fuites peut éradiquer la confiance du consommateur pour des produits sants cultivés sur une terre avec un pipeline et les normes pourraient faire en sorte de déclasser ces grains. Nous encourrons alors un manque à gagner qu'il sera très difficile et ardu de retrouver auprès d'Ultramar. Il est donc très difficile pour nous de vivre avec cette autre pression qui en va de notre rentabilité. Ultramar n'a jamais voulu confirmer qu'advenant ce cas, nous serions compenser pour cette perte de revenu. Comment pouvons-nous signer un contrat à perpétuité dans ces conditions ?

Ultramar prétendait lors des Audiences que la difficulté, c'est que les producteurs ne se rappèlent pas ou se trouvent exactement le pipeline. Peut-être trouve-t-il ça un avantage mais c'est un lourd inconvénient pouvant apporter d'énorme conséquence. Alors est-ce que ce sera le débat à savoir si c'est une faute lourde ou une faute intentionnelle ? Que ce soit l'un ou l'autre et même aucun de ceux-ci, nous n'avons pas les moyens comme citoyen de se défendre en loi contre une multinationale. À moins qu'un fond de défense par Ultramar soit prévu pour les citoyens s'il advenait une poursuite judiciaire, afin de se défendre convenablement.

Le changement de libellé de faute lourde à faute intentionnelle ne nous protège pas totalement. À l'article 5.8 de la convention de droit de propriété superficière et de servitudes, ce libellé devrait être biffé. Si la cause est criminelle, la loi existe. Il faudrait donc que cet article nous donne au minimum, l'immunité totale, ce qui serait rassurant pour nous et nos assureurs.

Ce qui me semble assuré dans ce projet, c'est sa rentabilité pour Ultramar. Lorsqu'on demande à Ultramar de s'engager, ils refusent car ils ne connaissent pas l'avenir. Comment



peuvent-t-ils nous demander de signer pour la perpétuité ? Ultramar fera des profits année après année. S'ils n'en font pas, ils pourront se retirer.

Pour nous les propriétaires, tout nous est imposé. Les conditions, les restrictions, les risques, les responsabilités, les devoirs, la façon de compenser, le prix etc... Tout et même la durée. C'est inconcevable lorsqu'on pense que c'est un projet d'abord et avant tout d'intérêt financier, pour des actionnaires d'une Compagnie américaine.

Lorsque Ultramar utilise la voie ferrée, elle paie chaque année, pourquoi ne paierait-t-elle pas aussi chaque année les propriétaires pour leur terrain. Ce qui serait plus équitable en plus de permettre de faire face aux éventualités non connues actuellement. Si le prix est fixe pour Ultramar envers les propriétaires, cela veut dire que seulement les propriétaires prennent des risques et subiront les inconvénients des nouvelles normes environnementales, alimentaires, structurales et sociales. **Le risque doit donc être partagé.** Le rapport Lachenaie fait aussi allusion à cette nécessité.

La façon qui nous semble la plus adéquate et qui est permise par l'ONÉ est la redevance annuelle révisée au 5 ans afin de tenir compte des frais supplémentaires et inconvénients et ainsi permettent de refaire des ajustements afin de partager ceux-ci.

La redevance annuelle devrait inclure en plus d'une forme de location de terrain, de partage des frais, une certaine participation au profit. Elle devrait aussi tenir compte non seulement de la valeur marchande du terrain mais aussi d'un montant fixe pour les inconvénients et qui pourraient être calculé selon le nombre de mètres linéaires de servitudes. Cette redevance devrait être en surplus d'un forfait de départ pour les dommages,



inconvénients durant les travaux ainsi que pour un droit d'utilisation du terrain. Si ce droit d'utilisation amène des restrictions quelconques, *il devrait être sur la base de vocation industriel*, au mètre carré car c'est cette industrie qui amène des restrictions.

*Nous pensons qu'un montant important doit être remis aux propriétaires pour compenser l'obligation car le terrain n'est pas à vendre et ce sont des conditions de vente qui ne sont pas équitables pour le propriétaire. **N'OUBLIONS PAS, QUE NOUS N'EN VOULONS PAS DE CE PIPELINE.***

En conclusion, nous espérons que vous lirez attentivement le rapport du BAPE sur le « Projet de gazoduc entre Lachenaie et le réseau PNGTS » car il est toujours d'actualité et surtout contient les efforts et réflexions de beaucoup de gens et les conclusions des Commissaires. Nous voyons qu'il y a peu d'évolution dans ces genres de projet malgré les critiques multiples.



Nous souhaitons que vous preniez notre point de vue en considération, car la protection de nos terres agricoles nous tient grandement à cœur et cela devrait passer avant le bien financier d'une Compagnie étrangère.

Ci-joint :

Annexe A : Article Le Coopérateur agricole

<http://www.lacoop.coop/coopérateur/articles/2007/04/p26.asp>

Annexe B : BST, événement 2005-2006 fichier : BST_2006_f.pdf

Annexe C : L'analyse des ruptures fichier : AnalysisRupturesTrend_f.pdf

Annexe D : Plan de la ferme, page suivante



its
 er
 es
 as
 ne
 ue
 ar
 le
 de
 de
 its
 er
 id.
 , à
 ut

Ferme Montaye Inc.

1196 Chemin Penin, St-Jean Chrysostome, Qc.
G6Z 2K9 Tél/Fax: 418-839-7636
Courrier électronique: montaye@videotron.ca



« Cette servitude devrait être un privilège accordé strictement à Pipeline St-Laurent pour le transport de ses produits. Elle devrait être ni transférable, ni monnayable. »

Qu'il en amortisse les frais sur leur produit comme ils font actuellement avec l'Ultratrain. Leur contrat avec le CN, peuvent-ils le vendre à profit ?

ANALYSE DES RUPTURES DANS LES PRINCIPAUX RÉSEAUX PIPELINIERS DU CANADA ET RELEVÉ DES TENDANCES

FRANCI JEGLIC
OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
CALGARY (CANADA)

Résumé

Le nombre de ruptures par année est un des critères utilisés par l'Office national de l'énergie (l'Office) pour mesurer le rendement en matière de sécurité des oléoducs et gazoducs de ressort fédéral.

Nous avons analysé cette mesure sur un intervalle de vingt, dix et cinq ans, en examinant les causes des ruptures, les cas d'inflammation, les décès, les blessures, l'âge des pipelines, les inspections internes et les interventions de sécurité par l'Office.

Quarante-six ruptures sont survenues au cours de la période de vingt ans, vingt-trois, pendant la période de dix ans, et sept, durant la période de cinq ans (Réf. 1 et 2) sur les 43 000 km de canalisations réglementées.

Le temps moyen écoulé entre l'implantation du pipeline et la rupture, dans le cas des mécanismes de rupture différée, est vingt-huit ans.

Au cours des vingt dernières années, les ruptures survenues sur des pipelines de ressort fédéral ont causé trois décès et quatorze blessures. La plupart des décès et des blessures étaient attribuables à des feux survenus lors de la rupture de gazoducs et de pipelines à haute pression de vapeur.

Les causes principales de rupture sont, par ordre

d'importance, la corrosion externe, la fissuration par corrosion sous tension (FCST) et les dommages par des tiers.

Les pipelines qui ont subi des ruptures dans les cinq dernières années étaient soumis à des inspections internes. Les outils d'inspection interne employés n'étaient pas en mesure de détecter correctement les défauts à l'origine des ruptures.

Des interventions réglementaires, telles que des enquêtes publiques, des ordonnances de l'Office et l'imposition d'exigences réglementaires supplémentaires, ont permis de réduire le nombre de ruptures attribuables à la cause particulière visée par l'intervention.

Le nombre de ruptures a diminué au cours des dix dernières années, ainsi que leurs conséquences sur le plan de la sécurité.

Mots clés

Oléoducs et gazoducs canadiens, ruptures de pipelines, causes des ruptures de pipelines, inflammation à la rupture d'un pipeline, décès et blessures causés par des ruptures de pipelines, âge des pipelines au moment de la rupture.

Introduction

La sécurité des pipelines est une question d'intérêt public de première importance. L'Office a la responsabilité d'assurer que les sociétés respectent les règlements qui visent à protéger la sécurité des personnes, lors de la conception, la construction, l'exploitation, l'entretien et la cessation d'exploitation des pipelines.

Un des buts de l'Office est de faire en sorte que les pipelines qu'il réglemente soient sécuritaires.

Le nombre de ruptures de pipelines par année est le critère en fonction duquel l'Office mesure les progrès accomplis dans la poursuite de ce but.

L'analyse des ruptures de pipelines vise à examiner le lien entre les ruptures et des facteurs comme les causes de rupture, l'âge, le nombre de ruptures provoquant des feux, les décès, les blessures et les inspections internes, ainsi qu'à mettre cette information en corrélation avec les interventions de l'Office.

L'analyse tente de cerner les tendances liées aux ruptures de pipelines et l'incidence des interventions réglementaires sur le nombre de ruptures. Les conclusions dégagées de l'analyse pourraient servir à guider les futures initiatives réglementaires visant à rehausser la sécurité des pipelines.

Pour cerner les tendances en matière de ruptures, il faut analyser l'évolution du nombre de ruptures sur une période de plusieurs années. Cette analyse a été faite pour des intervalles de cinq, dix et vingt ans afin de dégager les tendances à court et à long termes.

Terminologie

Liquides à HPV – hydrocarbures ayant une pression de vapeur excédant 100 kPa (absolu) à une température de 38°C.

Blessure – lésion mineure ou majeure au corps humain, n'incluant pas les décès.

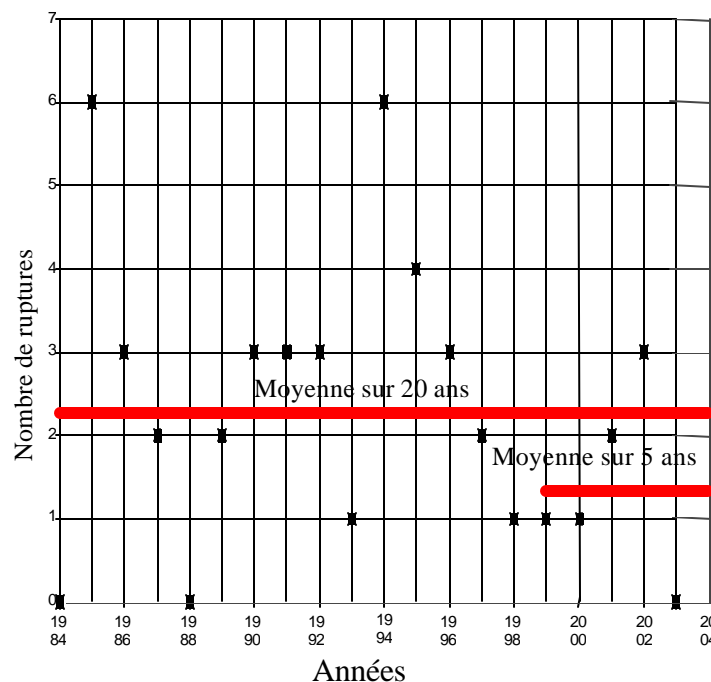
Liquides à BPV – hydrocarbures ayant une pression de vapeur de 100 kPa ou moins à une température de 38°C.

Rupture – perte de confinement qui nuit immédiatement à l'exploitation du pipeline.

Nombre de ruptures

Au cours de la période de vingt ans comprise entre le 1^{er} janvier 1984 et le 31 décembre 2003, quarante-six ruptures sont survenues sur des pipelines réglementés par l'ONÉ. La figure 1 présente la distribution annuelle du nombre de ruptures; celle-ci semble être aléatoire.

Figure 1 – Nombre de ruptures par année



L'Office national de l'énergie s'est fixé un objectif de zéro rupture par année. Cet objectif a été atteint trois fois, soit en 1984, en 1988 et en 2003.

Le nombre moyen de ruptures par année se chiffre à 2,3 ruptures pour l'intervalle de vingt ans et 1,4 rupture pour les cinq dernières années (du 1^{er} janvier 1999 au 31 décembre 2003). La figure 1

montre également la différence entre les moyennes annuelles à court terme et à long terme.

Les pipelines réglementés transportent divers types d'hydrocarbures. En cas de rupture, les conséquences sur le plan de la sécurité varient selon le type de fluide transporté. Le tableau 1 indique le nombre de ruptures, ventilées par type de fluide, pour les vingt dernières années.

Tableau 1 – Nombre de ruptures selon le fluide transporté

Pipeline	Gaz non acide	Gaz acide	Liquides à HPV	Liquides à BPV	Total
Ruptures	21	6	5	14	46

Comme on le voit dans le tableau 1, au cours des vingt dernières années, il y a eu nettement plus de ruptures de gazoducs (vingt-sept) que de ruptures de pipelines transportant des liquides (dix-neuf).

Le nombre normalisé annuel de ruptures par millier de kilomètres est plus élevé pour les réseaux de transport de liquides que pour les réseaux de gazoducs, comme le montre le tableau 2.

Dans les cinq dernières années, la tendance de vingt ans s'est inversée : il y a eu plus de ruptures de pipelines de transport de liquides (quatre) que de gazoducs (trois).

Tableau 2 – Nombre de ruptures selon le type de réseau

Fluide transporté	Nombre de ruptures	Longueur des réseaux (km)	Nombre de ruptures / 1 000 km / année
Gaz	27	27 800	0,049
Liquides	19	15 200	0,063

On a observé que trente-huit des quarante-six ruptures sont survenues sur les réseaux pipeliniers à grand diamètre réglementés par l'ONÉ.

Causes des ruptures

Les causes à l'origine des ruptures peuvent être classées en deux catégories selon le temps requis pour qu'une condition de rupture se développe :

Immédiate	Rupture qui se produit en même temps que l'événement qui en est la cause (p. ex., dommages par des tiers ou phénomène naturel causant la défaillance immédiate du pipeline).
Différée	Rupture qui résulte de la détérioration continue des matériaux du pipeline au fil du temps (p. ex., corrosion ou fissuration par corrosion sous tension).

Soixante-dix pour cent (trente-deux) des ruptures survenues au cours des vingt dernières années étaient des ruptures différées, c'est-à-dire que les causes à l'origine de ces ruptures étaient fonction du temps. Une inspection interne peut déceler la croissance d'un défaut qui se développe avec le temps. Des méthodes différentes sont utilisées pour prévenir les ruptures immédiates.

Le tableau 3 présente un sommaire des causes de rupture de pipelines au cours des vingt dernières années.

Tableau 3 – Nombre de ruptures selon la cause

Cause	Nombre de ruptures
Corrosion externe	13 *
Fissuration par corrosion sous tension	10 *
Dommages par des tiers	8 **
Phénomènes naturels	4
Exploitation	3
Défaut des matériaux	2 *
Fatigue	2 *
Autre cause	4

* rupture différée

** rupture différée ou immédiate

D'après le tableau 3, il y a trois causes principales de rupture (comptant pour trente et une des ruptures) : la corrosion externe, la FCST et les dommages par des tiers. La rubrique « autre cause » du tableau 3 comprend la fissuration par l'hydrogène, la fissuration induite par sulfure et la fissuration des joints.

Comme on le voit dans le tableau 4, qui traite des causes principales de rupture, la distribution des causes de rupture dans la première décennie est fort différente de celle dans la deuxième décennie de la période étudiée.

Tableau 4 – Nombre de ruptures par décennie

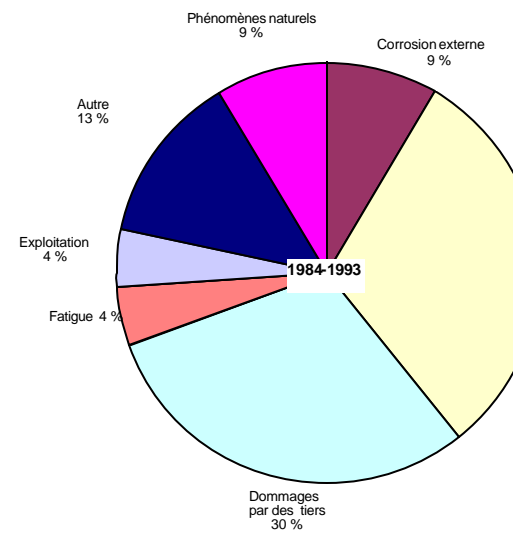
Cause	1 ^{er} janvier 1984 au 31 décembre 1993	1 ^{er} janvier 1994 au 31 décembre 2003
Corrosion externe	2 *	11 *
Fissuration par corrosion sous tension	7 *	3 *
Dommages par des tiers	7	1 *

* rupture différée

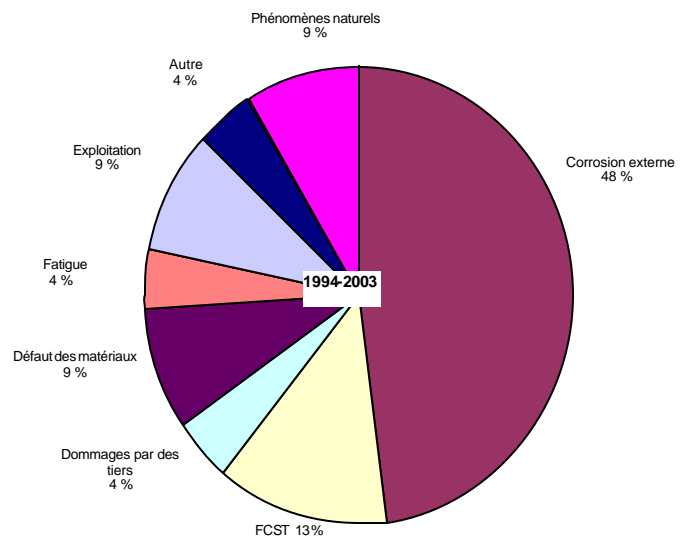
Tous les pipelines qui ont subi des ruptures dans la deuxième décennie (1994 – 2003) étaient en exploitation durant la première décennie (1984 – 1993).

Figure 2 – Causes de rupture, par décennie

Première décennie



Deuxième décennie



Dans la deuxième décennie, le nombre de ruptures causées par la corrosion externe a sensiblement augmenté, tandis que les ruptures attribuables à la fissuration par corrosion sous tension et les dommages par des tiers ont diminué en nombre.

Dans les dix dernières années, onze des vingt-trois ruptures survenues étaient causées par la corrosion externe.

Sept ruptures sont survenues dans les cinq dernières années : trois d'entre elles étaient attribuables à la corrosion externe, deux, à des défauts des matériaux (lamination et points durs), une, à la FCST, et une, à des dommages par des tiers. Il s'agissait toutes de ruptures différées, même dans le cas des dommages par des tiers.

Dans les deux dernières années, aucune rupture due à la corrosion n'a été signalée. Ceci peut tenir à l'adoption de programmes de gestion de l'intégrité axés sur la prévention des ruptures causées par la corrosion.

Âge des pipelines au moment de la rupture

La figure 3 illustre le lien entre les ruptures, l'âge du pipeline et la cause de rupture.

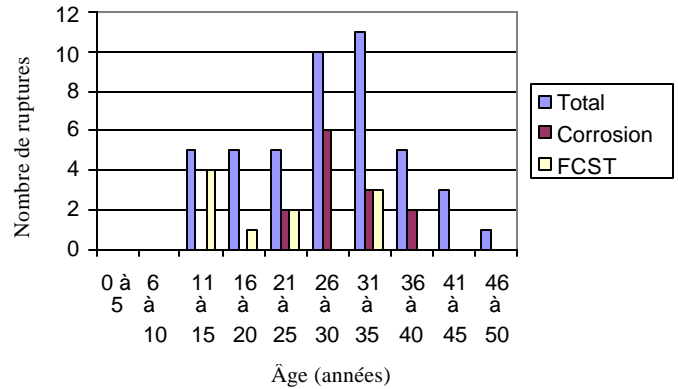
L'« âge du pipeline » s'entend du nombre d'années d'exploitation entre l'année d'implantation et l'année où la rupture se produit.

La figure 3 montre également le nombre de ruptures dues aux principales causes de rupture différée, soit la FCST et la corrosion externe.

Il est intéressant de noter qu'aucune rupture n'a été relevée dans le cas de pipelines qui étaient exploités depuis moins de douze ans.

L'absence de ruptures sur des pipelines neufs peut tenir à divers facteurs, dont la qualité des matériaux, les méthodes de construction et l'efficacité des essais sous pression.

Figure 3 – Nombre de ruptures, selon l'âge du pipeline et la cause



Dans les tableaux qui suivent, les principaux mécanismes de rupture différée sont analysés en fonction de la cause, du temps avant rupture et du type de revêtement.

Tableau 5 – Temps avant rupture - défauts dus à la FCST et à la corrosion externe

Cause	Temps moyen avant rupture (années)	Temps le plus court avant rupture (années)	Nombre de ruptures
FCST	21	13	10
Corrosion externe	30	22	13

Le tableau 5 révèle que le temps moyen avant rupture pour des défauts liés à la corrosion externe est nettement plus long que pour des défauts dus à la FCST. Ceci vaut également pour le temps le plus court avant rupture.

Un des nombreux facteurs qui contribuent à la croissance des défauts liés à la FCST ou à la corrosion est le type de revêtement. Les vingt-trois ruptures imputées à la FCST et à la corrosion se sont produites sur des pipelines ayant un revêtement de ruban ou d'asphalte. De plus, d'après le tableau 6, la majorité des ruptures (seize) attribuables à la FCST et à la corrosion sont survenues sur des pipelines ayant un revêtement de ruban.

Tableau 6 – Nombre de ruptures selon le type de revêtement, pour les principales causes de rupture

Cause	Ruban		Asphalte	
	Nombre	Temps moyen avant rupture (années)	Nombre	Temps moyen avant rupture (années)
FCST	7	19	3	27
Corrosion externe	9	29	4	31
FCST et corrosion externe	16	25	7	29

Les données du tableau 6 indiquent que la FCST croît plus rapidement dans des tubes à revêtement de ruban que dans des tubes à revêtement d'asphalte.

Dans le cas de la corrosion externe, le type de revêtement, ruban ou asphalte, n'influence pas le temps moyen avant rupture.

Les données présentées dans les tableaux 5 et 6 se rapportent aux ruptures survenues au cours des vingt dernières années.

L'âge moyen des pipelines pour l'ensemble des ruptures différées survenues au cours de la période d'étude de vingt ans est vingt-huit ans; l'âge moyen des pipelines dans le cas des sept ruptures différées survenues dans les cinq dernières années est trente-huit ans.

Décès et blessures

L'impact des ruptures sur les gens est un indicateur du niveau de sécurité. Les conséquences des ruptures sur le plan de la sécurité peuvent être mesurées en fonction du nombre de décès et de blessures survenus au cours de la période à l'étude. Le tableau 7 présente un sommaire des décès et blessures survenus dans les vingt dernières années qui étaient directement attribuables à des ruptures de pipelines.

Tableau 7 – Nombre de décès et de blessures attribuables à des ruptures

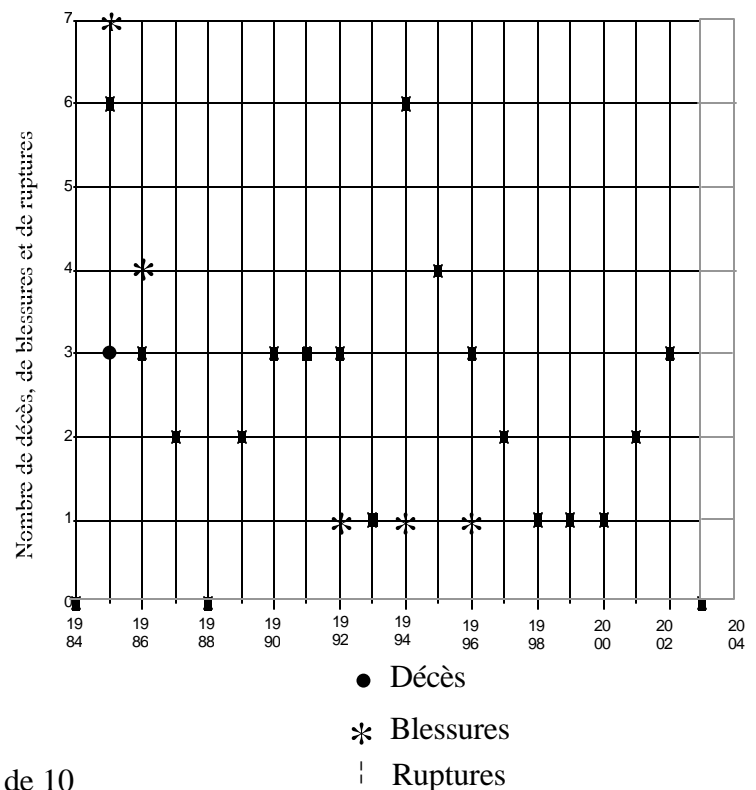
	Blessures subies par des employés	Blessures subies par le public	Décès d'employés	Décès de membres du public	Nombre total de blessures et de décès
Total	10	4	2	1	17

Au cours des vingt dernières années, trois décès et quatorze blessures ont été causés par sept ruptures. Statistiquement, il y a une chance sur quatre qu'une rupture causera une blessure et une chance sur vingt-trois qu'une rupture entraînera un décès. La plupart des décès et des blessures étaient dus à une erreur humaine.

Le tableau 7 révèle qu'il y a eu deux fois plus de décès et de blessures chez les employés des sociétés que dans le public.

Comme l'indique la figure 5, il n'y a pas eu de décès causés par des ruptures de pipelines au cours des dix-huit dernières années et il n'y a pas eu de blessures dues à des ruptures depuis sept ans.

Figure 5 – Nombre de décès, de blessures et de ruptures par année



Le tableau 8 établit un rapport entre le nombre de décès et de blessures survenus au cours des vingt dernières années, et le fluide transporté au moment où la rupture s'est produite.

Tableau 8 – Nombre de décès et de blessures, selon le fluide transporté

Nombre	Gaz non acide	Gaz acide	Liquides à HPV	Liquides à BPV	Tous les pipelines
Blessures	6	0	8	0	14
Décès	1	0	2	0	3
Total	7	0	10	0	17

Les dix-sept décès et blessures signalés ont été causés par la rupture de pipelines transportant du gaz non acide ou des liquides à HPV. Les ruptures de pipelines contenant des liquides à HPV ont causé dix décès et blessures. Les ruptures de pipelines transportant du gaz acide ou des liquides à BPV n'ont causé aucun décès ni blessure.

Les six ruptures survenues sur des pipelines de gaz acide n'ont pas entraîné de décès ou de blessures, bien que le gaz acide soit le produit le plus toxique qui soit transporté par des pipelines relevant de l'Office. Cela pourrait s'expliquer par le fait que les pipelines de gaz acide sont généralement des conduites de collecte situées dans des régions faiblement peuplées.

Cas d'inflammation

Quatorze des dix-sept décès et blessures observés au cours des vingt dernières années, soit 82 %, ont été causés par l'inflammation des hydrocarbures rejetés au moment des ruptures.

Le tableau 9 présente un sommaire du nombre de ruptures provoquant des feux au cours des vingt dernières années, ventilées selon le fluide transporté.

Tableau 9 – Nombre de feux, selon le fluide transporté

	Gaz non acide	Gaz acide	Liquides à HPV	Liquides à BPV	Tous les pipelines
Nombre de ruptures	21	6	5	14	46
Nombre de feux	12	2	4	0	18
Pourcentage de ruptures avec feux	57	30	80	0	39
Blessures et décès	7	0	10	0	17

D'après le tableau, on constate que les ruptures de pipelines transportant des liquides à HPV sont le plus susceptibles de s'accompagner de feux (80 %) et que ces ruptures comptent pour le plus fort pourcentage de décès et de blessures (59 %). Les feux occasionnés par la rupture de pipelines de liquides à HPV sont la principale cause de décès et de blessures.

Seules les ruptures de gazoducs et de pipelines à HPV se sont enflammées. Au cours des vingt dernières années, il n'y a eu aucun feu provoqué par une rupture d'oléoduc.

Dans les cinq dernières années, une rupture de gazoduc s'est autoenflammée, mais elle n'a pas causé de décès ou de blessures. Les six autres ruptures n'ont pas provoqué de feux.

Inspection interne

L'effet de la mise en oeuvre de programmes de gestion de l'intégrité, notamment les inspections internes, a été examiné pour établir si ces initiatives avaient eu une incidence sur le nombre de ruptures survenues au cours des vingt dernières années.

D'une manière générale, les pipelines qui ont subi des ruptures pendant la première décennie, soit entre le 1^{er} janvier 1984 et le 31 décembre 1993, n'étaient pas soumis à des inspections internes au moyen d'outils électroniques à haute résolution.

Quatorze des vingt-trois ruptures observées de 1994 à 2003 sont survenues sur des pipelines qui avaient été soumis à des inspections internes faisant appel à divers outils électroniques. L'analyse des résultats des inspections internes en question révèle que :

- dans cinq cas, l'inspection n'avait relevé aucun défaut parce que l'outil employé n'était pas en mesure de déceler le défaut à l'origine de la rupture;
- dans sept cas, l'outil d'inspection interne avait décelé le défaut, mais celui-ci avait été jugé non critique;
- dans six cas, l'état de corrosion avait été jugé non critique;
- dans un cas, le défaut avait été mal diagnostiqué;
- dans un cas, le défaut avait été diagnostiqué après la rupture.

Ces constatations indiquent que le choix des outils d'inspection interne, ainsi que leurs capacités de détection, l'interprétation des données et l'évaluation de l'étendue des défauts, sont encore des domaines qu'il faut améliorer.

Les pipelines qui se sont rompus dans les cinq dernières années avaient tous fait l'objet d'inspections internes. Cependant, les outils employés n'étaient pas en mesure de déceler ou de diagnostiquer correctement le défaut qui avait entraîné la rupture du pipeline.

Les outils d'inspection interne employés de nos jours sont conçus pour déceler un type particulier de défauts. Pour des pipelines qui présentent plusieurs types de défauts, il faudrait utiliser divers outils d'inspection interne. En réponse à ce besoin, l'industrie conçoit des outils polyvalents ayant la capacité de déceler différentes sortes de défauts.

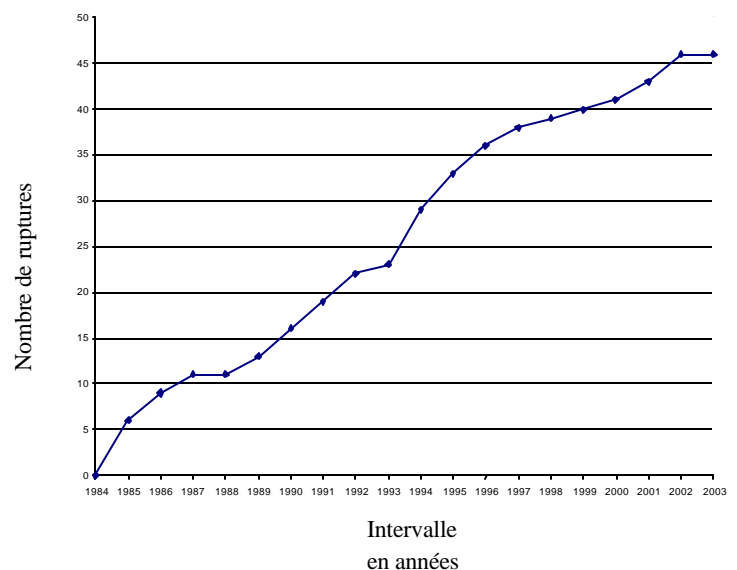
Le nombre normalisé de ruptures de 1994 à 2003 est inférieur à celui pour la période de 1984 à 1993. Il est douteux que cette baisse soit attribuable uniquement à l'emploi d'outils d'inspection interne,

puisque le nombre de ruptures causées par la corrosion s'est nettement accru entre 1994 et 2003. Le perfectionnement continu des moyens de détection des défauts et du traitement des données obtenues devrait se traduire par une baisse du nombre de ruptures.

Le *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* a imposé aux sociétés l'obligation d'élaborer et de mettre en oeuvre des programmes de gestion de l'intégrité. La mise en application de cette exigence devrait contribuer à faire baisser le nombre de ruptures de pipelines.

Le graphique cumulatif des ruptures présenté dans la figure 6 montre la fréquence des ruptures.

Figure 6 – Nombre cumulatif total de ruptures survenues de 1984 à 2003



Interventions réglementaires

Les interventions réglementaires sont des mesures prises par l'Office pour remédier à des problèmes précis. En ce qui concerne les ruptures, l'Office a eu recours à plusieurs interventions réglementaires pour enrayer des causes particulières de ruptures, à mesure que leurs conséquences étaient mises en lumière. Il ressort du rapport que ces interventions ont été fructueuses dans un grand nombre de cas pour ce qui est de réduire le nombre de ruptures

imputables à la cause visée par l'intervention. Voici des exemples de telles interventions :

Ordonnance concernant les points durs

Des points durs sont des défauts de fabrication où des zones localisées du tube présentent une dureté supérieure au matériau environnant. Avant 1983, plusieurs ruptures se sont produites à cause de la fissuration associée à des points durs. L'Office a rendu une ordonnance enjoignant les sociétés de remplacer les tronçons de pipelines où la présence de points durs était connue. Dans les vingt dernières années, une seule rupture a été attribuée à un point dur.

Enquête sur la fissuration aux joints de manchons

En 1986, l'Office a tenu une enquête publique sur un incident qui avait causé deux décès. Comme suite à cette enquête, l'Office a ordonné aux exploitants de pipelines de transport de liquides de repérer et de retirer les manchons défectueux à encerclement complet se trouvant dans leurs réseaux et de mettre au point des méthodes de soudage techniquement sûres pour réaliser des soudures sur des pipelines en exploitation. En réponse à ces directives, les sociétés réglementées ont repéré et remplacé les manchons défectueux et conçu de nouvelles procédures de soudage pour les joints vulnérables à la fissuration différée. Depuis 1986, aucune rupture aux joints de manchons à encerclement complet n'est survenue sur des pipelines réglementés par l'ONÉ.

Programme de sensibilisation publique concernant les dommages par des tiers.

Depuis 1990, il n'y a eu aucune rupture immédiate attribuable à des dommages par des tiers. Cela peut tenir à l'introduction de programmes obligatoires de sensibilisation publique par le biais du *Règlement de l'Office national de l'énergie sur le croisement de pipe-lines, partie II*, adopté en 1988.

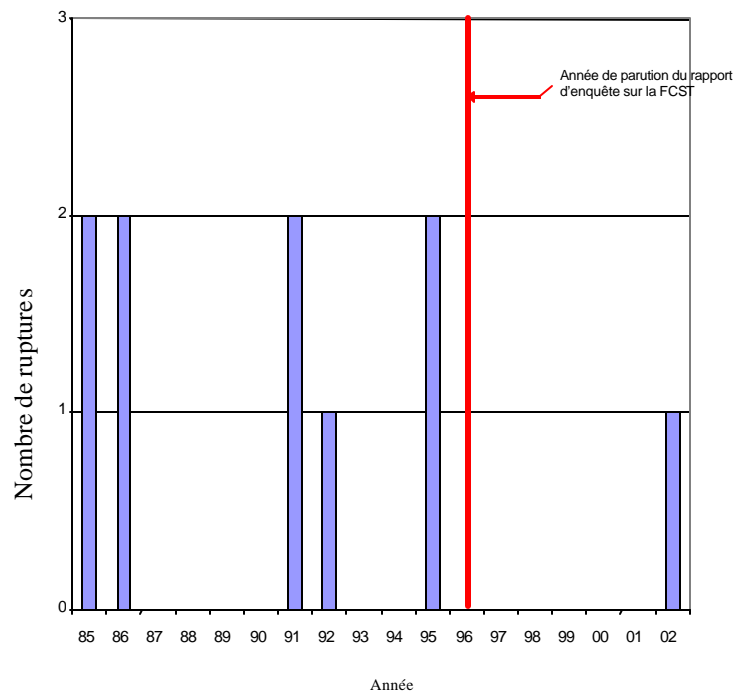
Enquête sur la fissuration par corrosion sous tension

En 1995, l'Office a constaté que le nombre de ruptures attribuables à la FCST était en hausse et il a mené une enquête publique à ce sujet. Dans son rapport d'enquête sur la FCST publié en 1996,

l'Office a émis un certain nombre de recommandations dont une demandait aux sociétés de repérer les zones de FCST et de prendre les mesures nécessaires pour maîtriser ou supprimer les cas graves de FCST relevés.

Au cours des sept années qui ont suivi la publication du rapport d'enquête, une seule rupture a été causée par la FCST. Ceci représente une moyenne de 0,14 rupture par année. Avant l'enquête, le nombre moyen de ruptures dues à la FCST atteignait 0,90 rupture par année. La figure 7 illustre l'impact de l'enquête sur la FCST quant au nombre de ruptures.

Figure 7 – Ruptures dues à la FCST survenues au cours des vingt dernières années



Sommaire des constatations

Les constatations suivantes se dégagent de l'étude :

- Le nombre de décès et de blessures causés par des ruptures est en baisse depuis les vingt dernières années (figure 5).
- Au cours des sept dernières années, aucun décès ni blessure n'a été causé par la rupture d'un pipeline (figure 5).
- Des ruptures provoquant des feux ont été la cause dominante de décès et de blessures (tableau 9).
- Les ruptures de pipelines transportant des liquides à HPV sont celles qui présentent les plus gros risques sur le plan de la sécurité (tableau 8).
- Les ruptures de pipelines transportant des liquides à BPV présentent le moins de risques pour la sécurité (tableau 8).
- Les défauts résultant de processus de détérioration différés sont les causes fondamentales des ruptures (tableau 3).
- Dans les dix et cinq dernières années, la corrosion a été la principale cause de rupture (tableau 4).
- Les interventions réglementaires, telles que les enquêtes, l'imposition de nouvelles exigences au moyen de règlements et les ordonnances, peuvent réduire le nombre de ruptures dues aux causes particulières visées par ces interventions (figure 7).
- Le rendement en matière de sécurité des pipelines réglementés par l'Office national de l'énergie s'améliore (figure 5).

Recommandations

Pour rehausser l'intégrité et la sécurité des pipelines, des améliorations s'imposent aux points de vue suivants :

- les programmes de gestion de l'intégrité des pipelines.
- le choix du revêtement de pipelines nouveaux ou réhabilités.
- la capacité de détection et la précision des outils d'inspection interne employés dans les pipelines actuels.

Conclusions

L'analyse a révélé que les interventions réglementaires font baisser le nombre de ruptures de pipelines. Les tendances observées au cours des vingt dernières années sont utiles pour orienter à l'avenir les efforts faits par l'Office et l'industrie pour réduire le nombre de ruptures.

Remerciements

Je remercie mes collègues à l'Office national de l'énergie pour l'aide qu'ils m'ont fournie dans la préparation de cette analyse.

Références

1. Office national de l'énergie. Gros plan sur la sécurité - Analyse comparative du bilan de sécurité des pipelines, janvier 2004.
2. Bureau de la sécurité des transports du Canada. Rapports d'enquête sur accident de pipeline, H001 à H0017.

Avis de non-responsabilité

Les points de vue, jugements, opinions et recommandations présentés dans ce document ne sont pas nécessairement ceux de l'Office national de l'énergie, de son président ou de ses membres, et l'Office n'est nullement tenu d'y souscrire.

Bureau de la sécurité des transports du Canada

Tableau 1
Événements de pipeline - décembre 2006

	Décembre			Cumulatif		
	2006	2005	2001-2005 Moyenne	2006	2005	2001-2005 Moyenne
Accidents						
Canalisation						
Dommages à des tiers	0	0	0	1	1	1
Mouvements de sol	0	0	0	0	0	0
Corrosion / Fissuration causée par l'environnement	0	0	0	0	0	0
Incendie / Inflammation / Explosion	0	0	0	0	1	1
Autres dommages et fuite	0	0	0	0	0	2
Total	0	0	0	1	2	5
Autres installations *						
Dommages à tiers	0	0	0	1	0	0
Mouvements du sol	0	0	0	0	0	0
Corrosion / Fissuration causée par l'environnement	0	0	0	0	0	0
Incendie / Inflammation / Explosion	0	0	1	6	3	7
Autres dommages et fuite	0	0	0	0	0	2
Total	0	0	1	7	3	11
Incidents						
Canalisation						
Dommages à des tiers / Aucune fuite	0	0	0	3	0	1
Mouvements du sol	0	0	0	0	3	1
Fuite non confinée	0	3	1	6	18	9
Autres	0	0	0	3	1	2
Total	0	3	2	12	22	13
Autres installations *						
Dommages à des tiers / Aucune fuite	0	0	0	0	0	0
Mouvements du sol	0	0	0	0	0	0
Fuite non confinée	3	3	3	44	53	35
Autres	0	0	0	1	4	4
Total	3	3	3	45	57	39

* Comprend les stations de compression, les stations de pompage, les stations de comptage, les usines de traitements du gaz et les autres installations connexes.

Les données, en date du 18 janvier 2006 sont préliminaires.

Les moyennes quinquennales ont été arrondies. Les totaux ne correspondent pas toujours à la somme des moyennes.