

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.

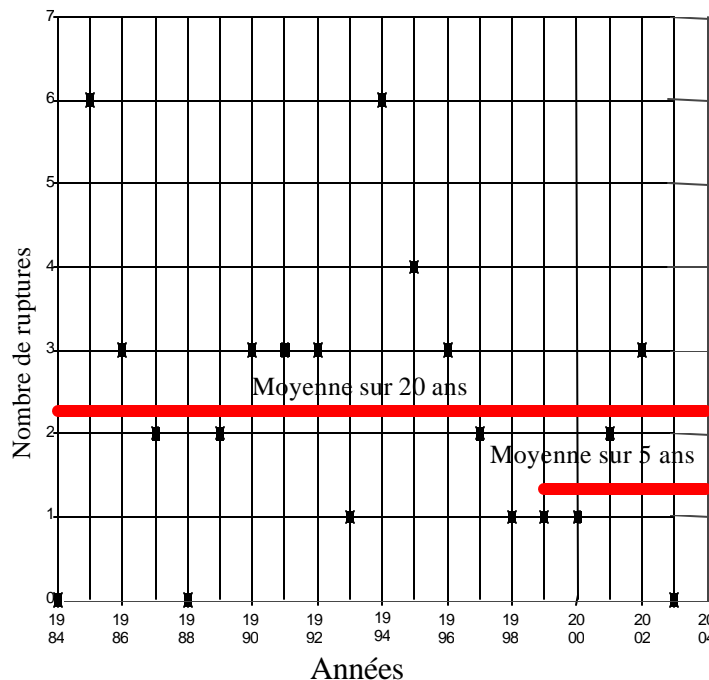
Liquides à BPV – hydrocarbures ayant une pression de vapeur de 100 kPa ou moins à une température de 38°C.

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

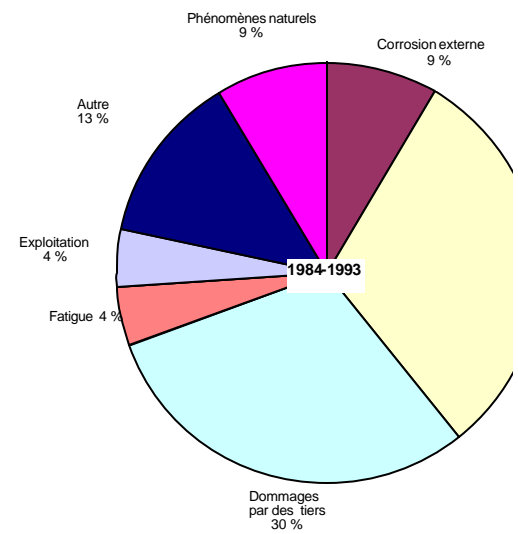
Cause	1 ^{er} janvier 1984 au 31 décembre 1993	1 ^{er} janvier 1994 au 31 décembre 2003
Corrosion externe	2 *	11 *
Fissuration par corrosion sous tension	7 *	3 *
Dommages par des tiers	7	1 *

* rupture différée

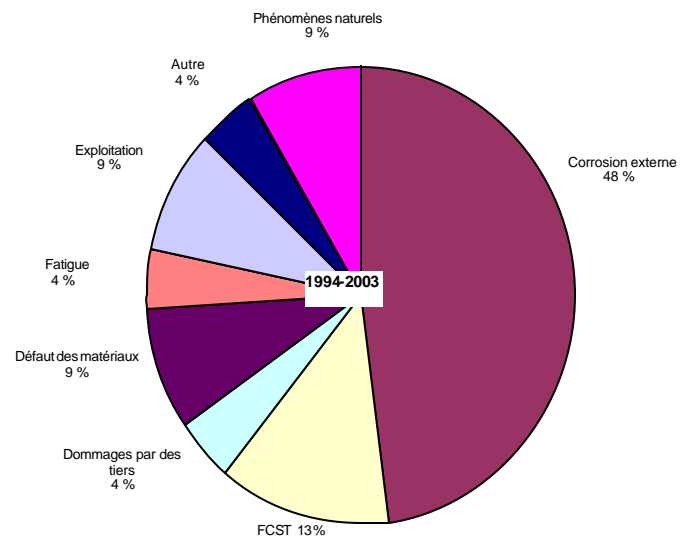
Tous les pipelines qui ont subi des ruptures dans la deuxième décennie (1994 – 2003) étaient en exploitation durant la première décennie (1984 – 1993).

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.

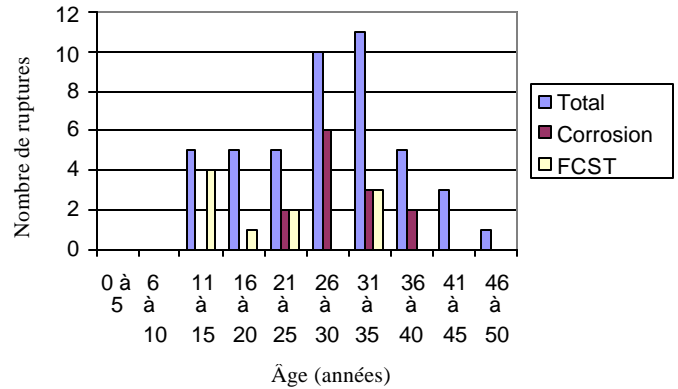
L'« âge du pipeline » s'entend du nombre d'années d'exploitation entre l'année d'implantation et l'année où la rupture se produit.

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

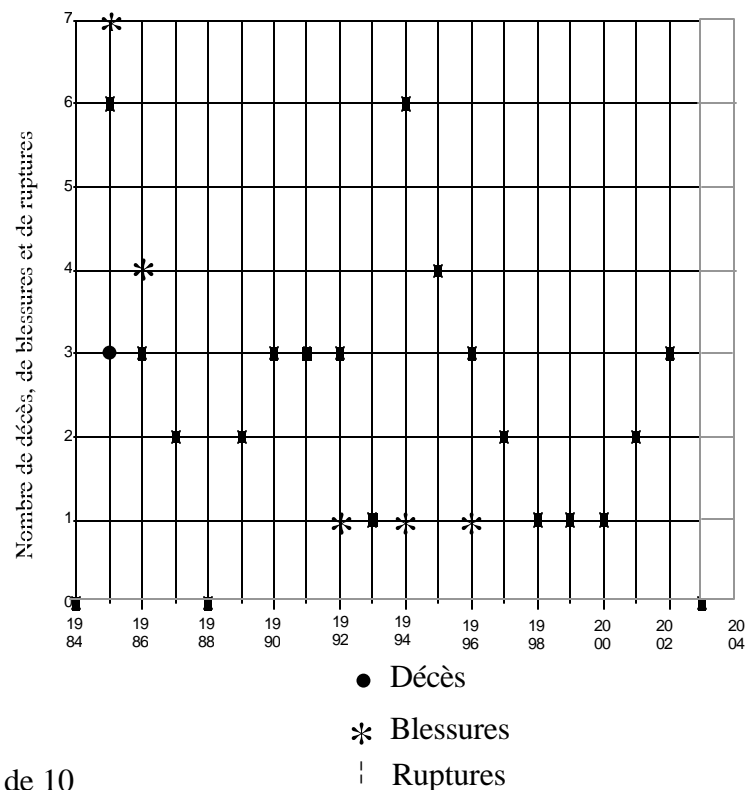
	Blessures subies par des employés	Blessures subies par le public	Décès d'employés	Décès de membres du public	Nombre total de blessures et de décès
Total	10	4	2	1	17

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.

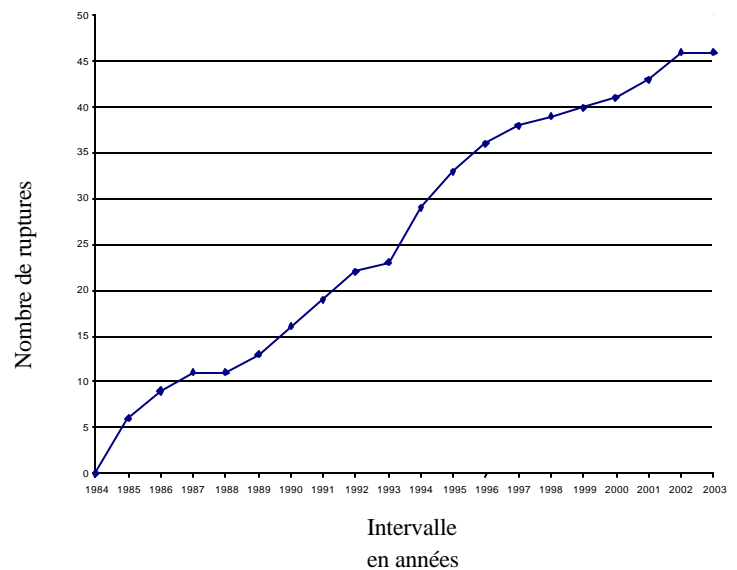
Le nombre normalisé de ruptures de 1994 à 2003 est inférieur à celui pour la période de 1984 à 1993. Il est douteux que cette baisse soit attribuable uniquement à l'emploi d'outils d'inspection interne,

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.

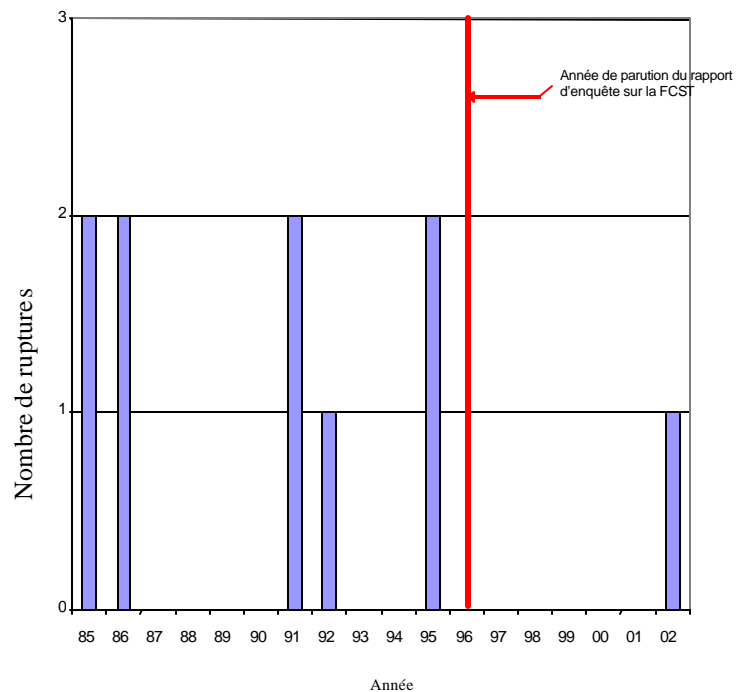
Enquête sur la fissuration par corrosion sous tension

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.