

Annexe 1

Liens internet

Rupture de pipeline :

<http://www.tsb.gc.ca/fr/reports/pipe/1996/p96h0012/p96h0012.asp> (Section 1.5) (Annexe 2)

http://www.neb-one.gc.ca/safety/PipelineRuptureData/PipelineRuptureData_f.xls
(Annexe 3)

http://www.one-neb.gc.ca/newsroom/speeches/1998/KWVContextPhysicalRegulationPipelinesIP C1998_06_09_f.htm (Figure 4 et 5) (Annexe 4)

http://www.tsb.gc.ca/fr/publications/annual_report/2005/report2004_2005.pdf
(p 22-23) (Annexe 5)

Annexe 2

1.5 Particularités du gazoduc

Les six canalisations sont enfouies à des profondeurs variant entre 1,5 m et 4,0 m dans du sol noir du Manitoba (constitué principalement de sol tchernozémiqque et de sol gleysolique). Ces sols sont de la variété des argiles de St. Norbert associés au bassin de la rivière Rouge et présentent un degré de perméabilité variant de bas à modéré.

Annexe 3

On trouve ci-dessous une liste des ruptures qui se sont produites sur des oléoducs et gazoducs assujettis à la réglementation fédérale. L'Office national de l'énergie y ajoutera des données passées au fur et à mesure de l'avancement des recherches dans les dossiers archivés. Les sociétés pipelinières réglementées sont invitées à nous faire part de toute donnée inexacte ou manquante. Les dénominations sociales des sociétés sont celles qui étaient en usage lors des ruptures. Il est possible qu'elles aient été modifiées depuis lors. Dans la mesure du possible, nous avons indiqué les dénominations actuelles entre crochets.

N° du Bureau de la sécurité des transports	N° d'incident	Société	Date	Secteur habité le plus proche	Province	Emplacement	Dénomination du pipeline	Date de construction	Produit	Cause primaire	Cause secondaire	Description sommaire
P02H0052	2002-052	TNPI	07-déc-02	St-Clet	QC	BM 29,5	Canalisation principale 10"	1952	Diesel	Fait l'objet d'une enquête du BST et de l'ONÉ		N'a pas causé l'inflammation du produit
P02H0024	2002-020	Westcoast	15-mai-02	Fort St. John	BC	BM 2,47	Fort St. John 18"	1957	Gaz acide	Autres causes	Exploitation inappropriée	N'a pas causé l'inflammation du produit
P02H0017	2002-015	TransCanada	14-avr-02	Brookdale	MB	VCP 31-3 + 5.539	Canalisation 100-3	1969	Gaz	Fissuration	Corrosion par fissuration sous tension	Inflammation Immédiate du produit
P01H0049	2001-064	Enbridge	29-sept-01	Binbrook	ON	BM 185,6	Canalisation 10	1972	Brut	Perte en métal	Perte en métal externe	Rejet de 50 m ³
P01H0004	2001-005	Enbridge	17-janv-01	Hardisty	AB	BM 110	Canalisation 3	1968	Brut	Fissuration	Fatigue	Rejet de 3 800 m ³
P00H0037	2000-030	Westcoast	07-août-00	Hope	BC	BM 569,9	Canalisation principale 30"	1957	Gaz	Matériaux -- fabrication ou construction	Corps de la canalisation défectueux	N'a pas causé l'inflammation du produit
P99H0021	1999-030	Enbridge	20-mai-99	Regina	SK	BM 444	Canalisation 3	1968	Brut	Fissuration	Fatigue	Rejet de 3 123 m ³
P98H0044	1998-073	Westcoast	08-déc-98	Kobes Creek	BC	10,72	Canalisation Kobes Creek	1958	Gaz acide	Autres causes	Exploitation inappropriée	A causé l'inflammation du produit

P97H0063	1997-083	TransCanada	02-déc-97	Cabri	SK	VCP 5-3 + 15,049 km, à environ 3 km au s.-o. de Cabri (Saskatchewan)	Canalisation 100-3	1969	Gaz	Perte en métal	Perte en métal externe	A causé l'inflammation du produit
P97H0024	1997-028	Westcoast	30-avr-97	Old Ft. St. John	BC	Vallée de la riv. Peace	Pipeline BM 20 Monias	1978	Gaz acide	Défaillance géotechnique	Glissement de terrain	A causé l'inflammation du produit
P96H0049	1996-064	TransCanada	11-déc-96	Stewart Lake	ON	VCP 52-1 + 0,701 km	Canalisation 100-1	1957	Gaz	Perte en métal	Perte en métal externe	Inflammation retardée
P96H0012	1996-014	TransCanada	15-avr-96	St. Norbert	MB	VCP 39-2 + 6 km	Canalisation 100-2	1962	Gaz	Fissuration	Fatigue	Inflammation retardée
P96H0008	1996-009	Enbridge	27-févr-96	Glenavon	SK	BM 506,7	Canalisation 3	1968	Brut	Perte en métal	Perte en métal externe	Rejet de 800 m ³
P95H0047	1995-061	Enbridge	13-nov-95	Langbank	SK	BM 548,86	Canalisation 3	1965	Brut	Fissuration	Fatigue	Rejet de 768 m ³
P95H0036	1995-046	TransCanada	29-juil-95	Rapid City	SK	SC. 30 + 0,250 km	Canalisation 100-4 et 100-3	1973	Gaz	Fissuration	Corrosion par fissuration sous tension	Inflammation immédiate - La chaleur a entraîné la rupture de la canalisation 3
P95H0023	1995-025	Enbridge	16-juin-95	Windthorst	SK	BM 518,87	Canalisation 3	1968	Condensat	Perte en métal	Perte en métal externe	
P95H0003	1995-004	TransCanada	04-févr-95	Vermilion Bay	ON	VCP 52 + 14,076 km	Canalisation 100-2	1973	Gaz	Fissuration	Corrosion par fissuration sous tension	Inflammation immédiate
P94H0049	1994-059	TransCanada	06-oct-94	Williamstown	ON	VCP 147-1 + 11,086	Canalisation 100-1	1957	Gaz	Perte en métal	Perte en métal externe	N'a pas causé l'inflammation du produit
P94H0048	1994-057	Enbridge	03-oct-94	St. Leon	MB	BM 717,32	Canalisation 2	1963	Pétr. et prod.	Autres causes	Exploitation inappropriée	Rejet de 4 000 m ³
P94H0036	1994-045	TransCanada	23-juil-94	Latchford	ON	VCP 110 + 22,1 km	Canalisation 100-2	1972	Gaz	Perte en métal	Perte en métal externe	A causé l'inflammation du produit
	1994-036	Westcoast	25-avr-94	Rigel	BC	BM 1,15	Pipeline Rigel	1962	Gaz acide	Défaillance géotechnique	Glissement de terrain	N'a pas causé l'inflammation du produit

P94H0018	1994-016	Amoco (BP Canada)	10-mai-94	Regina	SK	Term. div. de Regina BM 445	Pipeline Cochin	1977	Éthane et propane	Autres causes	Incendie	L'incendie qui a éclaté à la pompe défectueuse s'est propagé sur la canalisation principale et a causé sa rupture
P94H0003	1994-008	Foothills	15-févr-94	Maple Creek	SK	BK 66,041	Canalisation principale	1982	Gaz	Fissuration	Fissuration induite par l'hydrogène	A causé l'inflammation du produit
P93H0007	1993-057	Westcoast	13-mai-93	Fort St. John	BC	BM 7,07	Milligan P.J. Line	1969	Gaz acide	Agent externe	Entrepreneur de la société	Rupture retardée résultant des dommages de 1988
P92T0005	1992-168	TransCanada	15-juil-92	Potter	ON	VCP 102 + 6,2 km	Canalisation 100-2	1973	Gaz	Fissuration	Corrosion par fissuration sous tension	A causé l'inflammation du produit
	1992-001	IPL (Enbridge)	02-janv-92	Cromer	MB	Terminal Cromer	Canalisation 2		HPV	Perte en métal	Perte en métal interne	Rejet de 125 m ³

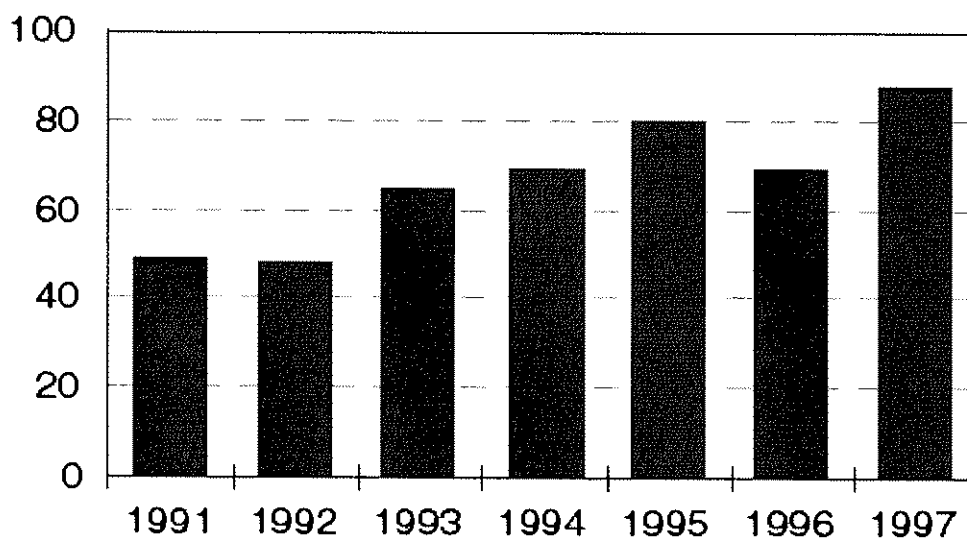
Le Pipeline Risk Data Dictionary a été utilisé pour décrire les cause primaire et secondaire des incidents lors de la compilation des données passées sur les ruptures. Tous les incidents ont été examinés en fonction des définitions du dictionnaire de manière à les appliquer à leur description initiale. Le but visé était d'assurer l'uniformité et non de remettre en cause les conclusions originales des enquêtes.

Il est possible que les renseignements concernant des incidents datant de plus de 10 ans ne répondent pas aux critères d'enquête actuels. Ils devraient donc être utilisés avec prudence.

Annexe 4

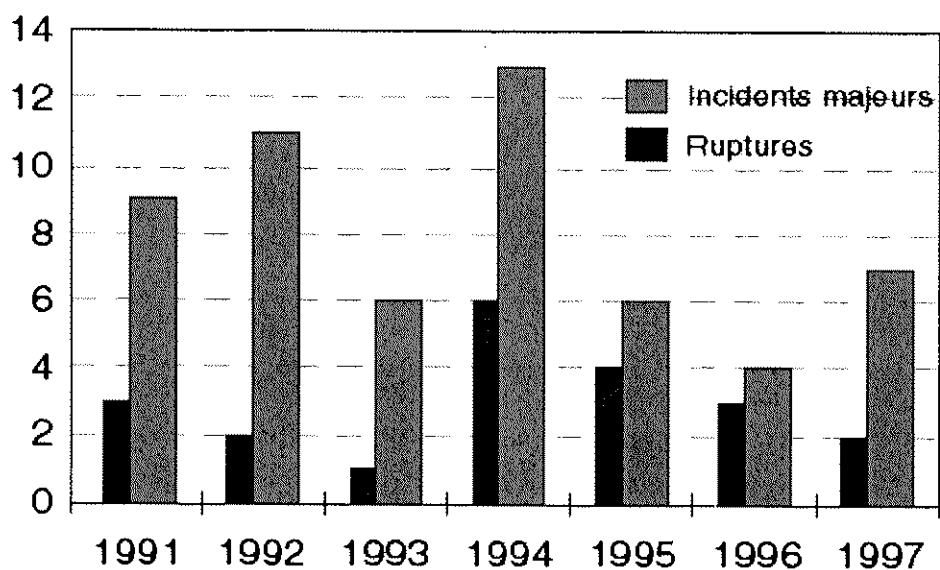
Impression que les taux de défaillance des pipelines ont augmenté et continueront d'augmenter

Figure 4 : Total des incidents rapportés sur les pipelines de ressort fédéral



Les données pour le Canada, qui sont illustrées sur les figures 4 et 5, montrent un accroissement du nombre total d'incidents, mais une diminution modérée des incidents majeurs et des ruptures.

Figure 5 : Incidents majeurs et ruptures sur les pipelines de ressort fédéral



Annexe 5

PIPELINE

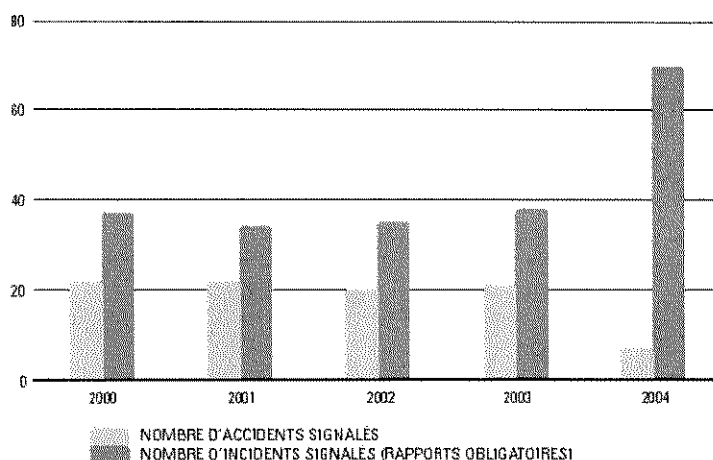
Statistiques et enquêtes

STATISTIQUES ANNUELLES

En 2004, 7 accidents de pipeline ont été signalés au BST, ce qui représente une baisse par rapport à 2003 (20) et à la moyenne annuelle de 1999 à 2003 (21). Tous les accidents de 2004 sont survenus à des installations comme des stations de pompage, des stations de compression ou des usines de traitement du gaz. On estime que les activités liées aux pipelines ont augmenté de 4 % par rapport à l'année dernière. Le taux d'accidents de pipeline a diminué à 0,5 accident par exajoule en 2004 contre 1,64 en 2003 et en moyenne 1,72 entre 1999 et 2003. Le dernier accident mortel de pipeline sous compétence fédérale s'est produit en 1988. Le dernier accident entraînant des blessures graves est survenu en 2000.

En 2004, 70 incidents de pipeline ont été signalés au BST en vertu des exigences de déclaration, soit davantage que les 38 de 2003 et que la moyenne quinquennale de 37. Parmi ces incidents, 81 % étaient attribuables à des fuites non confinées ou non contrôlées de petites quantités de gaz, de pétrole ou de produits à haute pression de vapeur.

FIGURE 6 – ÉVÉNEMENTS DE PIPELINE



* Aucune perte de vie par suite d'un accident de pipeline n'a été signalée depuis 1988.

**RAPPORTS D'ENQUÊTE SUR DES ÉVÉNEMENTS DE PIPELINE PUBLIÉS
EN 2004-2005**

DATE	ENDROIT	COMPAGNIE	ÉVÈNEMENT	RAPPORT
2000.12.28	East Hereford (Qc)	Gazoduc TQM Inc.	Évènement dans une station de compression	P00H0061
2002.04.14	Brookdale (Man.)	TransCanada Pipelines	Rupture d'un gazoduc	P02H0017

