

RAPPORT D'ENQUÊTE SUR ACCIDENT DE PIPELINE  
P96H0008

RUPTURE D'UN OLÉODUC

INTERPROVINCIAL PIPE LINE INC.  
CANALISATION 3, POTEAU MILLIAIRE 506,6830  
PRÈS DE GLENAVON (SASKATCHEWAN)  
27 FÉVRIER 1996





Le Bureau de la sécurité des transports du Canada (BST) a enquêté sur cet accident dans le seul but de promouvoir la sécurité des transports. Le Bureau n'est pas habilité à attribuer ni à déterminer les responsabilités civiles ou pénales.

## Rapport d'enquête sur accident de pipeline

### Rupture d'un oléoduc

Interprovincial Pipe Line Inc.  
Canalisation 3, poteau milliaire 506,6830  
près de Glenavon (Saskatchewan)  
27 février 1996

Rapport numéro P96H0008

### *Résumé*

À 6 h 19, heure normale des Rocheuses, le 27 février 1996, une canalisation de 864 millimètres de diamètre extérieur de l'Interprovincial Pipe Line Inc., désignée sous le nom de canalisation 3, s'est rompue à la hauteur du poteau milliaire 506,6830, près de Glenavon (Saskatchewan). Environ 800 mètres cubes (m<sup>3</sup>) (5 000 barils) de pétrole brut lourd se sont répandus et ont été captés par une dépression du terrain près du lieu de l'accident. Environ 600 m<sup>3</sup> (3 800 barils) de pétrole brut lourd (3 800 barils) ont été récupérés.

Le Bureau a déterminé que la rupture a été causée par une corrosion étroite sur la paroi extérieure dans l'axe de la conduite, adjacente et parallèle à un bourrelet longitudinal de soudure, dont la propagation a été assistée par la fissuration par corrosion sous tension en milieu à pH faible, et qui n'a pas été décelée par le programme permanent de contrôle de l'intégrité de la compagnie, appelé *Susceptibility Investigation Action Plan* (plan d'action pour évaluer la sensibilité de la canalisation 3).

*This report is also available in English.*



1.0	Renseignements de base .....	1
1.1	L'accident .....	1
1.2	Victimes .....	2
1.3	Dommages au matériel - perte de produit .....	2
1.4	Conditions météorologiques .....	3
1.5	Particularités de l'oléoduc.....	3
1.6	Exploitation de l'oléoduc.....	4
1.7	Protection cathodique de la canalisation 3 .....	5
1.8	Analyse du sol et de l'eau sur le lieu de l'accident.....	5
1.9	Essais métallurgiques de l'acier des canalisations.....	6
1.10	Fissuration par corrosion sous tension à pH faible .....	8
1.11	Revêtement extérieur de ruban de polyéthylène de la canalisation 3 .....	10
1.12	Analyse des produits de la corrosion et des résidus de ruban de polyéthylène.....	11
1.13	Ruptures, fuites et remplacements de conduite antérieurs sur la canalisation 3 .....	11
1.14	Plan d'action pour évaluer la sensibilité de la canalisation 3.....	12
1.15	Mesures prises après l'accident.....	14
2.0	Analyse .....	17
2.1	Introduction.....	17
2.2	Examen des faits .....	17
2.2.1	Plan d'action pour évaluer la sensibilité de la canalisation 3.....	17
2.2.2	Revêtement extérieur de ruban de polyéthylène et conditions environnementales .....	19
2.2.3	Fissuration par corrosion sous tension à pH faible sur la canalisation 3 .....	20
2.2.4	Autres mécanismes de fissuration assistée par l'environnement sur la canalisation 3 .....	20
2.2.5	Événements antérieurs sur le tronçon Glenavon-Langbank.....	21
2.2.6	Méthodes de nettoyage de l'extérieur des conduites.....	22
2.2.7	Mesures prises après l'événement .....	23

3.0	Conclusions .....	25
3.1	Faits établis .....	25
3.2	Cause .....	26
4.0	Mesures de sécurité .....	27
4.1	Mesures prises .....	27
4.1.1	Programmes de gestion de l'intégrité de l'IPL .....	27
4.2	Mesures à prendre .....	27
4.2.1	Corrosion étroite sur la paroi extérieure dans l'axe de la conduite .....	27
4.3	Préoccupations liées à la sécurité .....	28
4.3.1	Revêtements auto-adhésifs	

## 5.0 Annexes

Annexe A - Historique des ruptures, fuites et remplacements présents et antérieurs sur la canalisation 3 .....	29
Annexe B - Sigles et abréviations .....	31





## 1.0 Renseignements de base

### 1.1 L'accident

À 6 h 19 le 27 février 1996, une canalisation principale de 864 millimètres (mm) de diamètre extérieur (diamètre nominal de conduite de 34 pouces) d'un oléoduc de l'Interprovincial Pipe Line Inc. (IPL), désignée sous le nom de canalisation 3, connaît simultanément une perte de pression de service et une augmentation de l'écoulement du pétrole brut au niveau de la station de pompage de Glenavon, au poteau milliaire 504,722, près de la ville de Glenavon (Saskatchewan) et de la station de pompage de Langbank, au poteau milliaire 543,839, près de la ville de Langbank (Saskatchewan). Les stations de pompage de Glenavon et de Langbank sont commandées à distance 24 heures par jour et 7 jours par semaine par un opérateur du centre de contrôle (OCC), posté à Edmonton (Alberta). Habituellement, il n'y a pas de personnel sur place dans ces deux stations de pompage.

À 6 h 20, à partir du pupitre de commande du centre de contrôle d'Edmonton, l'OCC commande la fermeture d'urgence de toutes les stations de pompage de la canalisation 3, entre Hardisty (Alberta), poteau milliaire 109,019, et les installations d'une compagnie affiliée de Superior, au Wisconsin (États-Unis), poteau milliaire 1097,372, ce qui arrête complètement l'écoulement du pétrole brut dans la canalisation 3.

À 6 h 24, le centre de contrôle d'Edmonton avise la Gendarmerie royale du Canada (GRC) qu'une fuite semble s'être produite au niveau de l'oléoduc dans le secteur Glenavon-Langbank.

À 6 h 26, l'OCC commande à distance la fermeture des vannes de sectionnement situées à Odessa (Saskatchewan), au poteau milliaire 473,479, et à Langbank. Au même moment, des signaux de fermeture à distance sont envoyés aux vannes de sectionnement situées aux poteaux milliaires 504,860 et 543,980. À 6 h 29, le réseau de contrôle du système et d'acquisition des données (SCADA) de l'IPL confirme que toutes ces vannes sont fermées.

À 6 h 30, le système SCADA confirme que la canalisation 3 est fermée.

À 6 h 38, la gestion de la région du Centre de l'IPL est avisée qu'il semble y avoir une fuite.

À 6 h 40, le surveillant de l'entretien de l'IPL est mis au courant de l'accident et il envoie aussitôt sur place des vérificateurs et du personnel de confinement de l'IPL des stations de pompage de Regina et de Glenavon.

À 8 h 45, les employés de la compagnie découvrent la fuite au poteau milliaire 506,6830, à environ 3 km en aval de la station de pompage de Glenavon. Ils entreprennent aussitôt d'établir un périmètre de sécurité autour

---

<sup>1</sup> Toutes les heures sont exprimées en heure normale des Rocheuses (temps universel coordonné (UTC) moins sept heures), sauf indication contraire.

du lieu de l'accident. La vanne de sectionnement la plus rapprochée en amont de la rupture est située à la station de pompage de Glenavon, qui a été fermée à distance plus tôt par l'OCC, ce qui a réduit la quantité de pétrole brut vidangée. La vanne de sectionnement la plus proche en aval de la rupture est une vanne manuelle qui se trouve au poteau milliaire 531,0 et qui n'est pas fermée. En raison de la dénivellation de la canalisation à la hauteur de la vanne de sectionnement, l'IPL décide qu'il n'est pas nécessaire de fermer cette vanne pour éviter la vidange inutile de pétrole brut par la rupture. La deuxième vanne de sectionnement la plus proche en aval du lieu de la rupture se trouve à la station de pompage de Langbank, et elle a été précédemment fermée à distance par l'OCC.

À peu près au même moment, le surveillant de l'entretien donne les directives suivantes aux équipes d'entretien de l'IPL :

- i) limiter l'étendue de la contamination du pétrole brut déversé;
- ii) commencer les travaux de confinement et de récupération du pétrole brut;
- iii) commencer les travaux de stockage du pétrole brut déversé et de l'eau contaminée sur le lieu de l'accident dans des réservoirs de stockage portables et se préparer à les transporter ailleurs;
- iv) commencer à mobiliser l'équipe de réparation et à acheminer le matériel de réparation connexe sur le lieu de l'accident;
- v) réparer la canalisation rompue et commencer le nettoyage initial;
- vi) remettre le réseau de pipeline en état normal de fonctionnement le plus rapidement possible.

À 2 h 27 le 28 février 1996, environ 20 heures après les premières indications de l'accident, la canalisation 3 est remise en service normal.

### *1.2 Victimes*

Personne n'a été blessé à la suite de l'accident.

### *1.3 Dommages au matériel - perte de produit*

La canalisation 3 s'est rompue sur 1,760 m (environ 5,8 pieds) dans le sens de la longueur, à proximité d'un bourrelet longitudinal de soudure.

Environ 800 m<sup>3</sup> (5 000 barils) de pétrole brut lourd se sont déversés et environ 600 m<sup>3</sup> (3 800 barils) ont été récupérés. Le reste du pétrole déversé a contaminé le sol, et la neige et la glace qui entouraient le lieu de l'accident ont dû être transférés à un site d'enfouissement. Un relevé du sol a indiqué qu'environ 0,578 hectare (1,4 acre) de terres basses a été touché par le pétrole déversé. Puisque l'eau et le sol étaient gelés sur le lieu de l'accident et que le nettoyage initial a été terminé avant la fonte du printemps, l'IPL ne s'attendait pas à ce qu'il y ait d'impact à long terme sur les habitats des poissons, du bétail ou de la faune sauvage.

Des tronçons de conduite ont été enlevés en amont et en aval du lieu de l'accident. Une conduite de 11,565 m (environ 38 pieds) a ensuite été soudée en place sur la canalisation 3 à l'aide de raccords Weld-Plus. La conduite a été nettoyée au jet de sable puis recouverte par projection d'une couche de polyuréthane.

### *1.4 Conditions météorologiques*

Le matin de l'accident, le ciel était clair, la température était de moins 23 degrés Celsius et les vents étaient du nord-ouest de 20 à 25 km/h.

### *1.5 Particularités de l'oléoduc*

À l'endroit où s'est produit l'accident, l'IPL possède cinq canalisations disposées en parallèle. La canalisation 1 a un diamètre extérieur nominal de 508 mm (diamètre nominal de conduite de 20 pouces) et sert habituellement au transport des liquides de gaz naturel et des produits pétroliers raffinés; la canalisation 2 a un diamètre extérieur nominal de 610 mm (diamètre nominal de conduite de 24 pouces) et sert principalement au transport des pétroles bruts légers et moyens; la canalisation 3 a un diamètre extérieur nominal de 864 mm (diamètre nominal de conduite de 34 pouces) et transporte habituellement des pétroles bruts légers, moyens ou lourds; la canalisation 13, d'un diamètre extérieur nominal de 406,4 mm (diamètre nominal de conduite de 16 pouces), transporte surtout du pétrole brut léger; et finalement, la canalisation 1A est abandonnée. Les cinq canalisations sont enfouies dans du sol argileux et glaiseux brun-foncé parsemé de petites pierres ou de cailloux et de sable grossier, indicatif de dépôts morainiques à texture fine.

Directement en aval et en bordure du lieu de l'accident, un gazoduc de la Trans Gas Ltd. croise le réseau de canalisations de l'IPL. Environ 0,058 hectare (0,14 acre) de l'emprise de la Trans Gas Ltd. a été couvert de pétrole brut à la suite de l'accident.

La paroi de la canalisation 3 a une épaisseur nominale de 7,14 mm (0,28 pouce). La canalisation a été fabriquée en 1968 par la tuyauterie de la Stelco à Camrose (Alberta). Elle présente un bourrelet longitudinal qui a été soudé selon le procédé de soudage double à l'arc sous flux en poudre (DSAW) et est faite d'acier de nuance équivalente à 359 mégapascals (MPa) (correspondant à une nuance de conduite X-52 pour les conduites d'acier 5LX de l'American Petroleum Institute (API)). Le tronçon de la canalisation 3 qui s'est rompu a été construit en 1968 en tant que doublement 32; c'est à ce moment-là qu'on l'a recouvert d'une couche de ruban de polyéthylène auto-adhésif.

La section qui s'est rompue avait subi un essai hydrostatique en 1968, à une pression manométrique maximale de 6 189 kPa (environ 815 livres au pouce carré (lb/po<sup>2</sup>)), ce qui correspond à environ 95 p. 100 de la limite élastique minimale spécifiée. L'autorisation de mise en service livrée à l'IPL par l'Office national de l'énergie (ONE) prévoyait une pression manométrique maximale de service de 4 945 kPa (environ 650 lb/po<sup>2</sup>), ce qui correspond à 76 p. 100 de la limite élastique minimale spécifiée. Depuis sa construction, ce tronçon de la canalisation 3 n'a jamais fait l'objet d'autres essais hydrostatiques jusqu'au moment de l'accident.

Il y a déjà eu trois ruptures, une fuite et des réparations sur le tronçon de la canalisation 3 entre les stations de pompage de Glenavon et de Langbank, qui comprend le lieu de l'accident. Entre 1981 et la fin de 1995, l'IPL a excavé la conduite à 61 endroits pour examiner l'extérieur de la conduite. À la suite de ces excavations, diverses réparations ont été effectuées par l'IPL, allant du remplacement du revêtement extérieur à la pose de manchons de renforcement sur des joints qui s'étaient avérés non conformes aux normes en raison de la présence de corrosion externe du même type que celle qui a été trouvée sur le lieu de l'accident.

La rupture de la canalisation 3 n'a pas endommagé les canalisations 1, 2 et 13. La dernière patrouille aérienne effectuée par l'IPL au-dessus de ce tronçon du réseau avant l'accident remontait au 20 février 1996. Aucun problème n'avait été signalé à cette occasion.

### *1.6 Exploitation de l'oléoduc*

Au centre de contrôle d'Edmonton de l'IPL, on se fie à un certain nombre de données téléométriques envoyées des stations de pompage et de comptage par le réseau de téléométrie du SCADA de l'IPL pour déterminer les stratégies d'exploitation optimales pour ce qui est du déplacement à contrat de quantités d'hydrocarbures de l'Ouest du Canada. Ces hydrocarbures comprennent :

- i) des liquides de gaz naturel contenant un mélange de produits incluant le propane et le butane;
- ii) des produits pétroliers raffinés comme l'essence, le carburéacteur, le gazole et le mazout domestique;
- iii) du pétrole brut synthétique;
- iv) des condensats liquides;
- v) du pétrole brut léger, moyen et lourd.

Le réseau de l'IPL est subdivisé en régions, chacune sous le contrôle direct du centre de contrôle d'Edmonton. Le centre de contrôle d'Edmonton confère la responsabilité de chacune des trois canalisations principales de l'Ouest du Canada (c'est-à-dire les canalisations 1, 2 et 3) à un OCC. Dans le cadre du service, l'OCC de la canalisation 3 est aussi responsable de l'exploitation de la canalisation 4. Les trois OCC relèvent directement d'un OCC principal.

Le jour de l'accident et avant l'accident, l'OCC de la canalisation 3 n'a rien signalé d'anormal.

Un examen des données de téléométrie pour la journée en question révèle qu'avant la rupture, le débit de la canalisation de l'IPL était d'environ 4 755 m<sup>3</sup> à l'heure (29 900 barils à l'heure) de pétrole brut «Gibsons Blend». Tout avait fonctionné normalement au cours des 24 heures précédentes, et l'examen n'a révélé aucune anomalie.

### *1.7 Protection cathodique de la canalisation 3*

La protection cathodique de chacune des quatre canalisations est assurée par un système à courant imposé. Le système de distribution de la protection cathodique se trouve sur le terrain de la station de pompage de Glenavon.

Afin de déterminer l'efficacité du système de protection cathodique et d'assurer le respect de la norme minimale existante de 850 millivolts (mV) ( $\pm 100$  mV), le personnel de l'IPL et des contractuels effectuent des vérifications annuelles du système cathodique par points fixes rapprochés (*close survey*) à divers moments au cours de la durée de vie utile du réseau. Les registres des vérifications annuelles pour la période entre 1988 et 1994 indiquent qu'à l'endroit de la rupture, le courant était supérieur à la norme industrielle minimale.

### 1.8 *Analyse du sol et de l'eau sur le lieu de l'accident*

Quand ce tronçon du réseau de l'IPL a été construit en 1968, la canalisation a été enfouie dans le sol de manière à ce que le dessus de la conduite se trouve à une profondeur d'environ 0,9 m (3 pieds). De Glenavon à Langbank, le terrain sur lequel se trouve l'emprise du réseau de l'IPL était classé comme terre agricole.

L'analyse du sol et de l'eau souterraine prélevée sur le lieu de l'accident a révélé les caractéristiques suivantes :

- i) environnement riche en sulfates modérément salin et modérément calcaire;
- ii) les sels prédominants sont le gypse et l'hexahydrate, et il y avait du gypse dans tous les échantillons de sol prélevés;
- iii) le pH de l'eau du sol est compris entre 7,35 et 7,95, ce qui est légèrement alcalin et dans les valeurs de pH compatibles avec une solution quasi neutre, et est régulé par des carbonates;
- iv) les valeurs correspondantes de conductivité électrique de l'eau du sol varient entre 1,48 et 9,94 déci Siemens par mètre (dS/m);
- v) le lieu de l'accident se situe dans un dépôt morainique qui contient des lentilles sableuses poreuses chargées de sel dissous;
- vi) la quantité totale de sel dissous dans les lentilles sableuses se situe entre 950 et 6 360 milligrammes par litre (mg/L), avec une teneur très faible en sel de sodium;
- vii) le lieu de l'accident correspond à une zone de résurgence des eaux souterraines, qui est vraisemblablement un phénomène local;
- viii) la coloration du matériau constitutif du sol indique que le lieu n'est pas très anaérobie, même s'il y a signe d'activité bactériologique anaérobie.

La teneur élevée en sel dissous dans le sol sur le lieu de l'accident remonte à l'époque préhistorique. La couche de sel créée par l'évaporation des océans s'étend du nord de l'Alberta à l'extrémité sud-est de la Saskatchewan. Désignée à l'heure actuelle sous le nom de bassin salifère synclinal de Elk Point-Broadview, la couche de sel est la conséquence d'un épisode d'évaporation qui a touché la partie est du bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada durant la période mésodévonienne. Le dépôt d'évaporite des prairies se compose principalement de chlorure de sodium. Il repose sur une base constituée de dolomie minérale et est recouvert de calcaire dolomitique à base de carbonate. Les principaux constituants du dépôt d'évaporite des prairies sont la sylvine

(un chlorure naturel de potassium), l'anhydrite (un sulfate naturel anhydre de calcium) et la carnallite (un dérivé salin du chlorure de potassium).

### 1.9 *Essais métallurgiques de l'acier des canalisations*

La composition chimique et les propriétés mécaniques des sections de conduite enlevées de la canalisation 3, loin de l'endroit touché par la rupture, étaient conformes aux spécifications des conduites au moment de l'achat.

La rupture a été examinée par deux experts en métallurgie indépendants dont les services ont été retenus par l'IPL. L'analyse de l'acier autour de la rupture a indiqué que la conduite s'est rompue dans le bourrelet longitudinal sur une longueur de 1,87 m (environ 6,1 pieds). Le revêtement de ruban était ridé, mal ajointé et mal collé à certains endroits. Une fois le ruban enlevé, on a découvert qu'une bande de corrosion uniforme s'était formée sur le bourrelet longitudinal de la soudure et que la corrosion la plus importante correspondait au centre du point de rupture. Des essais non destructifs de la section qui s'est rompue ont permis de découvrir 27 petites colonies de fissures à moins de 150 mm du bourrelet longitudinal de la soudure, dont plusieurs dans la bande de corrosion de la conduite. Huit autres colonies de fissures similaires ont été découvertes dans les environs immédiats de la soudure circumférentielle en aval de la rupture. Toutes les fissures à l'intérieur des colonies étaient orientées dans l'axe de la canalisation. Plusieurs zones corrodées contenaient des colonies de fissuration par corrosion sous tension à pH faible (ou plus précisément à pH quasi neutre) peu profondes. On doit faire remarquer qu'on utilise l'expression «à pH faible» pour faire la distinction avec le type de fissuration par corrosion sous tension «à pH élevé» qu'on retrouve aux États-Unis.

Deux grandes surfaces plates correspondant aux zones de corrosion les plus profondes ont été découvertes sur la surface de rupture; elles présentaient des signes de corrosion intergranulaire de même que des fissures secondaires. L'analyse du matériel a indiqué que le mécanisme de fissuration prédominant était transgranulaire.

Le premier expert a conclu que la rupture était attribuable à l'action combinée d'une corrosion excessive et de fissures de fatigue au fond de piqûres de corrosion étroites et profondes, certaines ayant progressé jusqu'à 70 p. 100 de l'épaisseur de la paroi de la conduite. Juste avant que la rupture se produise, la paroi de la conduite n'avait plus que 0,6 mm d'épaisseur, comparativement à 7,14 mm initialement. Il en a donc conclu que la fissuration par corrosion sous tension était à l'origine de la fissuration, mais que le mode de propagation le plus probable était la corrosion par fatigue. Il en est venu à cette conclusion compte tenu de la présence de piqûres de corrosion vives, de la trajectoire relativement droite de la rupture et de l'absence de colonies de fissures par corrosion sous tension près de la rupture, surtout à l'origine de la rupture. Il a aussi fait remarquer que seules des colonies de fissures par corrosion sous tension transgranulaires peu profondes, propres à la fissuration transgranulaire en milieu à faible pH, ont été détectées et que la présence de fissuration par corrosion sous tension importante n'était pas confirmée.

Le deuxième expert a effectué une autre analyse métallurgique. Selon lui, il se peut que la surface de la conduite ait été déformée quelque peu par un nettoyage au jet de sable qui a été effectué avant le début du premier examen métallurgique, et que les particules abrasives ou le sable ait caché certaines fissures. Il a découvert, à une certaine distance du point d'amorçage, une colonie de fissures par corrosion sous tension qui comptait environ 75 fissures qui étaient sur le point de se regrouper. Au point d'amorçage, le plan de la rupture était constitué de plusieurs petites fissures parallèles qui s'unissaient par coalescence et grossissaient ensemble. Un examen métallurgique d'une section de conduite prélevée près du centre du point d'amorçage a permis de découvrir deux grosses fissures : une fissure principale et une fissure secondaire. La fissure principale n'avait pas beaucoup de ramifications alors que la fissure secondaire, qui s'est avérée du type transgranulaire, comportait des ramifications. L'examen d'une zone près de l'extrémité de la fissure de l'une des zones les moins corrodées a révélé qu'il s'agissait surtout d'une fissure transgranulaire sur le plan quasi clivage qui se transformait en fissure ductile dans la zone de surcharge. Il y avait peu de fissures multiples ou de ramifications des fissures.

Plusieurs observations faites au cours de ce deuxième examen métallurgique, notamment l'aspect transgranulaire sur le plan quasi clivage de la fissure, le fait que le plan de la rupture au point d'amorçage était constitué de fissures en coalescence et la présence de petites fissures sur la surface extérieure de la conduite près de la rupture, ont amené le deuxième expert à conclure que la rupture s'est produite sous l'action combinée d'une corrosion excessive et de fissuration par corrosion sous tension à pH faible.

### *1.10 Fissuration par corrosion sous tension à pH faible*

On sait maintenant que les canalisations en acier à basse teneur en carbone peuvent être affectées par la fissuration par corrosion sous tension à pH faible. On appelle ce type de phénomène un mécanisme de rupture progressive causé par l'interaction simultanée d'une contrainte de traction prolongée à la surface de la conduite

et d'un milieu corrosif. Dans le cas des canalisations en acier à basse teneur en carbone, les sols de carbonates ou de bicarbonates dans lesquels se trouve une solution acide très diluée de carbonate/bicarbonate, dans un environnement proche de la neutralité mais pas tout à fait neutre, causent une fissuration par corrosion sous tension «non classique». L'apparition de la fissuration par corrosion sous tension à pH faible dépend des conditions environnementales présentes, du type de revêtement extérieur de la conduite, du degré de protection cathodique et de la susceptibilité du matériau à la fissuration par corrosion sous tension à pH faible. Les alliages sont généralement plus sensibles à la fissuration par corrosion sous tension que les métaux purs.

Il ressort que la fissuration par corrosion sous tension à pH faible se caractérise par la propagation transgranulaire des fissures en raison d'une combinaison de facteurs, comme la dissolution et la fragilisation par l'hydrogène de l'acier en présence d'un milieu corrosif quasi neutre. Les facteurs qui contribuent à la fissuration par corrosion sous tension à pH faible englobent :

- i) une combinaison de contraintes de traction circonférentielles (causées par la pression interne de la matière en écoulement) et de contraintes de traction résiduelles (causées par le soudage par traitement thermique, le meulage ou les défauts d'assemblage) qui, ensemble, dépassent les limites de résistance à la fissuration;
- ii) un milieu corrosif quasi neutre qui entre en contact avec la surface de la conduite;
- iii) un potentiel électrochimique dans une gamme particulière à l'emplacement de la fissure;
- iv) des pressions internes fluctuantes.

Des travaux de recherche ont montré que, pour qu'il y ait fissuration par corrosion sous tension à pH faible, les quatre conditions doivent toutes être présentes, à des degrés appropriés. Étant donné que la surface extérieure de la conduite est soumise à des niveaux de contrainte maximums, sans tenir compte des effets des contraintes résiduelles et mécaniques, la fissuration par corrosion sous tension à pH faible apparaîtra et se développera sur la surface extérieure de la conduite, sous la forme d'un groupe dense de fissures indépendantes, très rapprochées les unes des autres, dans une zone définie. C'est ce qu'on appelle une «colonie de fissures». Une fois qu'une colonie de fissures a pris naissance, elle continue à croître et à se propager à la surface de la conduite, en plusieurs stades de développement, à un taux de croissance définissable dans le temps. Le cinquième facteur, le taux de croissance des fissures, devient le facteur déterminant quant à savoir si une rupture ou une fuite se produira sur la canalisation. En raison des variations dans la fréquence et les niveaux d'intensité des quatre autres facteurs mentionnés qui provoquent la fissuration par corrosion sous tension à pH faible, chaque colonie de fissures et chaque fissure individuelle à l'intérieur de la colonie croissent et se propagent chaque année d'un certain pourcentage de la surface et de la paroi de la conduite. Avec le temps, les fissures à l'intérieur d'une colonie coalescent par un mécanisme mécanique et environnemental et se rejoignent pour former une fissure critique, c'est-à-dire «une fissure suffisamment importante, d'une profondeur excédant 10 p. 100 de l'épaisseur de la paroi de la conduite». Le nombre de liaisons et la taille de ces liaisons entre les fissures déterminent s'il y aura rupture ou fuite. Ces facteurs étant liés entre eux, la valeur de chaque facteur déterminera à son tour la contrainte limite de chaque acier. Les travaux de recherche ont montré qu'en modifiant l'un ou l'autre de ces quatre facteurs, on pouvait réduire ou éliminer les risques de fissuration par corrosion sous tension à pH faible.



La sensibilité d'un acier à la fissuration par corrosion sous tension à pH faible est liée directement à la tendance du matériau à subir le phénomène de la fissuration par corrosion sous tension à pH faible, qui coïncide directement avec la pression de service d'un réseau de canalisations. Les recherches ont montré qu'une diminution du niveau et de la fréquence des fluctuations de pression interne attribuable à l'écoulement du produit dans la canalisation avait pour effet de réduire le taux d'amorçage et de propagation de la fissuration par corrosion sous tension à pH faible. En plus de réduire la pression de service du réseau de canalisations, on peut réduire la possibilité d'une rupture ou d'une fuite liée à la fissuration par corrosion sous tension à pH faible en adoptant une ou plusieurs des mesures correctives suivantes :

- i) le dépistage des fissures dans la canalisation par excavation et par essais non destructifs, surtout aux endroits propices à la fissuration;
- ii) la répétition d'essais hydrostatiques périodiques afin de détecter les tronçons ayant une structure inférieure;
- iii) la réduction ou l'élimination des fluctuations de pression interne, notamment lors du démarrage et de l'arrêt des opérations;
- iv) le maintien de la protection cathodique dans une gamme précise;
- v) l'examen régulier du revêtement interne afin de déterminer les zones où il y a détérioration ou détachement du revêtement, ou les deux;
- vi) la réduction ou l'élimination des risques de stagnation d'eau à proximité de la canalisation dans les régions humides mal drainées par la mise au point d'un modèle de sols localisé pour l'emprise des canalisations et applicable à tout le réseau.

Depuis 1989, l'IPL a parrainé une étude approfondie fondée sur un programme d'examen sur le terrain de la fissuration par corrosion sous tension en liaison avec ses autres activités d'entretien. Les résultats de cette étude ont montré qu'une quantité peu importante de fissuration par corrosion sous tension (des fissures dont la profondeur représente moins de 10 p. 100 de l'épaisseur de la paroi de la conduite) était présente à certains endroits sur la canalisation 3. Toutefois, comme aucune incidence de fissuration par corrosion sous tension importante (des fissures d'une profondeur supérieure à 10 p. 100 de l'épaisseur de la paroi de la conduite) n'a été trouvée, l'IPL a décidé qu'un programme de détection des fissures axé sur l'inspection interne sur place serait un meilleur moyen de gérer les fissures, quelles qu'en soient les causes.

### *1.11 Revêtement extérieur de ruban de polyéthylène de la canalisation 3*

Lors de la construction de la canalisation 3, l'extérieur de la conduite a été recouvert d'un revêtement de ruban de polyéthylène d'une épaisseur totale de 13 mils, dont 9 mils de ruban de polyéthylène et 4 mils de support auto-adhésif. Le ruban a été appliqué sur place avec un chevauchement de 1 pouce après que la surface de la conduite a été nettoyée à la brosse métallique pour enlever les incrustations.

Lors de la pose du support auto-adhésif, on s'est assuré que le bourrelet longitudinal de chaque section de conduite soit orienté entre les positions 3 heures et 9 heures. Pour ce qui est des coudes verticaux supérieurs et inférieurs, le bourrelet longitudinal était orienté dans l'axe neutre de la position 3 heures ou de la position 9

heures. Comme les bourrelets longitudinaux de la conduite étaient soudés selon le procédé de DSAW, le support auto-adhésif du revêtement extérieur avait tendance à se boursoufler tout le long du bourrelet longitudinal de la soudure et à laisser un espace étroit où il n'était pas en contact avec la surface de la conduite. Puisque les positions 3 heures et 9 heures sont les endroits où il y a le plus d'interaction entre la conduite et le sol (frottement exercé par le sol), en raison du mouvement de la conduite pendant le cours normal de l'exploitation, et sont donc les zones où les plus grandes contraintes sont exercées par le sol sur le revêtement extérieur, ce dernier a tendance à se détacher de la surface de la conduite. Une fois que le revêtement s'est détaché de la conduite, il est plus facile aux éléments environnants, comme les eaux souterraines, les bactéries et les minéraux présents dans le sol, d'avoir accès à la surface de la conduite et de migrer le long de la canalisation. En conséquence, l'IPL a modifié ses méthodes de construction des nouvelles conduites et des conduites de remplacement et n'oriente plus les bourrelets longitudinaux vers les positions de 3 heures et de 9 heures.

Même si le revêtement extérieur se détache surtout le long du bourrelet longitudinal sous l'action des contraintes exercées par le sol, l'IPL a découvert que le ruban du revêtement pouvait aussi se détacher sur presque toute la circonférence de la conduite plutôt qu'immédiatement au-dessus du bourrelet longitudinal, ce qui fait que la question devient un problème de corrosion généralisée.

### 1.12 *Analyse des produits de la corrosion et des résidus de ruban de polyéthylène*

L'examen des produits de la corrosion de la conduite et des résidus de ruban de polyéthylène qui ont été trouvés sur le lieu de l'accident a révélé la présence des éléments suivants :

- i) le gypse de précipitation (hydrate de sulfate de calcium) était l'élément dominant du résidu de ruban de polyéthylène;
- ii) le fer oxydé et le fer réduit étaient les principaux éléments des échantillons de corrosion de la conduite, les incrustations étant surtout composées de magnétite, de goethite et de sidérite;
- iii) le calcite de précipitation (carbonate de calcium) dominait les éléments retrouvés dans le sol à proximité de la conduite et dans les incrustations.

### 1.13 *Ruptures, fuites et remplacements de conduite antérieurs sur la canalisation 3*

Depuis 1989, la canalisation 3 du réseau de l'IPL a fait l'objet de cinq événements. Quatre de ces événements se sont produits dans les environs immédiats du lieu de l'accident, au poteau milliaire 506,6830, et un autre s'est produit au poteau milliaire 722,8. On a passé en revue les rapports des analyses métallurgiques effectuées lors des événements précédents pour voir si la fissuration par corrosion sous tension à pH faible avait été un facteur dans certains de ces événements (rapport technique n° LP 47/96 du BST). On a passé en revue les événements suivants ayant touché la canalisation 3 :

- i) poteau milliaire 478,87, 10 septembre 1994, rapport n° P94H0045 du BST;
- ii) poteau milliaire 518,87, 16 juin 1995, rapport n° P95H0023 du BST;
- iii) poteau milliaire 548,86, 13 novembre 1995, rapport n° P95H0047 du BST;
- iv) poteau milliaire 549,5, 9 janvier 1989, a fait l'objet d'une enquête de l'ONE;
- v) poteau milliaire 722,8, 17 octobre 1990, rapport n° P90H0036 du BST.

L'annexe A donne les détails sur le diamètre extérieur de la conduite, l'épaisseur de la paroi, l'emplacement du bourrelet longitudinal, l'emplacement de la rupture, le type de revêtement, la pression de service et l'épaisseur du reste de la paroi au moment de la rupture finale due à un effort excessif. D'après les données métallurgiques recueillies à la suite de ces événements, les modes métallurgiques de rupture suivants ont été identifiés :

- i) poteau milliaire 478,87 – un amincissement de la paroi attribuable à la corrosion généralisée de la surface a entraîné une fuite de produit;
- ii) poteau milliaire 518,87 – un amincissement extrême de la paroi attribuable à une corrosion généralisée de la conduite a entraîné la rupture de la canalisation (voir rapport n° P95H0023 du BST);
- iii) poteau milliaire 548,86 – des stries de fatigue ont été observées sur la surface de rupture de la canalisation (voir rapport n° P95H0047 du BST);

- iv) poteau milliaire 549,5 – des stries de fatigue ont été observées sur la surface de rupture de la canalisation;
- v) poteau milliaire 722,8 – on a déterminé qu'une fissure sous tension induite par sulfure avait été le mécanisme de rupture de la canalisation.

### 1.14 *Plan d'action pour évaluer la sensibilité de la canalisation 3*

À la suite d'une rupture liée à la corrosion survenue sur la canalisation 3 le 16 juin 1995, un programme approfondi intitulé *Susceptibility Investigation Action Plan* (SIAP - plan d'action pour évaluer la sensibilité de la canalisation 3) a été mis sur pied par l'IPL. Le plan d'action en question avait pour objet de déterminer si des modèles de corrosion semblables à ceux qui ont été relevés sur le lieu de l'accident du 16 juin 1995 existaient ailleurs sur le réseau de canalisations et, le cas échéant, de trouver le moyen de diminuer le risque qu'une rupture semblable se reproduise. La corrosion trouvée sur la canalisation 3 a une morphologie typique qui se présente sous la forme d'une perte de matériau étroite sur l'extérieur de la paroi dans l'axe de la conduite; de telles bandes de corrosion avaient déjà été détectées par une sonde magnétique lors d'une inspection interne de la canalisation 3. Cependant, les signaux de profondeur émis par ce genre de corrosion ont été, contrairement à la grande majorité des morphologies des surfaces corrodées, sous-estimés par les algorithmes d'interprétation des ordinateurs. Dans le cadre du programme d'élaboration d'un outil de détection des fissures par inspection interne des canalisations, deux éprouvettes ont été prélevées sur la conduite aux poteaux milliaires 506,09 et 507,92. Il n'y avait jamais eu de fuite à ces deux emplacements. Une analyse a néanmoins été effectuée sur les deux éprouvettes et les renseignements d'ordre métallurgique suivants ont été obtenus :

- i) au poteau milliaire 506,09, il semblait y avoir des colonies de fissuration par corrosion sous tension à la surface de la conduite, mais l'importante corrosion de surface a empêché que l'on puisse identifier avec certitude un mécanisme de fissuration quelconque;
- ii) au poteau milliaire 507,92, il y avait des colonies de fissuration par corrosion sous tension, mais on a conclu qu'une fissure dans le bord de la soudure était une fissure de fatigue.

Le SIAP de l'IPL a pour objet d'identifier tous les cas de corrosion étroite sur la paroi extérieure dans l'axe de la conduite (appelée *narrow, axial, external corrosion* en anglais ou NAEC) de la canalisation 3 entre Edmonton et Gretna (Manitoba) en réétalonnant les paramètres de mesure

de la profondeur des pertes en métal du dispositif d'inspection interne. L'élimination des risques de rupture associés à la NAEC est le principal objectif du SIAP de l'IPL, dont les grandes lignes sont les suivantes :

- i) définir les caractéristiques associées aux défaillances dues à la NAEC découvertes sous un revêtement de ruban de polyéthylène qui s'était détaché;
- ii) analyser la morphologie des pertes en métal à l'intérieur des bandes étroites de NAEC;
- iii) déterminer les conditions environnementales qui ont une incidence sur la vitesse de propagation de la corrosion, comme le type de sol, l'écoulement des eaux souterraines et la composition de l'électrolyte;
- iv) choisir les endroits qui peuvent être sensibles à pareille corrosion et qui ont été potentiellement sous-estimés par suite de l'analyse des résultats de quatre inspections internes effectuées en 1979, 1990, 1994 et 1994-1995;
- v) mener un programme d'excavation pour réduire les risques de rupture associés à la NAEC.

Dans le cadre du SIAP, on a comparé les résultats des inspections internes de 1979, de 1990 et de 1994 qui avaient été faites précisément pour identifier des problèmes de corrosion aux résultats de l'inspection interne de 1994-1995 qui avait été effectuée précisément pour identifier des fissures dans la canalisation. Les anomalies trouvées à la suite de ce travail de comparaison ont ensuite été évaluées à la lumière de l'évaluation de la corrosion et des exigences en matière de traitement pour la corrosion externe formulées dans les normes sur les canalisations de l'Association canadienne de normalisation (CSA).

En vigueur depuis 1994, l'édition actuelle de la norme CAN/CSA-Z662-94 de la CSA, intitulée *Réseaux de canalisations de pétrole ou de gaz*, à l'article 10.8.2 intitulé «Évaluation et traitement des piqûres de corrosion externes localisées sur les tubes», admet des piqûres de corrosion localisées dont la profondeur maximale atteint 80 p. 100 de l'épaisseur nominale de la paroi à condition de ne pas dépasser la longueur maximale admissible mesurée. Cette norme a les mêmes limites de corrosion que celles des éditions précédentes pour les oléoducs, notamment celles de la norme CAN/CSA-Z183-M86, en vigueur de 1986 à 1990, et de la norme CAN/CSA-Z183-M90, en vigueur de 1990 à 1994. Des éditions plus anciennes de la norme de la CSA étaient en vigueur en 1989 quand l'IPL a mis sur pied son programme d'inspections internes de la canalisation 3 pour découvrir les conduites corrodées et établir un programme de réparations. On peut calculer la longueur axiale maximale admissible pour la zone corrodée au moyen de l'équation présentée dans la norme de la CSA. En se conformant aux exigences de la norme, l'IPL a constaté que, dans bien des cas, les dommages causés par la corrosion sur la canalisation 3 excédaient les limites de longueur maximale établies par la norme de la CSA.

Comme les normes de la CSA sont considérées comme étant très conservatrices en ce qui a trait au calcul des critères de corrosion, quelques exploitants de pipelines utilisent la méthode de l'*Engineering Critical Assessment* (ECA - évaluation technique d'incident critique) permise par la norme de la CSA. En 1989, l'IPL a demandé et reçu de la CSA la permission d'utiliser la méthode de l'ECA au lieu des exigences prescrites à l'article 10.8.2 de la norme de la CSA. Cependant, l'ECA n'a pas été conçue pour s'appliquer aux fissures qui coïncident avec une perte en métal.

Pendant la phase 1995 du SIAP, tous les calculs de l'ECA effectués sur la canalisation 3 par l'IPL ont été faits sur des conduites enfouies après que la surface avait été inspectée pour voir si elle n'était pas fissurée. Les inspections n'avaient toutefois pas réussi à identifier l'emplacement de la rupture du 27 février 1996 comme un endroit qui devait être excavé. L'IPL n'accepte pas qu'il soit impossible d'évaluer la profondeur des fissures à l'aide de l'ECA appropriée; en 1995, elle était d'avis qu'il n'était pas nécessaire d'effectuer une évaluation de l'action combinée des fissures et des pertes en métal puisqu'aucune défaillance ni aucun événement similaire à celui de Glenavon n'avaient été découverts durant le programme de 1995.

D'autres programmes ont été mis sur pied par l'IPL pour étudier la vitesse de propagation de la corrosion et des fissures. Un autre programme avait pour objet de déterminer quels tronçons de la canalisation 3 devaient être vérifiés en premier, en fonction des fluctuations de pression. Ces programmes additionnels ont fait l'objet d'une étude plus détaillée dans le cadre du programme d'évaluation de la fiabilité opérationnelle de mars 1997.

### *1.15 Mesures prises après l'accident*

Le 29 février 1996, l'ONE a envoyé une lettre à l'IPL sur cet événement. Dans sa lettre, l'ONE a demandé à l'IPL de lui fournir des raisons valables de ne pas lui ordonner de prendre les mesures suivantes entre la station de pompage de Regina (poteau milliaire 437,58) en Saskatchewan et la station de pompage de Gretna (poteau milliaire 772,01) au Manitoba : réduire à 80 p. 100 du niveau approuvé par l'ONE la pression manométrique maximale de service; soumettre ce tronçon de la canalisation 3 à de nouveaux essais hydrostatiques conformément à la norme de la CSA; soumettre une évaluation de l'intégrité de la canalisation 3 et présenter les détails du nouveau programme d'essai et de l'évaluation de l'intégrité de la canalisation avant le 29 mars 1996.

Le 7 mars 1996, l'IPL a répondu qu'elle partageait les préoccupations que l'ONE avait exprimées dans sa lettre du 29 février 1996. Pour faire suite à ces préoccupations, l'IPL a pris les mesures suivantes qui visent 122,3 milles (environ 197 km) du réseau de l'IPL entre la station de pompage d'Odessa (poteau milliaire 473,47) en Saskatchewan et la station de pompage de Cromer (poteau milliaire 595,8) au Manitoba :

- i) mise en vigueur d'une restriction temporaire de la pression de service à 80 p. 100 de la pression manométrique maximale de service sur ce tronçon du réseau;
- ii) mise en place d'un nouveau programme d'essais hydrostatiques conforme aux exigences en matière d'essais pour la construction des nouveaux réseaux de canalisations contenues dans la

norme CAN/CSA-Z662-94 de la CSA intitulée *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz*, pour ce tronçon de la canalisation;

- iii) exécution d'inspections internes supplémentaires sur ce tronçon de la canalisation;
- iv) poursuite des travaux d'excavation sur ce tronçon de la canalisation pour confirmer l'acceptabilité des données d'inspections internes;
- v) mise sur pied d'un programme d'évaluation de la fiabilité d'exploitation portant sur la gestion à long terme de l'intégrité de la canalisation 3 et dépôt des détails du programme avant le 29 mars 1996.

Le 14 mars 1996, en réaction à la lettre du 7 mars 1996 de l'IPL, l'ONE a ordonné à l'IPL de donner suite aux préoccupations de l'ONE en matière de sécurité et d'environnement concernant les 122,3 milles du réseau de canalisations entre les stations de pompage d'Odessa et de Cromer en prenant les mesures suivantes :

- i) réduire la pression manométrique maximale de service à 80 p. 100 des niveaux autorisés;
- ii) faire de nouveaux essais hydrostatiques pour la canalisation et déposer les résultats auprès de l'ONE;
- iii) évaluer l'intégrité de la canalisation.

L'ONE a ordonné à l'IPL de lui soumettre un plan et un échancier pour la mise en application de ces directives avant le 29 mars 1996.





## 2.0 *Analyse*

### 2.1 *Introduction*

L'examen métallurgique a déterminé qu'une surcharge de contraintes appliquées à un endroit de la conduite où il existait déjà une défaillance sur la surface extérieure, appelée «corrosion étroite sur la paroi extérieure dans l'axe de la conduite» (NAEC), combinée au phénomène de la fissuration par corrosion sous tension à pH faible, était à l'origine d'un affaiblissement dans la paroi de la conduite qui a causé l'accident. Comme la rupture de la canalisation s'est produite pendant l'hiver, au milieu d'une terre agricole, une bonne partie du pétrole brut déversé a été récupéré. Le sol contaminé a été enlevé et l'impact sur l'environnement a été négligeable. La rupture de la canalisation et la perte de pression de service interne ont provoqué une intervention immédiate du personnel d'exploitation de l'IPL qui a fermé la canalisation 3 et du personnel sur le terrain qui a mis en oeuvre une série de mesures d'urgence.

L'IPL sait que la canalisation 3 risque de se rompre depuis qu'elle y a découvert des défaillances du type NAEC. L'IPL inspecte continuellement son système de protection cathodique sur la canalisation 3 et obtient continuellement de bons résultats, mais elle sait aussi que le revêtement de polyéthylène peut agir comme écran électrique pour le courant de la protection cathodique, permettant la création sur la surface de la conduite d'un environnement propice à la naissance de défaillances du type NAEC. L'analyse du présent événement portera surtout sur les questions suivantes : les politiques et procédures énoncées dans le SIAP de l'IPL pour identifier, excaver, vérifier et réparer les zones sujettes aux défaillances du type NAEC; le revêtement extérieur constitué d'un ruban de polyéthylène et les conditions environnementales qui ont entraîné la corrosion de surface du type NAEC; la présence de fissuration par corrosion sous tension à pH faible; les événements antérieurs qui ont touché la section Glenavon-Langbank du réseau de canalisations; et les méthodes employées par l'IPL pour nettoyer l'extérieur des conduites.

### 2.2 *Examen des faits*

#### 2.2.1 *Plan d'action pour évaluer la sensibilité de la canalisation 3*

Mis en application en 1995, le SIAP énonce clairement les politiques et procédures qui doivent être suivies par le personnel sur le terrain pour éliminer les risques de rupture associés aux défaillances du type NAEC sur la canalisation 3. Depuis 1979, l'IPL a diligemment effectué quatre inspections internes de la canalisation 3, dont trois depuis 1990. À l'origine, ces inspections avaient pour but d'identifier les endroits touchés par la corrosion sur la canalisation 3 mais, avec le temps, les objectifs du programme ont été reformulés pour identifier l'emplacement exact des défaillances du type NAEC, sans tenter de voir si des fissures associées s'y étaient développées. Une fois ces défaillances localisées, les équipes de l'IPL sur le terrain doivent mettre en application les mesures énoncées dans le SIAP. Afin de savoir rapidement quels tronçons de la canalisation doivent être réparés en priorité, l'IPL compare les résultats de chaque nouvelle inspection avec les résultats des inspections précédentes pour mieux déterminer les défaillances. Les inspections internes effectuées jusqu'à présent sur la canalisation 3 indiquent que cette dernière est fortement touchée par des défaillances du type

NAEC. Les inspections ont aussi permis de constater que les appareils de sondage utilisés ne permettaient pas d'identifier exactement tous les endroits touchés par des défaillances du type NAEC ni d'en mesurer la taille avec précision.

L'un des éléments du SIAP consiste à appliquer les résultats de l'ECA aux zones identifiées par les inspections internes comme étant des zones de défaillances du type NAEC. L'ECA est habituellement utilisée comme un outil technique pour déterminer l'intégrité structurale et la viabilité d'un réseau et de ses composants. Dans ce cas-ci, l'ECA a servi à déterminer les longs tronçons de conduites touchés par la NAEC qui ne sont pas conformes aux exigences de la norme de la CSA et la pression de service du réseau. L'ECA a son bien-fondé, mais son application à une structure qui est susceptible de se fissurer ou qui est déjà fissurée dépasse son champ d'application. Puisqu'on considère généralement que les fissures sont trop instables pour faire l'objet d'une ECA, tout résultat obtenu à partir d'une ECA devrait être considéré avec circonspection.

La fissuration par corrosion sous tension à pH faible a contribué à la rupture. La fissuration par corrosion sous tension à pH faible se développe quand le revêtement extérieur de polyéthylène s'est détaché et qu'une solution de carbonate/bicarbonate est présente, ce qui était le cas sur le lieu de l'événement. De par sa nature, la fissuration par corrosion sous tension à pH faible est un mécanisme de fissuration instable qui possède une vitesse de propagation définissable. Ce tronçon du réseau répond aux critères établis par l'ECA de l'IPL, mais il n'en reste pas moins que la présence de fissuration par corrosion sous tension a accéléré la détérioration d'une section de conduite déjà fortement corrodée par la NAEC. Le fait que ce tronçon réponde aux critères établis par le SIAP soulève la question de la fiabilité des autres sections du réseau où l'on a aussi découvert des défaillances du type NAEC.

Même s'il faut admettre le bien-fondé du SIAP de l'IPL, il semble tout de même avoir certaines anomalies inhérentes. Premièrement, le SIAP n'aborde pas la question de la vitesse de propagation des défaillances du type NAEC et des répercussions qu'elle pourrait avoir sur l'interprétation des résultats des inspections internes. Vu la nature du problème, il se peut que la vitesse de propagation de la NAEC soit plus élevée dans certains tronçons du réseau que dans d'autres tout aussi corrodés. Deuxièmement, le SIAP ne se penche pas sur la question de la vitesse de propagation des colonies de fissures et des autres défaillances de surface qui se trouvent à l'intérieur ou à proximité des zones touchées par la NAEC et qui pourraient avoir une incidence sur la mécanique de la structure même dans des conditions normales d'exploitation. Troisièmement, le SIAP ne tient pas compte des fluctuations de pression

occasionnées par la mise en marche et l'arrêt des unités de pompage, qui peuvent produire de très importantes ondes de pression à l'intérieur du réseau et qui sont souvent à l'origine des ruptures de canalisations.

### *2.2.2 Revêtement extérieur de ruban de polyéthylène et conditions environnementales*

Le revêtement extérieur de ruban de polyéthylène auto-adhésif utilisé par l'IPL sur la canalisation 3 est particulièrement propice au développement de défaillances du type NAEC sous certaines conditions particulières, comme celles que l'on retrouve sur le lieu de l'événement. Ce type de revêtement extérieur est beaucoup plus propice à la création de défaillances du type NAEC que d'autres types de revêtements extérieurs. On a en effet découvert que le revêtement extérieur de ruban de polyéthylène auto-adhésif utilisé sur la canalisation 3 avait tendance à se boursoufler tout le long du bourrelet longitudinal de la soudure et à se détacher ou à se détériorer, ou les deux, au contact de la conduite. Les mesurages de protection cathodique faits par les employés de l'IPL pendant plusieurs années ont révélé que la protection cathodique était complète dans la section du réseau où la rupture s'est produite. Ce double phénomène, boursoufflage du ruban et détachement ou détérioration du ruban, qui fait en sorte que le revêtement agisse comme écran contre le courant de la protection cathodique, est désigné sous le nom d'écran de protection cathodique. Quand ce phénomène se produit, le courant imposé du système de protection cathodique ne peut pas atteindre le métal exposé qui se trouve sous le revêtement. Cet écran électrique donne lieu à des changements de gradient de potentiel du système de protection cathodique, c'est-à-dire dans les secteurs où le courant de protection cathodique est insuffisant. Il s'ensuit que le système de protection cathodique ne protège pas suffisamment le secteur en question contre les pertes en métal, dans ce cas-ci, contre les défaillances du type NAEC. Après un certain temps, le phénomène de l'écran de protection cathodique peut donner naissance à des défaillances du type NAEC et entraîner éventuellement des ruptures. Pour que ce phénomène se produise, on doit présumer que tous les facteurs nécessaires au développement de défaillances du type NAEC sont présents à un endroit précis du réseau de canalisations.

De nombreuses enquêtes de l'IPL faites sur le terrain ont démontré que le revêtement extérieur des conduites se trouvait souvent boursoufflé tout le long du bourrelet longitudinal de la soudure. Ce phénomène entraîne la création le long du bourrelet longitudinal d'un chenal à l'intérieur duquel les eaux souterraines et les sels minéraux associés, de même que les bactéries, peuvent s'écouler. La présence de sels minéraux et de bactéries dans le sol et dans les eaux souterraines, combinée à l'écran de protection cathodique, accélère le processus qui provoque les défaillances du type NAEC. Cependant, on ne connaît pas bien le rôle des sels minéraux et des bactéries dans ce processus de détachement ou de détérioration et on ne le comprend pas bien. L'IPL a consacré beaucoup de temps et de ressources pour essayer de comprendre le phénomène des défaillances du type NAEC, mais on comprend mal l'interaction entre les

bactéries, les eaux souterraines, les sels minéraux naturels, le mastic d'apprêt et le revêtement de ruban de polyéthylène. C'est à cette interaction que l'on doit l'existence des défaillances du type NAEC sur la canalisation 3.

### *2.2.3 Fissuration par corrosion sous tension à pH faible sur la canalisation 3*

L'établissement d'un modèle de sols est l'un des éléments du SIAP de l'IPL. Le modèle de sols n'en est encore qu'au stade de la mise au point, mais il devrait aider le personnel de la compagnie à cerner les sols du réseau de canalisations qu'on sait propices à l'apparition de fissuration par corrosion sous tension à pH faible. Sous sa forme finale, le modèle de sols s'appliquera à toutes les installations de l'IPL entre Edmonton et Gretna. Depuis 1977, les compagnies de pipelines ont trouvé de la fissuration par corrosion sous tension à pH faible dans leurs réseaux de canalisations partout au Canada à l'aide de recherches sur le terrain et de recherches expérimentales et ont signalé ces situations. Comme on l'a déjà mentionné dans l'examen des événements antérieurs sur le réseau de l'IPL, ce dernier a connu des ruptures et fuites attribuables, avec d'autres mécanismes, à la fissuration par corrosion sous tension à pH faible. Cependant, les analyses métallurgiques ont révélé que la présence de fissuration par corrosion sous tension à pH faible n'avait pas contribué directement aux ruptures ou aux fuites. L'IPL n'a commencé à établir son modèle de sols que lorsqu'il est devenu évident que la fissuration par corrosion sous tension à pH faible risquait de se propager à tout le réseau et de contribuer directement ou indirectement aux ruptures et aux fuites. Tant que le programme de détection des fissures par inspections internes ne sera pas terminé, le personnel de l'IPL sera incapable d'empêcher les ruptures et les fuites en identifiant avec précision les sols du réseau qui contribuent directement à la fissuration par corrosion sous tension à pH faible.

### *2.2.4 Autres mécanismes de fissuration assistée par l'environnement sur la canalisation 3*

L'examen des analyses métallurgiques effectuées en rapport avec des événements antérieurs survenus sur le réseau de l'IPL a permis d'identifier d'autres mécanismes de fissuration assistée par l'environnement, autres que la fissuration par corrosion sous tension, qui ont contribué à des ruptures et des fuites sur le réseau.

La fissuration assistée par l'environnement, ou fissuration éco-assistée (FÉA), est un terme générique qui décrit la fissuration et la rupture des métaux sous l'action combinée de la tension et d'un environnement, habituellement aqueux. La FÉA en milieu aqueux peut être classée en plusieurs sous-types. Quand la contrainte est alternée, on utilise le terme «corrosion sous fatigue». Quand la fissuration se produit sous contrainte statique dans un milieu corrosif, on utilise le terme fissuration par corrosion sous tension, bien que des recherches récentes aient démontré que certains types de fissuration (notamment la fissuration par corrosion sous tension en milieu quasi neutre) actuellement classés comme fissuration par corrosion sous tension ont besoin d'une charge dynamique pour atteindre un niveau de propagation appréciable. La fissuration attribuée à la fissuration par corrosion sous tension peut inclure toute une gamme de micro-mécanismes, les plus connus étant la dissolution anodique et la fissuration induite par l'hydrogène (FIH). Si la fissure se propage sous l'action d'un procédé anodique, soit la dissolution d'atomes de métal ou la formation et la rupture répétées d'une pellicule anodique à l'extrémité de la fissure, il ne fait pas de doute que la fissure soit du type fissuration par corrosion

sous tension (p. ex., la fissuration d'une conduite en acier dans une solution à pH élevée). Par contre, si la propagation de la fissure est surtout le résultat d'un procédé mécanique de micro-rupture assisté par l'hydrogène à l'extrémité de la fissure, alors les termes fragilisation par l'hydrogène et FIH sont plus précis. Le débat se poursuit toujours sur le véritable mécanisme ou les véritables mécanismes qui font interagir l'hydrogène et le métal, les principaux modèles étant la décohésion et la plasticité élevée de l'extrémité de la fissure. Quand de l'hydrogène se dégage à la suite d'une réaction corrosive naturelle, plutôt qu'au moyen d'une charge cathodique, on classe parfois la fissuration dans la catégorie de fissuration par corrosion sous tension. Cependant, la fissuration de l'acier soumis à des charges de protection cathodique adéquates serait plus précisément décrite en terme de FIH puisque, sous polarisation électrochimique suffisante, les procédés anodiques (dissolution ou passivation, ou les deux) sont bloqués.

Le SIAP se limite aux défaillances du type NAEC et passe sous silence les politiques et procédures de l'IPL en matière de détection, d'excavation, de vérification et de réparation d'autres mécanismes de FÉA identifiés lors de l'examen des événements antérieurs, et qui agissent en combinaison avec les défaillances du type NAEC.

### *2.2.5 Événements antérieurs sur le tronçon Glenavon-Langbank*

Depuis 1989, la section de la canalisation 3 de l'IPL entre Glenavon et Langbank a fait l'objet de plusieurs ruptures, fuites de produit, remplacements de conduite et réparations liés à la corrosion généralisée ou à des défaillances du type NAEC, quelquefois en combinaison avec un mécanisme de FÉA. L'examen des registres d'inspection interne des conduites permet de constater qu'un grand nombre de défaillances du type NAEC touchent à divers degrés ce tronçon du réseau.

La géométrie de la section de conduite qui s'est rompue indique que la canalisation 3 s'est rompue à la suite des effets directs de défaillances du type NAEC. La fissuration par corrosion sous tension à pH faible a accéléré le processus de NAEC et y a contribué. En examinant les ruptures, fuites, remplacements de conduite et réparations antérieurs, on s'aperçoit qu'en plus de la fissuration par corrosion sous tension à pH faible, d'autres mécanismes de FÉA, comme la corrosion sous tension induite par sulfure et la fatigue, ont mené ou contribué aux fuites, aux réparations et aux remplacements de conduite sur ce tronçon du réseau.

Quand une compagnie construit un nouveau réseau de canalisations ou modifie un réseau existant, elle doit se conformer à diverses normes de la CSA et à divers règlements de l'ONE pour s'assurer que le réseau satisfait aux exigences minimales en matière de sécurité et d'exploitation. Ces normes et règlements ont évolué avec le temps et représentent maintenant les meilleurs critères de conception technique développés à partir d'un consensus de l'industrie. Les divers règlements et normes stipulent que les réseaux de canalisations doivent :

- i) être conçus et construits de manière à répondre aux critères applicables en matière de matériaux;
- ii) être posés et dotés d'un revêtement de façon à répondre aux critères de construction applicables;
- iii) faire l'objet d'essais hydrostatiques pour en éprouver la conception en conditions normales d'exploitation;
- iv) être dotés d'un système de protection cathodique pour en assurer l'intégrité contre la corrosion;

- v) faire l'objet d'inspections internes pour en assurer l'intégrité structurale;
- vi) être réparés conformément aux critères de remise en état applicables.

Quand l'IPL a construit la canalisation 3, elle s'est fondée sur les normes de la CSA et elle n'avait aucune raison de soupçonner que sa conduite allait subir les effets de la NAEC et d'autres mécanismes de FÉA. Les normes de la CSA sont très précises en ce qui concerne les revêtements des nouvelles canalisations ou des canalisations réparées, mais elles n'abordent pas la question de la méthode ou des méthodes d'identification et de réparation des défaillances du type NAEC et des mécanismes de FÉA associés.

Les normes de la CSA ne donnent aucune indication à l'industrie sur la façon de régler efficacement et en toute sécurité les problèmes de défaillances du type NAEC, mais l'enquête a révélé que l'IPL a élaboré des politiques et procédures internes pour l'identification, l'excavation, la vérification et la réparation des défaillances du type NAEC. Même si l'IPL a établi des normes d'entreprise sur les défaillances du type NAEC, l'industrie canadienne des pipelines n'a pas élaboré de normes nationales relatives aux défaillances du type NAEC.

### *2.2.6 Méthodes de nettoyage de l'extérieur des conduites*

Quand il se produit une rupture ou une fuite sur un oléoduc, il faut d'abord nettoyer les surfaces extérieure et intérieure de la section de conduite qui s'est rompue avant d'entreprendre l'analyse métallurgique. Le travail d'enquête ne peut pas commencer avant que le pétrole brut déversé soit récupéré. Dans le cas de la présente enquête et d'enquêtes précédentes sur des ruptures et des fuites dans le réseau de l'IPL, la pratique courante a toujours été de nettoyer la surface de la conduite au jet de sable ou par grenailage. De par sa nature même, le procédé de nettoyage au jet de sable consiste à projeter du sable ou de la grenaille sous pression contre la surface de la conduite pour la nettoyer. Les particules sont propulsées à grande vitesse vers la surface de la conduite et entraînent les résidus de pétrole brut avec elles. Avant le début de la présente enquête, rien n'avait jamais indiqué que le procédé de nettoyage au jet de sable pouvait de quelque façon déformer la structure de la surface de la conduite. La présente enquête a cependant permis de découvrir que le procédé de nettoyage au jet de sable pouvait masquer des colonies de fissuration par corrosion sous tension à pH faible. On sait que la morphologie de fissuration des fissures de fatigue est très semblable à celle de la fissuration par corrosion sous tension à pH faible. Ce sont la morphologie du mécanisme de fissuration et la présence de colonies de fissures qui distinguent ces deux mécanismes. Antérieurement, les événements survenus sur le réseau de canalisations de l'IPL ont mis en cause des stries de fatigue. Dans chaque cas, la surface extérieure de la conduite avait été nettoyée au jet de sable. Si ces conduites avaient comporté des colonies de fissuration par corrosion sous tension à pH faible, ces dernières auraient pu être masquées par le procédé et il se pourrait que l'on ait relevé le mauvais mode de rupture.

### *2.2.7 Mesures prises après l'événement*

Par suite des trois ruptures survenues sur le tronçon Odessa-Cromer de la canalisation 3 du réseau de l'IPL entre juin 1995 et février 1996, l'ONE a demandé à l'IPL de lui fournir des raisons valables de ne pas lui ordonner de prendre certaines mesures de sécurité sur la canalisation 3 entre Edmonton et Gretna. Dans sa

réponse, l'IPL a fait savoir qu'elle avait mis sur pied un programme de sécurité interne conforme à l'esprit et à la lettre de l'ONE et qui met l'accent sur deux tronçons précis du réseau, à savoir le tronçon de 196,8 km entre Odessa et Cromer et le tronçon de 81 km entre Cromer et Souris. Ce programme de sécurité révisé a été accepté par l'ONE.

L'enquête du BST a permis de découvrir que le boursoufflage du revêtement extérieur de ruban de polyéthylène auto-adhésif utilisé sur la canalisation 3 permettait aux eaux souterraines et aux matériaux qu'elles transportent de migrer le long de la conduite vers des endroits non protégés sous le revêtement de polyéthylène boursoufflé. Un tel état de chose a permis l'amorçage et la propagation de mécanismes de défaillances du type NAEC et de mécanismes de FÉA. Le processus de corrosion a été assisté par la présence d'un environnement agressif sous la forme de bactéries et de niveaux élevés de sels minéraux naturels. Étant donné que le courant imposé du système de protection cathodique de l'IPL ne pouvait pas atteindre la surface extérieure de la conduite pour la protéger parce que le revêtement de ruban de polyéthylène auto-adhésif s'était détaché et avait boursoufflé le long du bourrelet longitudinal de soudure, les défaillances du type NAEC, en combinaison aux mécanismes de corrosion de type FÉA, continuent d'exister et de se propager en longueur et en profondeur avec le temps.

Les grandes orientations du programme de sécurité portent sur des initiatives visant à déterminer l'état de la canalisation 3 telle qu'elle se présente sous terre actuellement. Le programme de sécurité ne règle pas toutes les questions, mais l'IPL poursuit activement ses études dans le cadre d'un programme de gestion globale de l'intégrité. L'utilisation de nouveaux essais hydrostatiques par l'IPL se justifie parce que ces essais destructifs devraient permettre d'identifier les points faibles de la canalisation 3 entre Odessa et Cromer qui n'avaient peut-être pas été identifiés dans le cadre du programme d'inspections internes et d'excavation de 1996. Cependant, le programme de sécurité de l'IPL n'aborde pas la question des effets nuisibles à long terme du cycle de croissance des défaillances des types NAEC et FÉA sur les sections de la canalisation 3 qui ont fait l'objet de nouveaux essais hydrostatiques ni sur les sections de la canalisation 3 qui n'ont pas encore fait l'objet de nouveaux essais hydrostatiques. On sait très bien que les réseaux de canalisations qui ont subi avec succès des essais hydrostatiques peuvent parfois se rompre plus tard simplement parce qu'ils ont fait l'objet d'un essai hydrostatique.

Le programme de sécurité s'attache à régler pour le moment la question de l'état de la canalisation 3 entre Regina et Gretna par le biais d'un nouveau programme de validation par inspections internes et d'autres excavations localisées. Cependant, il ne règle pas la question de la viabilité à long terme et de la sécurité de fonctionnement d'une conduite dont la solidité structurale, sur une distance de 122,3 km, est plutôt incertaine compte tenu des variations soudaines de pression et d'autres incidents d'exploitation. Ces questions sont plutôt gérées au cas par cas par le système de contrôle de la compagnie et n'entrent pas dans le champ d'application des mesures particulières prises par l'IPL à la suite de l'accident survenu à Glenavon. Même si le programme de sécurité fait appel à des inspections internes additionnelles et des excavations localisées pour confirmer les résultats des inspections internes, l'enquête a néanmoins permis de découvrir des anomalies dans le SIAP de la compagnie. Le programme de sécurité ne porte pas sur le reste de la canalisation 3 qui ne fait pas l'objet d'un nouvel examen.

Quand l'IPL a construit la canalisation 3, le revêtement extérieur de ruban de polyéthylène auto-adhésif était la norme et c'est ce que l'IPL a utilisé lors de la construction de cette canalisation et d'autres canalisations du réseau (autres que la canalisation 3) pour recouvrir ses conduites. En outre, d'autres compagnies de pipelines du Canada trouvaient que le revêtement extérieur de ruban de polyéthylène auto-adhésif était facile d'emploi lors de la construction et du revêtement de nouvelles installations. Le programme de sécurité de l'IPL ne se préoccupe pas de l'état des autres canalisations du réseau de l'IPL qui auraient pu être recouvertes de revêtement extérieur de ruban de polyéthylène auto-adhésif. L'ONE ne s'est pas penché sur la question du revêtement extérieur des autres réseaux de canalisations sous réglementation fédérale.



## 3.0 *Conclusions*

### 3.1 *Faits établis*

1. La rupture de la canalisation 3 s'est amorcée dans une zone de corrosion étroite sur la paroi extérieure dans l'axe de la conduite (NAEC), adjacente et parallèle à un bourrelet longitudinal de soudure de la conduite, et a été assistée par la fissuration par corrosion sous tension à pH faible.
2. Des colonies de fissuration par corrosion sous tension ont été découvertes dans les environs de la défaillance du type NAEC qui a mené à la rupture.
3. Il se peut que le nettoyage au jet de sable ait masqué la fissuration par corrosion sous tension avant que les examens métallurgiques soient effectués.
4. On sait que la NAEC et la fissuration par corrosion sous tension se produisent sous les revêtements extérieurs de ruban de polyéthylène qui, on le sait aussi, ont tendance à se détacher et à se détériorer, créant ainsi une zone sur la surface de la conduite qui n'est pas protégée par la protection cathodique et à laquelle les éléments présents dans l'environnement peuvent avoir facilement accès.
5. On a découvert que l'environnement extérieur dans lequel la canalisation était enfouie contenait des métaux corrosifs, comme des bactéries et des sels minéraux qui sont directement liés à l'amorçage et à la propagation des défaillances du type NAEC et des mécanismes de fissuration éco-assistée (FÉA).
6. Il y a eu quatre ruptures de canalisations dans le secteur général entre les stations de pompage de Glenavon et de Langbank en Saskatchewan; trois de ces ruptures sont survenues dans une période de neuf mois.
7. L'enquête menée sur place par l'Interprovincial Pipe Line Inc. (IPL) a révélé que d'importants tronçons de la canalisation 3 avaient des défaillances du type NAEC.
8. L'IPL a mis sur pied un plan d'action pour évaluer la sensibilité de la canalisation 3 (SIAP) qui établit les politiques et procédures de la compagnie visant à réduire les risques de rupture sur la canalisation 3 à partir d'une évaluation technique d'incident critique appliquée aux défaillances du type NAEC, mais le SIAP ne s'attaque pas à la question de la vitesse de propagation des défaillances du type NAEC ni au rôle des variations de pression dans les défaillances du type NAEC sur les canalisations en service.
9. Un des éléments-clés du SIAP pour l'identification des endroits touchés par les défaillances du type NAEC est la comparaison des résultats de quatre inspections internes de la canalisation 3.

## CONCLUSIONS

---

10. Le SIAP de l'IPL n'a pas prévu que le poteau milliaire 506,6830 devait faire l'objet d'une enquête et de réparations immédiates et n'a pas révélé de défaillances du type NAEC associées au mécanisme de FÉA.
11. Le SIAP n'a pas été conçu pour s'attaquer au problème de l'identification, de la vérification et de la vitesse de propagation des autres mécanismes de FÉA qui sont associés aux ruptures et aux fuites de produit qui se sont produites sur la canalisation 3.
12. Par suite de cet accident et d'une directive émise par l'Office national de l'énergie (ONE), l'IPL a mis en oeuvre un programme de sécurité qui porte essentiellement sur un tronçon de 122,3 milles (196,8 km) du réseau de canalisations entre Odessa et Cromer.
13. Le programme de sécurité a réglé la question de l'état immédiat de la canalisation 3 entre Regina et Gretna.
14. La directive de sécurité transmise à l'IPL par l'ONE s'applique à tous les tronçons de la canalisation 3, et surtout au tronçon de 196,8 km entre Odessa et Cromer, mais elle n'a pas été étendue aux autres canalisations de l'IPL ni aux réseaux de canalisations des autres compagnies de pipelines qui utilisent le revêtement de ruban de polyéthylène auto-adhésif sur leurs conduites.
15. L'ONE et la CSA n'ont pas établi de normes de conformité pour les défaillances du type NAEC qui peuvent apparaître seules ou en conjonction avec des mécanismes de FÉA sur les canalisations en service au Canada.

### 3.2 Cause

La rupture a été causée par une corrosion étroite sur la paroi extérieure dans l'axe de la conduite, adjacente et parallèle à un bourrelet longitudinal de soudure, dont la propagation a été assistée par la fissuration par corrosion sous tension en milieu à pH faible, et qui n'a pas été décelée par le programme permanent de contrôle de l'intégrité de la compagnie, appelé *Susceptibility Investigation Action Plan* (plan d'action pour évaluer la sensibilité de la canalisation 3).

## 4.0 *Mesures de sécurité*

### 4.1 *Mesures prises*

#### 4.1.1 *Programmes de gestion de l'intégrité de l'IPL*

Immédiatement après l'événement, l'Interprovincial Pipe Line Inc. (IPL) a pris des mesures de sécurité consistant à réduire la pression manométrique maximale de service, à utiliser des outils d'inspection interne ultrasoniques afin de mieux déceler et évaluer les cas de corrosion étroite sur la paroi extérieure dans l'axe de la conduite (NAEC), à utiliser des outils de détection interne des fissures afin d'identifier la présence de mécanismes de fissuration éco-assistée (FÉA), à élaborer des modèles de propagation de la corrosion, à élaborer des modèles de sols afin de mieux identifier les endroits de la canalisation 3 qui sont les plus sensibles à la fissuration par corrosion sous tension en milieu à pH faible, à faire de nouveaux essais hydrostatiques de la canalisation 3 du réseau de l'Enbridge Pipeline Inc. (Enbridge) et à entreprendre une étude d'intégrité du réseau. Les *Integrity Management Programs* (IMP - programmes de gestion de l'intégrité) de l'Enbridge englobent le plan d'action pour évaluer la sensibilité de la canalisation 3 de l'IPL. Les nouveaux IMP sont des programmes permanents qui visent à s'attaquer aux défaillances du type NAEC associées aux rubans auto-adhésifs des conduites de la canalisation 3 et d'autres tronçons du réseau de canalisations de l'Enbridge. On a terminé les IMP visant la détection et l'évaluation des défaillances du type NAEC sur toute la canalisation 3 entre Edmonton et Gretna. Depuis le mois de mars 1996, on a excavé, évalué et réparé plus de 990 endroits distincts de la canalisation 3. L'Enbridge a utilisé des outils de détection interne des fissures sur la canalisation 3 et a terminé l'inspection interne du tronçon Regina-Gretna de la canalisation 3. L'Enbridge a l'intention de terminer la détection interne des fissures sur la canalisation 3 d'Edmonton à Regina au cours des trois prochaines années.

## 4.2 *Mesures à prendre*

### 4.2.1 *Corrosion étroite sur la paroi extérieure dans l'axe de la conduite*

Les IMP énoncent les politiques et procédures de la compagnie visant à réduire les risques de rupture sur la canalisation 3 en identifiant les défaillances critiques sur le terrain et en faisant ensuite appel à une évaluation technique d'incident critique (ECA) pour identifier les défaillances du type NAEC. Les IMP ne s'attaquent cependant pas pleinement à la question de la vitesse de propagation des défaillances du type NAEC associées à des mécanismes de FÉA ni au rôle des variations de pression dans ce genre de défaillances. La fiabilité des techniques de détection de ces défaillances est encore douteuse. En outre, le procédé d'évaluation de l'ECA est peu fiable parce qu'il n'a pas été conçu pour les défaillances où les fissures coïncident avec une perte en métal. Dans la région de Glenavon, par exemple, trois défaillances qui avaient été identifiées correctement n'ont pas

---

2 L'Interprovincial Pipe Line Inc. a modifié sa dénomination sociale le 13 octobre 1998 et s'appelle maintenant Enbridge Pipeline Inc.

été relevées au cours du procédé d'évaluation. Par la suite, la canalisation s'est rompue. Indépendamment des mesures prises par la compagnie dans le cadre des IMP, le Bureau croit que les risques associés aux défaillances du type NAEC, isolées ou combinées avec des mécanismes de type FÉA, subsistent. Par conséquent, le Bureau recommande que :

L'Office national de l'énergie, en collaboration avec les autorités provinciales, les représentants de l'industrie et l'Association canadienne de normalisation, évalue de nouveau les méthodes utilisées pour la détection et l'évaluation de la corrosion étroite sur la paroi extérieure dans l'axe de la conduite, isolée ou combinée à des mécanismes de fissuration éco-assistée.

P99-01

### 4.3 *Préoccupations liées à la sécurité*

#### 4.3.1 *Revêtements auto-adhésifs*

Le Bureau est préoccupé par l'absence de programmes visant à atténuer les risques présentés par les conséquences du détachement des revêtements auto-adhésifs pour les autres réseaux de canalisations. On sait que les revêtements auto-adhésifs des conduites ont tendance à se détacher et à rendre les réseaux de canalisations sensibles à la corrosion généralisée, aux défaillances du type NAEC et aux mécanismes de FÉA, seuls ou en combinaison.

*Le présent rapport met fin à l'enquête du Bureau de la sécurité des transports sur cet accident. La publication de ce rapport a été autorisée le 14 avril 1999 par le Bureau qui est composé du Président Benoît Bouchard et des membres Maurice Harquail, Charles Simpson et W.A. Tadros.*

*Annexe A - Ruptures, fuites et remplacements présents et antérieurs sur la canalisation 3*

Poteau milliaire	Diamètre extérieur (mm)	Épaisseur de la paroi (mm)	Nuance (MPa) et date d'installation	Pression (kPa)	Type de revêtement	Emplacement du bourrelet longitudinal de la soudure
478,87	864	7,14	359 1965	2 896	ruban de polyéthylène	2 h 30
506,68	864	7,1	359 1968	4 137	ruban de polyéthylène	3 h
518,87	864	7,14	359 1968	3 650	ruban de polyéthylène	9 h
548,86	864	7,14	359 1965	3 468	ruban de polyéthylène	11 h
549,5	864	7	359 N/D	N/D	ruban de polyéthylène	10 h 30
722,8	864	7,4	359 N/D	2 068	ruban de polyéthylène	6 h

N/D = non disponible



*Annexe B - Sigles et abréviations*

API	American Petroleum Institute
BST	Bureau de la sécurité des transports du Canada
CSA	Association canadienne de normalisation
dS/m	déci Siemens par mètre
DSAW	soudage double à l'arc sous flux en poudre
ECA	évaluation technique d'incident critique
Enbridge	Enbridge Pipeline Inc.
FÉA	fissuration éco-assistée
FIH	fissuration induite par l'hydrogène
GRC	Gendarmerie royale du Canada
HNR	heure normale des Rocheuses
IMP	programmes de gestion de l'intégrité
IPL	Interprovincial Pipe Line Inc.
km	kilomètre(s)
km/h	kilomètre(s) à l'heure
kPa	kilopascal(s)
lb/po <sup>2</sup>	livre(s) au pouce carré
m	mètre(s)
m <sup>3</sup>	mètre(s) cube(s)
mg/L	milligrammes(s) par litre
mm	millimètre(s)
MPa	mégapascal(s)
mV	millivolt(s)
NAEC	corrosion étroite sur la paroi extérieure dans l'axe de la conduite
OCC	opérateur du centre de contrôle
ONE	Office national de l'énergie
SCADA	réseau de contrôle du système et d'acquisition des données
SIAP	plan d'action pour évaluer la sensibilité de la canalisation 3
UTC	temps universel coordonné