



**RAPPORT D'ENQUÊTE DE PIPELINE
P05H0044**



RUPTURE D'UN OLÉODUC DE PÉTROLE BRUT

**TERASEN PIPELINES (TRANS MOUNTAIN) INC.
CONDUITE DE TRANSFERT DE 508 MILLIMÈTRES DE
DIAMÈTRE
PRÈS D'ABBOTSFORD (COLOMBIE-BRITANNIQUE)
LE 15 JUILLET 2005**

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 de pipeline

Rupture d'un oléoduc de pétrole brut

Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc.
Conduite de transfert de 508 millimètres de
diamètre
Près d'Abbotsford (Colombie-Britannique)
Le 15 juillet 2005

Rapport numéro P05H0044

Sommaire

Le 15 juillet 2005 vers 10 h 30, heure avancée des Rocheuses, un employé de Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc. a découvert du pétrole brut sur l'emprise de l'oléoduc, au nord de Ward Road, à Abbotsford (Colombie-Britannique). Avant qu'on fasse cette découverte, alors que la compagnie livrait du pétrole brut à partir du parc de stockage de Sumas, des habitants du secteur s'étaient plaints d'odeurs de pétrole. Environ 210 mètres cubes de pétrole brut se sont répandus dans l'environnement et ont atteint le cours du ruisseau Kilgard. Personne n'a été blessé.

This report is also available in English.

Autres renseignements de base

Le 8 juillet 2005, le réseau de Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc. (Terasen), dont la Kinder Morgan Canada Inc. est le propriétaire et l'exploitant, livre du pétrole brut de l'Ouest canadien en provenance de son parc de stockage de Sumas, près d'Abbotsford (Colombie-Britannique), vers les installations de stockage de la compagnie, lesquelles sont situées à Puget Sound, dans l'État de Washington (États-Unis). Ce mouvement de pétrole brut est parti du parc de stockage de Sumas (voir le schéma du réseau à l'annexe A).

Les opérateurs du centre de contrôle (OCC) de Terasen se servent du Système d'acquisition et de contrôle des données (SCADA) pour surveiller le mouvement de pétrole brut à partir du centre de contrôle de la compagnie (CCC). Le pétrole brut à destination ou en provenance du parc de stockage de Sumas est acheminé par la station de pompage de Sumas, qui fait circuler le pétrole dans le réseau de canalisations principales de Terasen (voir la figure 1) via deux oléoducs enfouis : une conduite de 508 mm de diamètre (diamètre nominal du tuyau : 20 pouces) construite en 1957, et une conduite de 610 mm de diamètre (diamètre nominal du tuyau : 24 pouces), construite en 1962. La conduite de 508 mm est faite d'un tuyau de grade 359 (5LX-X52 de l'American Petroleum Institute), dont la paroi a une épaisseur de 6,35 mm (0,250 pouce).



Figure 1. Réseau de canalisations principales de Terasen entre la station de pompage de Sumas et le parc de stockage de Sumas

Le 8 juillet à 11 h 30, heure avancée des Rocheuses¹, le CCC reçoit une plainte d'un habitant du secteur qui signale des odeurs d'hydrocarbures. L'OCC remplit le formulaire de plainte relative aux odeurs de Terasen pour consigner les détails, puis il avise l'opérateur de la compagnie, à Burnaby, lequel fait enquête sur la plainte vers 14 h. L'opérateur détecte des odeurs de pétrole brut, mais ne peut pas en déterminer la provenance.

À 21 h 38 et à 23 h 55, l'OCC est avisé de plaintes provenant de gens du même secteur qui signalent des odeurs. Après avoir rempli un formulaire de plainte, l'OCC communique avec Burnaby pour demander qu'un employé de l'exploitation de Terasen aille enquêter sur place. Le 8 juillet 2005 vers minuit, l'employé de l'exploitation va enquêter sur place dans le secteur de Ward Road. Bien qu'il y ait des odeurs évidentes de pétrole brut dans le secteur de Ward Road, l'employé ne trouve pas de pétrole brut.

¹ Toutes les heures sont exprimées en heure avancée des Rocheuses (temps universel coordonné moins six heures).

Au cours de la semaine qui a précédé la découverte de l'emplacement de la rupture, Terasen a reçu cinq plaintes relatives à des odeurs en provenance du secteur situé immédiatement au sud du parc de stockage de Sumas. Un employé de l'exploitation de Burnaby a enquêté sur chacune des plaintes, mais n'a pas pu déterminer la cause des odeurs.

Le 15 juillet à 10 h 30, un employé de Terasen découvre du pétrole brut dans le ruisseau Kilgard, à l'intersection de Ward Road et de Upper Sumas Mountain Road. Comme la végétation qui longe l'emprise (EMPR) et recouvre le fossé et le ruisseau est très dense et mesure 2 mètres de hauteur, l'employé ne parcourt pas l'emprise à pied pour découvrir la source de la fuite de pétrole brut. La compagnie a prévu que cette section de l'emprise devait faire l'objet de travaux annuels de taille de la végétation pendant le mois d'octobre. L'employé de Terasen porte un équipement de protection individuel (EPI) de base : lunettes de protection, bottes et combinaison en Nomex. Toutefois, il n'est pas muni de l'EPI supplémentaire rendu nécessaire par les dangers associés à cet événement, comme un appareil d'assistance respiratoire ou un appareil respiratoire autonome et un détecteur de benzène ou tout autre type de détecteur de composés organiques volatils.

On communique immédiatement avec l'OCC, le coordonnateur des services environnementaux et le groupe d'entretien de Burnaby. L'OCC interrompt aussitôt les livraisons en provenance du parc de stockage de Sumas et à destination des États-Unis, et met en œuvre le plan d'intervention d'urgence de Terasen.

Le coordonnateur des services environnementaux signale l'incident aux responsables du programme provincial d'intervention d'urgence de la Colombie-Britannique. La Division d'entretien des pipelines (EPL) de Terasen commence à mobiliser son personnel et son équipement. On met en place le système de commandement des interventions (SCI) et on désigne un commandant sur place.

La police et le personnel du service des incendies (SDI) de la ville d'Abbotsford (VDA) arrivent sur place à 11 h 10, suivis à 11 h 20 par le coordonnateur des services environnementaux de Terasen. Pour aider le SDI à atténuer la gravité des incidents dans lesquels sont impliqués des produits dangereux, les premiers intervenants de Terasen doivent déterminer les propriétés dangereuses du produit répandu. Toutefois, le représentant de Terasen n'identifie pas immédiatement le produit répandu comme étant un produit potentiellement dangereux. Le personnel du SDI, croyant qu'il n'y a aucun danger imminent, commence à faire des recherches sur l'emprise pour découvrir la source de la fuite. Une fois la source trouvée, le personnel du SDI en marque l'emplacement. Puis il met en place des déversoirs inversés et commence à circonscrire le déversement de pétrole brut afin d'empêcher toute migration du produit vers l'aval de Ward Road. À 11 h 40, on dépêche des camions-citernes sous vide vers Ward Road. Ces derniers arrivent sur les lieux à 14 h 40.

À 12 h, le superviseur de l'EPL, venu de Burnaby, arrive sur place et est désigné comme commandant sur place.

À 12 h 10, l'OCC entreprend d'isoler le réseau principal de Terasen et de fermer la vanne de sectionnement de la station de pompage de Hope afin d'interrompre l'écoulement du pétrole brut en aval de la station de pompage de Hope. À 12 h 20, le réseau principal de Terasen est

isolé et la vanne de sectionnement de la station de Hope est fermée. L'OCC entreprend aussi le drainage du collecteur « A » de 508 mm (20 pouces) et des conduites de 610 mm (collecteur « B » de 24 pouces) qui séparent le parc de stockage de Sumas de la station de pompage de Sumas. Ces procédures prennent fin à 14 h 30.

Vers 13 h 10, le représentant de Terasen avise le personnel du SDI que le pétrole brut contient du benzène. Le personnel du SDI se replie dans une zone sûre en attendant qu'on trouve un détecteur de benzène et qu'on le fasse livrer sur les lieux du déversement.

À 13 h 40, la Gendarmerie royale du Canada (GRC) arrive sur place, installe un cordon de sécurité et fait évacuer les habitants du secteur.

Quand on a déterré l'oléoduc, on a décelé sur la conduite de 508 mm trois gauchissements adjacents qui étaient orientés dans un axe vertical. On a observé plusieurs fissures qui étaient associées aux gauchissements et aux plis et qui étaient localisées du côté compression du gauchissement. On a décelé une fissure majeure de 50 mm qui traversait complètement la paroi de la conduite. Aucun autre dommage de nature mécanique n'a été relevé près du gauchissement. On a relevé des dommages mineurs à la surface du revêtement extérieur bétonné de la conduite de 610 mm.

Impact environnemental

Environ 210 mètres cubes (m³) de pétrole brut se sont répandus dans le milieu ambiant et ont touché une zone principale de quelque 5 755 mètres carrés (m²). L'aire totale qui a dû faire l'objet de mesures correctives couvrait 14 300 m². Le pétrole brut s'est écoulé dans un cours d'eau situé en amont de Ward Road, qui alimente en aval des eaux fréquentées par des poissons. Les zones humides situées en amont de Ward Road sont le milieu de vie d'amphibiens, de musaraignes, de chevreuils, de couleuvres et d'une variété d'oiseaux. On a retiré quelque 5 150 m³ de sol organique (tourbe) de la zone humide durant les travaux de remise en état du milieu. Les échantillons de sol et d'eau qui ont été prélevés après l'accident indiquent que, dans une large mesure, le sol a été remis dans son état d'origine.

Conditions météorologiques

Les rapports météo d'Environnement Canada indiquent que la région d'Abbotsford avait reçu plus de pluie que la moyenne au cours des six premiers mois de 2005, comparativement aux quantités moyennes mesurées cinq et dix années auparavant.

Relations avec la collectivité

Le public a été encouragé à s'adresser à l'OCC ou à tout autre employé de Terasen, ou à se rendre aux installations de Terasen, pour signaler toute odeur inhabituelle de pétrole brut ou tout déversement de pétrole brut qu'ils notaient ou observaient le long de l'emprise du pipeline de Terasen. Par le passé, des gens du secteur du parc de stockage de Sumas s'étaient plaints d'odeurs qui étaient principalement le fait d'émissions de vapeurs provenant des réservoirs à toit flottant. Terasen a institué un programme de réduction des odeurs à ces installations, afin

de réduire les émanations de vapeurs de pétrole brut qui s'échappaient des toits flottants pendant les opérations normales. Ce programme a entraîné une réduction du nombre de plaintes relatives aux odeurs.

Système d'acquisition et de contrôle des données et système de détection des fuites

L'OCC de Terasen surveille les opérations courantes du pipeline grâce au système SCADA et à un système de détection des fuites qui sont reliés au centre de contrôle principal situé à Edmonton (Alberta). L'OCC se sert du système SCADA pour gérer et contrôler les opérations du réseau de canalisations, p. ex. la livraison de produit à destination et en provenance du réseau, l'ouverture et la fermeture de vannes, la surveillance de la pression d'exploitation du pipeline et la fermeture immédiate en cas d'urgence.

En plus du système SCADA, la compagnie a mis au point un système de détection en temps réel des fuites transitoires qui satisfait aux normes de l'industrie et répond aux attentes de celle-ci. Ce système reçoit continuellement les données du système SCADA en provenance de la plus grande partie du réseau, et détermine de cette façon si une fuite ou une rupture s'est produite à un endroit ou un autre du réseau. Compte tenu des différences d'altitude et des zones écosensibles que l'oléoduc traverse, le système de détection en temps réel des fuites transitoires applique les valeurs seuils les plus basses possible.

Toutefois, les deux sections d'oléoduc situées entre le parc de stockage de Sumas et la station de pompage de Sumas n'étaient pas intégrées au système SCADA et au système de détection des fuites. Terasen se fiait plutôt à des alarmes qui signalent les écarts de volume que peuvent présenter les réservoirs de Sumas et les conduites de transfert lorsque le pétrole brut n'est pas livré dans l'un ou l'autre des pipelines de Sumas.

Procédure de traitement des plaintes

Quand le CCC reçoit une plainte, notamment une plainte relative aux odeurs, l'OCC a la responsabilité de documenter les appels et de veiller à ce que la plainte soit consignée sur le formulaire de Terasen concernant les plaintes relatives aux odeurs. Une fois la plainte enregistrée, l'OCC transmet les informations pertinentes à l'opérateur de la station appropriée du pipeline. L'OCC dit aussi à l'opérateur de la station si l'auteur de la plainte désire qu'on le rappelle pour l'informer des constatations qu'on aura faites. S'il est impossible de joindre l'opérateur ou le superviseur, on communique avec le directeur régional.

Les formulaires remplis de plainte relative aux odeurs sont transmis par télécopieur au bureau régional qui les distribue au gestionnaire régional, au superviseur de la station, au coordonnateur des services environnementaux, au superviseur de l'environnement, de la santé et la sécurité au travail, et au responsable du contrôle de la qualité et du mesurage, qui prendront les dispositions voulues.

Quand il intervient, l'opérateur de la station se conforme aux consignes formulées dans le manuel de sécurité de Terasen, qui énonce une procédure écrite d'enquête sur les plaintes relatives aux odeurs (« 519 Investigate Odour Complaint »).

L'examen, par le BST, des formulaires de plainte relative aux odeurs a permis de constater qu'ils n'étaient pas remplis de manière systématique; il manquait certains renseignements (comme la rue, l'adresse, la description générale du secteur). De plus, lors de l'accident, Terasen n'avait pas de procédure en place pour consigner les mesures de suivi prises ou à prendre à la suite d'une plainte relative aux odeurs.

Remplacement du tuyau défectueux

Le bout de tuyau défectueux a été remplacé le 21 juillet 2005. Pendant le découpage sur le terrain du bout de tuyau défectueux, on a constaté que les extrémités se resserraient quand on a procédé à la première coupe, ce qui indique que le tuyau subissait une contrainte de compression considérable. Une seconde coupe, faite de l'autre côté du gauchissement, a causé un rétrécissement similaire, ce qui indique que le tuyau était encore soumis à une contrainte de compression. Après avoir retiré le bout de tuyau endommagé, on a constaté que l'extrémité la plus proche du parc de stockage de Sumas s'était déplacée d'environ 0,60 m vers l'ouest et qu'elle était légèrement inclinée vers le haut, alors que l'extrémité la plus rapprochée de la station de pompage de Sumas s'était déplacée d'environ 0,25 m vers l'ouest. On n'a pas noté de rotation marquée de la conduite. Le bout de tuyau défectueux a été remplacé par un bout de tuyau qui avait été éprouvé avant installation et qui répondait à des spécifications similaires.

Programme de gestion de l'intégrité

Dans le cadre de l'exploitation normale de l'oléoduc, Terasen a mis sur pied un programme normalisé de gestion de l'intégrité (PGI) en 1996. Le PGI décrit les éléments du programme général de gestion de l'intégrité, en l'occurrence l'inspection interne (II), les programmes d'excavation, les patrouilles aériennes et la détection des fuites. Le PGI est conforme aux exigences de la norme CAN/CSA Z662, *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz (CSA Z662)* de l'Association canadienne de normalisation (CSA), et du *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres (RPT-99)* de l'Office national de l'énergie (ONE).

Depuis 1974, Terasen dispose d'un programme actif d'II qui est à la base de ses programmes d'enquête sur les anomalies et de réparation des pipelines. Le réseau de pipelines de Terasen est entièrement compatible avec les outils d'II. Les outils dont la compagnie se sert couramment comprennent des outils de contrôle de la perte de flux magnétique (PFM) et de contrôle par ultrasons (UT), et des calibres internes. Suivant le type d'outil choisi, le programme d'II donne à Terasen une liste détaillée des anomalies relevées dans les pipelines, p. ex. perte de métal (corrosion, entailles, rainures), ajout de métal (soudures d'appoint, éléments rapportés), défauts de fabrication (inclusions, laminages), et défauts de soudage, fissures et déformations (bosselures, plissements, gauchissements). Après avoir analysé les données recueillies, on établit une liste de creusage qui est remise aux équipes d'EPL chargées de déterrer la conduite, de l'analyser et de la réparer aux endroits indiqués.

Pour chaque pipeline, la fréquence des II dépend de facteurs de risque comme le ou les types de défaut anticipés ou connus, leur gravité, les conséquences (pour la population et l'environnement), la pression d'exploitation du pipeline et les contraintes qui sont exercées sur celui-ci. À la suite d'une II, on institue un programme de réparation de la conduite. Les secteurs où la conduite ne répond pas aux critères de Terasen ou à ceux de la norme CSA Z662 sont

inscrits au programme d'enquête et de réparation, au besoin. On emploie différentes techniques de réparation qui sont conformes aux normes de Terasen et aux exigences de la norme CSA Z662.

Compte tenu des caractéristiques particulières des deux pipelines de Sumas, il était prévu qu'ils devraient être inspectés par un outil d'II tous les 10 ans. La dernière inspection des deux pipelines remontait à octobre 1995. L'II de 1995 n'a révélé aucune anomalie mécanique ou autre à l'endroit où l'accident s'est produit. Après l'événement, Terasen a passé un contrat pour faire réinspecter les deux pipelines en septembre 2005 au moyen d'un outil de contrôle de la PFM. On a préparé un programme d'excavation qui permettra de corriger les anomalies dont l'inspection aura révélé la présence.

Un vaste programme d'excavation et de réparation a été instauré après l'II des deux pipelines de Sumas, faite en 1995. Au total, 46 contrôles d'anomalies ont été effectués sur la conduite de 508 mm des réservoirs, mesurant 3,7 km de longueur. En 1998, on a découpé et remplacé quatorze bouts de conduite présentant des défauts, et on a réparé deux défauts en 1998. L'examen des anomalies signalées en 1995 et des données du programme de réparation consécutif montre que Terasen appliquait des normes rigoureuses en matière de réparation. Pour réparer la plupart des anomalies, on a déterré la conduite, évalué le défaut et réparé, au besoin en découpant et remplaçant le bout de tuyau défectueux. Les exigences du programme de contrôle des anomalies étaient supérieures à celles de la norme CSA Z662.

Réseau de canalisations de Terasen

Allant d'Edmonton (Alberta) à Burnaby (Colombie-Britannique) (de 0 à 1 146 km), le réseau de pipelines de Terasen traverse les Rocheuses canadiennes et le Parc national Jasper. Le pipeline traverse plusieurs zones de risque d'ordre géotechnique et hydrotechnique et des zones de risques pour l'intégrité qui sont associées aux fossés de drainage et aux rivières navigables.

Les risques de nature géotechnique sont liés à des processus comme des glissements de terrain, des coulées de débris, l'affaissement, la subsidence et le soulèvement du sol. Au nombre des phénomènes susceptibles de déclencher de tels processus, notons les précipitations fortes ou prolongées, les modifications des conditions relatives aux eaux souterraines, l'érosion et le surraidissement des pentes, les tremblements de terre, le dégel des sols saturés de glace et la congélation des sols sujets au gel.

Les risques d'ordre hydrotechnique sont associés à l'écoulement des eaux des ruisseaux et des rivières, et comprennent l'affouillement, la dégradation des chenaux, l'érosion des berges, l'empiètement, l'avulsion des chenaux et les impacts de débris sur les franchissements aériens. Les risques d'ordre hydrotechnique se manifestent habituellement pendant les crues (de petits ruisseaux) et sont souvent causés par des cellules de précipitation locales. Les perturbations du cours des ruisseaux, notamment les effets des glissements de terrain, les modifications du couvert forestier, la dégradation des sols saturés de glace ou la présence de structures mal conçues de régularisation du flot des rivières peuvent accroître le potentiel de risque.

Ce terrain difficile a obligé la compagnie à mettre au point une base de données sur la gestion des risques naturels qui lui permet de suivre l'évolution des risques qui menacent son réseau; la base de données renferme des informations relatives aux franchissements, des données d'évaluation sur le terrain et des renseignements sur les mesures d'atténuation qui ont été prises. Mise au point en 1998, elle présente des informations sur les risques auxquels sont exposés tous les pipelines de la compagnie, et elle fait partie d'un système normalisé de prévision semi-quantitative qui sert à la gestion des risques de nature hydrotechnique et géotechnique.

Bien que les deux pipelines de Sumas suivent le même tracé que le réseau principal de Terasen, ils n'ont pas été intégrés à ce programme. Dans le cas d'une analyse des risques qui menacent le réseau principal, on aurait tenu compte des deux pipelines de Sumas puisque les trois pipelines suivent des portions d'un même tracé. Bien que le programme de surveillance des risques naturels comprenne des informations sur les franchissements de cours d'eau et sur certaines zones sismiques, il n'en donne pas sur d'autres risques naturels potentiels dus aux marécages et aux tourbières.

Végétation le long de l'emprise

Au moment de l'incident, la végétation qui poussait sur l'emprise mesurait environ 2 m (6 pieds environ) de hauteur. Même en plein jour, la présence de pétrole sur l'emprise n'aurait donc pas été facile à percevoir. La tâche était encore plus difficile pour des employés qui devaient intervenir à la nuit tombée, comme cela s'est passé le 8 juillet 2005.

L'élimination de la végétation le long de l'emprise de Terasen est confiée à des entrepreneurs externes. La fréquence des travaux de déblaiement de l'emprise dépend de la croissance de la végétation et de restrictions imposées par les gouvernements. Jusqu'en 2000, le nettoyage de l'emprise dans le secteur de l'accident se faisait deux fois par année, en mai et en octobre. Après 2000, on a décidé de ne plus faire qu'une coupe annuelle, en octobre. Comme les lieux de l'accident sont situés dans une tourbière, la végétation qui y pousse (surtout de l'herbe et des scirpes) atteint une hauteur considérable.

Empiètement par des tiers

L'industrie des pipelines du Canada considère que l'empiètement par des tiers représente une menace grave pour l'intégrité des pipelines. Terasen a mis sur pied plusieurs programmes qui visent à réduire au minimum les risques de dommages accidentels causés par des tiers. Terasen compte aussi sur un groupe chargé de la gestion des terrains dont la seule responsabilité consiste à régler les problèmes relatifs à l'emprise et aux empiètements par des tiers. Les programmes comprennent :

- un programme intégré de sensibilisation du public, qui informe le public au sujet de la sécurité des pipelines, de la prévention des dommages, des préparatifs d'urgence et des projets d'entretien.

- un programme de signalisation qui assure le marquage clair de l'emprise au moyen de panneaux de signalisation (conformes à la norme CSA Z662) qui identifient précisément les risques liés aux pipelines de pétrole liquide et indiquent un numéro pour les demandes d'intervention d'urgence.
- un programme de surveillance de l'emprise, prévoyant des patrouilles aériennes destinées à repérer des signes d'empiètement sur l'emprise ou toute autre menace visible à l'intégrité du pipeline. Toutes les observations sont consignées dans des rapports d'observation, rapports qui sont classés au bureau de la région concernée en vue de mesures de suivi. Pour la section allant de Kamloops à Burnaby, l'emprise du pipeline est patrouillée à longueur d'année, à raison d'une patrouille par semaine. En plus de la surveillance aérienne, le personnel de Terasen procède à une surveillance quotidienne de l'emprise dans le cadre de ses fonctions habituelles.
- un programme relatif aux franchissements, qui assure que toutes les demandes de franchissement sont traitées par le coordonnateur de l'emprise et des franchissements pour la région concernée.

Travaux de remblayage dans un secteur adjacent

Un propriétaire foncier local a communiqué avec Terasen avant de réaliser des travaux de remblayage dans un secteur adjacent à l'emprise et proche des lieux de l'accident. Le technicien local d'EPL de Terasen a rencontré l'entrepreneur chargé des travaux de remblayage, a examiné en détail la proposition et a ensuite avalisé le projet et approuvé un permis temporaire de prélèvement et de remplacement de sols, délivré par la ville d'Abbotsford (permis de la VDA). Ce permis précisait que les matériaux de remblayage ne devaient pas empiéter sur l'EMPR et que l'entrepreneur devrait faire approuver au préalable tous les travaux d'excavation par des moyens mécaniques qui se feraient à 30 m ou moins de l'EMPR. Le technicien d'entretien de Terasen a ajouté au permis une note manuscrite précisant que les matériaux de remblayage ne devaient pas être placés à moins de 25 m de l'emprise du pipeline. La note ajoutait que l'entrepreneur devrait communiquer avec Terasen s'il avait besoin de s'approcher davantage de l'emprise. L'entrepreneur n'a pas placé de matériaux de remblayage ni exécuté des travaux d'excavation par des moyens mécaniques dans la zone de séparation de 25 m approuvée par Terasen.

Le permis de la VDA stipulait qu'on devait donner à Terasen un avis d'une semaine avant le début des travaux de remblayage pour que la compagnie puisse délimiter la zone de séparation à l'aide de fanions. Ces activités de signalisation ont été exécutées avant qu'on place les matériaux de remblayage près de Ward Road.

Le propriétaire foncier a demandé plusieurs prorogations de délai du permis de la VDA entre le début de 2000 et la fin de 2005. Les approbations ci-dessous ont été accordées :

- le permis original a été délivré le 30 mars 2000 et a expiré le 30 juillet 2000.
- la prorogation de délai n° 2 a été accordée le 2 juillet 2003 et a expiré le 15 septembre 2003.

- la prorogation de délai n° 3 a été accordée le 23 juillet 2004 et a expiré le 15 septembre 2004.
- la prorogation de délai n° 4 a été accordée le 15 septembre 2004 et a expiré le 15 mars 2005.
- la prorogation de délai n° 5 a été accordée le 15 mars 2005 et a expiré le 15 septembre 2005.

Le permis de la VDA précisait la durée du permis, mais n'indiquait pas le volume de terre que le propriétaire était autorisé à placer sur le terrain, ni la façon dont le propriétaire devait s'y prendre pour faire connaître le volume exact de terre de remblayage qu'il avait accepté. En outre, le permis de la VDA n'indiquait aucun moyen de vérification du volume exact de terre de remblayage qui était accepté. Au final, le volume de matériaux accepté par le propriétaire a été d'environ 54 160 m³.

Le permis original de la VDA de mars 2000 ne précisait pas le volume de matériaux de remblayage dont il était question dans la demande de permis, mais il indiquait que la couche de matériaux de remblayage n'aurait que 3 m d'épaisseur. Le formulaire de demande de remblayage de la VDA, rempli par le propriétaire, prévoyait un volume estimatif, volume dont on se sert pour évaluer la proposition de remblayage et recueillir les droits pertinents. Dans la demande de prorogation de juin 2003, le volume estimatif était de 20 000 m³ (voir l'annexe B).

Activités du parc de stockage de Sumas

La station de pompage et le parc de stockage de Sumas sont le point de transfert du pétrole brut destiné aux États-Unis. Le parc de stockage de Sumas sert surtout à assembler des cargaisons de pétrole brut en provenance des pipelines du réseau principal de Terasen. Au besoin, les cargaisons sont entreposées temporairement en vue de leur livraison vers les raffineries de l'État de Washington. Cela permet de continuer de livrer du pétrole brut au terminal de Burnaby tout en conservant une certaine souplesse dans les livraisons vers les raffineries des États-Unis.

Terasen se sert habituellement de la conduite de 508 mm pour amener jusqu'au parc de stockage de Sumas le produit qui est acheminé par le pipeline principal de Terasen via la station de pompage de Sumas. Terasen utilise la conduite de 610 mm pour livrer sur les marchés des États-Unis le pétrole brut du parc de stockage de Sumas, pouvant utiliser la pression la plus élevée pour les livraisons alimentées par gravité qui sont destinées aux raffineries des États-Unis. Un des dispositifs de sécurité des conduites de transfert des réservoirs est constitué d'une soupape de décharge qui se trouve au parc de stockage de Sumas et qui est réglée à 1 000 kPa, soit environ 29 p. 100 de la pression maximale d'exploitation de la canalisation.

Analyse métallurgique

Pendant la construction du pipeline, en 1957, le tuyau de 508 mm a été recouvert d'un enduit extérieur fait d'époxyde de coaltar, lui-même recouvert d'une enveloppe faite de papier contenant des fibres d'amiante. On a constaté que l'état du revêtement était relativement bon.

Quand le revêtement a été retiré au cours des travaux de nettoyage de la surface, on a constaté que le revêtement adhérait bien à la surface du tuyau. Une inspection visuelle de la surface nettoyée n'a révélé aucun signe de corrosion externe.

La conduite de 508 mm montrait un pliage à froid préexistant qui s'était formé sur place lors de la construction du pipeline. L'inspection visuelle de la conduite défectueuse a révélé la présence d'un gauchissement marqué qui se trouvait généralement au centre de ce pliage à froid. Selon l'analyse métallurgique, malgré la présence de quelques rides transversales le long du pliage à froid, les dimensions du pliage n'étaient peut-être pas conformes aux spécifications qui étaient en vigueur au moment de l'installation du tuyau, ou à celles de l'actuelle norme CSA Z662. L'analyse a aussi révélé que les techniques de mesurage n'étaient peut-être pas suffisamment précises pour qu'on puisse déterminer avec exactitude si le rayon de la courbure était conforme à la norme de l'époque ou à la norme actuelle.

De plus, on a observé un certain nombre de fissures sur les contours du gauchissement. Après avoir provoqué leur rupture en laboratoire, on a confirmé que quatre des fissures traversaient la paroi. La plupart des surfaces fissurées montraient des ruptures ductiles avec des stries grossières qui dénotent une fatigue probable, caractéristique des ruptures ductiles. Deux de ces fissures montraient des dommages d'origine mécanique, ce qui indique que les deux surfaces fissurées avaient frotté l'une contre l'autre avant que la rupture se fasse.

L'examen métallurgique a permis de conclure que le gauchissement avait résulté de fortes contraintes de flexion qui s'étaient exercées sur la conduite à cet endroit. Par la suite, les fissures associées au gauchissement se sont agrandies du fait des contraintes cycliques imposées à la conduite pendant l'exploitation normale du pipeline. On croit que les contraintes responsables du gauchissement, et de l'apparition et de la croissance consécutives des fissures, ont été relativement uniformes. On a aussi estimé qu'il a fallu au moins 40 cycles de contraintes pour que les fissures apparaissent et croissent après que le gauchissement se fut produit.

Rien n'indique que la corrosion, une fissuration par corrosion sous contrainte ou des matériaux de mauvaise qualité ont contribué à la rupture. On n'a relevé aucune preuve de dommages mécaniques, à part le gauchissement et les pliures qui étaient présents sur le bout de tuyau examiné. L'analyse métallurgique a permis de déterminer que la fuite s'était produite dans quatre fissures traversant la paroi qui étaient présentes dans le gauchissement apparu au milieu du pliage à froid préexistant. Toutefois, l'analyse n'a pas permis d'expliquer entièrement l'origine des forces qui ont produit le gauchissement.

Étude sur l'origine du gauchissement et des fissures associées

Les dommages de nature mécanique, prenant la forme de gauchissements, de bosselures et de rainures, sont devenus un problème de sécurité majeur pour les pipelines d'Amérique du Nord. Les dommages mécaniques ou les mouvements de terrain sont des précurseurs courants du gauchissement des pipelines. Le gauchissement a pu être présent sur les lieux de l'accident dès la construction de la conduite de 508 mm, en 1957, et entraîner une lente usure qui a causé à la longue la rupture par fatigue. Aucun dommage d'origine mécanique n'a été relevé à la surface de la conduite, et Terasen avait fait passer en 1995 un outil d'II (PFM) qui n'avait pas révélé la présence du gauchissement ou des fissures en question.

Le premier indice montrant que le mouvement du sol a eu un rôle à jouer dans le gauchissement de la conduite est le déplacement latéral des conduites de 508 mm et de 610 mm vers le sud-ouest et le nord des pliages à froid préexistants. Après la rupture, Terasen a inspecté les deux conduites de transfert à 150 m en amont et en aval des lieux de l'accident. L'inspection a confirmé la présence d'une déformation latérale, par rapport à la ligne droite, au nord-ouest des deux pliages à froid. On a déterminé que la déviation maximale était de 1,5 m et de 0,95 m pour les conduites respectivement de 508 mm et de 610 mm.

L'étude a fait ressortir que les deux conduites de transfert montraient des signes de courbure vers l'extérieur, mais que la conduite de 508 mm était davantage courbée que celle de 610 mm. Comme la résistance à la flexion de la section transversale de la conduite de 610 mm était approximativement deux fois plus grande que celle de la section transversale de la conduite de 508 mm, on en conclut que la conduite de 610 mm a dû résister beaucoup mieux au déplacement que la conduite de 508 mm. L'étude a montré qu'en direction sud-est et à mesure qu'on s'éloignait des pliages à froid, les deux conduites de transfert étaient relativement droites.

Terasen et un consultant ont procédé à une évaluation géotechnique d'envergure afin de déterminer s'il existait un lien entre le gauchissement des conduites et des mouvements géotechniques. Les deux pipelines sont placés sur une couche très compressible de tourbe organique. On a soupçonné que l'accumulation de matériaux de remblayage à une distance de 25 à 50 m au nord-est de la limite de l'emprise pourrait avoir été l'élément déclencheur du mouvement des conduites dans la tourbe.

Les matériaux de remblayage que le propriétaire foncier avait fait déposer entre le début de 2000 et le milieu de 2005 ont constitué le seul changement notable à s'être produit aux environs des lieux de l'accident. L'inspection visuelle du site de remblayage a mis en évidence des fissures de tension parallèles aux pipelines. Un carottage et des essais au moyen de pénétromètres coniques ont permis de déterminer que la couche de matériaux de remblayage mesurait de 3 à 8 m d'épaisseur. Cette épaisseur ne respectait pas les conditions du permis délivré en 2000 par la VDA, lequel stipulait que la couche de matériaux de remblayage devait avoir une épaisseur maximale de 3 m. Le carottage a révélé que les matériaux reposaient sur une couche de tourbe comprimée, posée elle-même sur des couches de limon, de sable ou gravier et une base de till. Le limon, faisant partie de la Formation de Fort Langley, offre une faible résistance quand il est saturé et perturbé. Des forages successifs ont permis d'établir que les couches de limon et de sable ou gravier s'inclinaient vers le sud-ouest.

Des inclinomètres ont été installés dans le sol entre la conduite de 610 mm et les matériaux de remblayage. Les inclinomètres mesurent le déplacement par rapport à leur profondeur d'enfouissement, et donnent ainsi une mesure des mouvements potentiels des différentes couches du sol. Des lectures prises entre septembre et novembre 2005 montrent un mouvement progressif du sol vers le sud-ouest et en direction des pipelines, mouvement qui va en s'accéléralant. Les déplacements les plus marqués se situent aux points où les deux conduites de transfert étaient le plus près des matériaux de remblayage et des lieux de l'accident. Ces mesurages ont confirmé que la reptation du sol avait un effet sur les couches de tourbe et de limon.

Des extensomètres ont été placés sur les deux conduites de transfert. On a installé les extensomètres de la conduite de 508 mm environ une semaine après avoir réparé le pipeline, de façon à obtenir une valeur de tension absolue qui soit le plus près possible de zéro. Tout écart par rapport à la valeur zéro représente une valeur de tension absolue. Depuis l'installation, la tension observée dans la conduite a fluctué de façon peu marquée du fait des conditions sur place (pluie, travaux d'excavation et activités de pompage). La fluctuation des valeurs de tension absolue a été de l'ordre de 100 micro-tensions ($\mu\epsilon$) à 400 $\mu\epsilon$, alors que la conduite subit une déformation plastique à des valeurs allant de 2 340 $\mu\epsilon$ à 3 750 $\mu\epsilon$.

Les lectures de tension prises sur la conduite de 610 mm sont en grande partie celles d'une conduite non excavée. En août 2005, les déformations maximales, de l'ordre de 600 $\mu\epsilon$ à 1000 $\mu\epsilon$, étaient inférieures aux valeurs de 5 000 $\mu\epsilon$ à 7 000 $\mu\epsilon$ qui causent une déformation plastique du tuyau. Il est à noter qu'à la position 90 degrés, l'extensomètre était en tension, alors qu'à la position 270 degrés, il était en compression. Cela confirme que, près du secteur du pipeline touché par le pliage à froid, un moment de flexion a poussé la conduite vers le sud-ouest en raison du mouvement du sol. Par la suite, ce mouvement a été confirmé par des photographies aériennes qui ont révélé un déplacement du pipeline lorsqu'on l'observait à partir du nord des lieux de l'accident.

Pour établir plus précisément le point d'origine du gauchissement de la conduite de 508 mm, on a construit un modèle à éléments finis représentant le pipeline concerné. L'analyse a permis de déterminer les charges de gauchissement pour la conduite de 508 mm et a révélé que, lorsque le modèle était chargé au point où il formait un angle de 17 degrés, il montrait un gauchissement dont l'apparence était analogue à celle des dommages observés à l'endroit où la conduite était gauchie. On a procédé à une étude paramétrique pour déterminer la mesure dans laquelle les résultats de l'analyse étaient sensibles à des variables comme des imperfections initiales de la surface, la pression interne et les différences de température. Une analyse plus poussée a étudié les contraintes cycliques qui ont affecté le pipeline. L'étude paramétrique a révélé que les contraintes cycliques externes dues à la variation de la courbure avaient eu les effets les plus marqués, alors que les contraintes dues aux écarts cycliques de température avaient eu des effets modérés et que les variations cycliques de la pression interne avaient eu des effets moindres. Une autre analyse a permis de déterminer que les larges courbures dues aux mouvements du sol avaient occasionné des moments de flexion suffisants pour causer un gauchissement de la conduite.

L'analyse du modèle par éléments finis a permis de conclure que le gauchissement a résulté de mouvements du sol associés à la formation de larges courbes à proximité des lieux de la rupture. Une fois le gauchissement en place, des fissures de fatigue de nature oligocyclique se sont formées et ont crû dans la zone touchée par le gauchissement en raison des charges cycliques qui s'exerçaient pendant le service. L'étude a révélé qu'un moment de flexion d'environ 450 kilonewtons-mètres (kNm) était nécessaire pour causer un gauchissement de cette importance. Le facteur qui a contribué le plus à ce moment de flexion a été le déplacement latéral de la conduite attribuable au mouvement du sol au nord du pliage à froid préexistant (lieux de l'accident).

L'étude a permis de déterminer que, sur les lieux de l'accident, le moment de déplacement latéral de la conduite vers le sud-ouest a créé des moments de flexion appréciables. On a procédé à une modélisation de l'interaction sol-conduite, laquelle a démontré que, si l'on

déplaçait le pipeline de 1,5 m vers le sud-ouest, sur une longueur de 60 m (conformément aux observations faites au cours de l'étude sur la conduite), un moment de flexion de plus de 550 kNm était généré sur les lieux de l'accident. En soi, cette action aurait été suffisante pour causer et accentuer le gauchissement dans le pliage à froid à un point tel qu'il suffisait de contraintes cycliques mineures (dus à la pression ou à la température) pour faire apparaître les fissures de fatigue qui ont fini par provoquer l'accident de la conduite de 508 mm. L'étude a aussi révélé qu'il aurait suffi de quelques cycles seulement pour venir à bout de la résistance de la conduite.

Dynamitages à proximité du pipeline

Différents établissements à vocation résidentielle et industrielle entourent les lieux de l'accident. De part et d'autre du pipeline, on trouve plusieurs grandes carrières de pierre qui sont en activité depuis plusieurs décennies. L'exploitation de ces carrières s'accompagne régulièrement de dynamitages industriels fréquents. Les ondes de choc dues aux explosions qui ont lieu à proximité du pipeline peuvent entraîner des effets directs et indirects qui, dans certaines conditions, peuvent gauchir la conduite. Parmi les carrières où l'on fait du dynamitage, celle de la Sumas Shale Inc., distante de 300 à 600 m des lieux de l'accident et sise au sommet d'une colline rocheuse, est celle qui était la plus rapprochée. Les dynamitages les plus rapprochés du pipeline ont été faits à 70 m de celui-ci, mais à plusieurs centaines de mètres en amont des lieux de l'accident.

Terasen applique une norme pour les travaux de dynamitage qui ont lieu près de l'emprise, en l'occurrence la norme MP 3120C intitulée Terasen Engineering Standards and Practices (Normes techniques et pratiques de Terasen). Cette norme précise que la vitesse horizontale maximale des particules devrait être inférieure à 50 millimètres par seconde (mm/s), soit une valeur plus prudente que celle de 60 mm/s qui est précisée dans la norme du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique. Initialement, cette norme concernait les travaux de dynamitage nécessaires à la construction d'installations comme des chaussées ou des installations souterraines de services publics, qui devaient être faits en travers ou à proximité d'un pipeline et d'une emprise.

La norme de Terasen interdit qu'on procède à un dynamitage à l'intérieur des limites de l'EMPR, et elle exige que la compagnie examine les plans de dynamitage lorsque des travaux de dynamitage doivent avoir lieu à 100 m ou moins de l'EMPR. Elle exige parfois même qu'on examine ces plans pour des dynamitages qui se font à des distances atteignant 300 m. Bien que les carrières locales aient utilisé des explosifs en moyenne tous les six jours au cours des six mois précédant l'accident, le spécialiste des franchissements de Terasen n'avait aucun dossier relatif à des dynamitages qui auraient eu lieu dans la région montagneuse de Sumas au cours des deux années précédentes.

L'examen des dossiers de dynamitage de l'entreprise d'exploitation de la carrière, allant de janvier 2005 à la date de l'accident, révèle que les charges explosives pouvaient atteindre 3,5 tonnes à chaque explosion. Les dossiers de dynamitage de l'entreprise ne renfermaient aucune information sur la vitesse maximale des particules projetées.

Terasen a indiqué que les dynamitages n'ont pas été un facteur contributif important lors de cet accident, mais n'a pas pu déterminer si les dynamitages réguliers avaient pu contribuer :

- au tassement des matériaux de remblayage par-dessus la tourbe;
- à la migration des matériaux de remblayage;
- à la migration de la couche sous-jacente de tourbe comprimée en direction du pipeline.

Analyse

L'analyse portera surtout sur les événements qui ont mené au gauchissement, l'empiètement par des tiers, la localisation de la fuite, le système SCADA et le système de détection des fuites, l'intervention initiale et les premiers intervenants, la base de données relative à la gestion des risques naturels et la gestion des problèmes découlant des dynamitages.

Événements qui ont mené au gauchissement

Selon les éléments de preuve recueillis lors des forages d'excavations et des essais faits au moyen de pénétromètres coniques, il y a tout lieu de croire que le remblayage a perturbé l'état d'équilibre des couches de tourbe, de limon et de sable ou gravier d'origine. L'augmentation de la charge attribuable à l'ajout de matériaux de remblayage de grande densité a causé la compression de la couche de tourbe, de même que la consolidation de la couche de limon. Ces conditions, combinées à de fortes pluies et au pendage régional du sol compétent sous-jacent (sable ou gravier et till), ont entraîné une reptation des couches qui recouvraient le sol compétent.

Comme la tourbe fortement compressible qui entourait les pipelines assurait un soutien latéral limité, les pipelines ont été déplacés en direction sud-ouest, ce qui fait qu'ils se sont éloignés de la zone affectée par les travaux de remblayage. Les preuves de ce mouvement sont fournies par les résultats des analyses métallurgiques, des analyses par éléments finis et des essais sur le terrain. Par suite d'une contrainte de flexion considérable qui a été imposée sur un pliage à froid préexistant, le gauchissement et des fissures associées se sont formés dans le pliage à froid, puis se sont accentués du fait des contraintes cycliques qui ont entraîné la rupture du pipeline.

Empiètements par des tiers

Comme les menaces contre la sécurité et l'intégrité des pipelines s'avèrent critiques pour l'industrie des pipelines en Amérique du Nord, le service de gestion des terrains de Terasen a pour fonction de gérer les questions relatives à l'intégrité de l'emprise des pipelines, et à plus forte raison lorsque des empiètements sont susceptibles d'endommager le pipeline. Terasen n'a pas réglé entièrement les problèmes liés aux empiètements susceptibles d'avoir une incidence sur l'intégrité et la sécurité des pipelines. Même si Terasen était au courant des travaux de remblayage exécutés par le propriétaire foncier, elle n'a pas fait de vérification pour s'assurer que le propriétaire se conformait aux conditions énoncées dans le permis de la VDA.

De même, la VDA avait la responsabilité d'examiner les demandes de permis de remblayage et de délivrer les permis en question, et d'examiner les révisions consécutives, le cas échéant, mais elle n'a pas fait un examen systématique du permis pour vérifier si l'exploitant se conformait aux conditions prescrites. La responsabilité finale du respect des conditions énoncées dans le permis de la VDA incombait au propriétaire foncier. Or, le propriétaire a accepté des volumes excessifs de terre de remblayage sans faire de vérifications auprès de Terasen ou de la VDA à propos des conséquences de cette décision. Pendant les travaux de remblayage, il y a eu peu d'échanges entre le propriétaire foncier, Terasen et la VDA sur les répercussions que les travaux de remblayage pourraient avoir sur le pipeline.

Localisation de la fuite

L'intervention de Terasen et la localisation de la fuite ont été retardées à cause d'un certain nombre de problèmes qui auraient pu être corrigés par la compagnie. La végétation était dense le long de l'emprise. Or, la fréquence des travaux de nettoyage de la végétation avait été réduite à une seule fois par année alors qu'elle se faisait deux fois par année précédemment, et les travaux en question ne devaient avoir lieu qu'en octobre. Le fait d'envoyer sur place un seul employé de l'exploitation de Terasen, à minuit, limitait les chances de détecter facilement la fuite en raison de la végétation particulièrement dense et de l'obscurité.

Les employés de Terasen qui ont répondu aux plaintes relatives à des odeurs ont dû trouver difficile de parcourir l'emprise à pied étant donné que le sol était mouillé et mou et que la végétation dense et haute limitait la visibilité. L'employé qui a découvert la fuite n'était pas muni de l'EPI et du matériel de détection exigés par les procédures de la compagnie, même si ces appareils étaient disponibles. Les employés n'avaient pas l'équipement nécessaire pour faire une enquête exhaustive sur l'EMPR afin de trouver la source des odeurs.

Contrairement aux employés d'EPL, les employés de l'exploitation de Burnaby avaient une connaissance limitée des EPI et de la position des pipelines sur l'EMPR. Ne disposant d'aucun formulaire de suivi relatif à des plaintes d'odeurs qui faisaient suite à des visites antérieures au même endroit, les employés de l'exploitation qui se sont rendus sur place ne savaient rien au sujet de l'emprise et de la position du pipeline sur celle-ci. Ce manque de suivi a fait en sorte que les employés ont été désavantagés lorsqu'ils ont dû enquêter sur une plainte ultérieure au même endroit, en ce sens qu'ils n'ont pas pu examiner d'autres pistes de solution. Comme il y avait eu beaucoup de plaintes d'odeurs concernant le parc de stockage de Sumas, les employés de l'exploitation de Burnaby ont peut-être sous-estimé le problème et, par conséquent, hésiter à demander de l'aide au technicien local d'EPL. En raison de cette réponse incomplète à la plainte portant sur des odeurs, la localisation de la fuite et a été retardée et les répercussions du déversement sur l'environnement local ont été aggravées.

Système d'acquisition et de contrôle des données et système de détection des fuites

La gestion de l'exploitation courante des pipelines est assurée par le système SCADA de Terasen. Ce système perfectionné, combiné au système de détection des fuites de la compagnie, devrait permettre une détection précoce des fuites. Toutefois, les deux sections de pipeline de Sumas n'étaient pas surveillées par le système de détection des fuites. Terasen s'en remettait

plutôt à un système moins efficace qui comptait sur des alarmes d'écart de niveau pour surveiller les changements de volume qui pourraient se manifester dans les réservoirs et les conduites de transfert lorsque les deux pipelines de Sumas étaient inactifs.

Le déversement de pétrole brut s'est produit pendant des livraisons en provenance et à destination de la station de pompage de Sumas. À partir de la première plainte relative à des odeurs, le système d'alarme portant sur les écarts n'a détecté aucune perte de produit pendant sept jours. Les paramètres de fonctionnement de ce type de système de détection n'ont pas permis de déceler la fuite de produit. Il ne semble y avoir aucune raison technique pour expliquer que les deux pipelines de Sumas n'aient pas été protégés par le système général de détection des fuites.

Intervention initiale et premiers répondants

Dans les quatre heures qui ont suivi son arrivée sur les lieux de l'accident, le SDI s'est chargé de la plus grande partie de l'intervention initiale; notamment, il a localisé la source de la fuite, déterminé l'étendue de la migration du pétrole brut et entrepris le confinement du produit (construction de trois barrages de retenue). Une fois sur place, l'équipe d'intervention des services d'EPL de Terasen a ajouté d'autres barrages de retenue et a entrepris le nettoyage des lieux, la récupération du pétrole répandu et l'enlèvement du sol contaminé. L'intervention de Terasen a été réalisée avec efficacité et efficience par le groupe d'intervention initiale d'EPL et, par la suite, par une équipe plus imposante qui relevait du système de commandement des interventions. Le pétrole répandu a été ramassé rapidement et le sol contaminé a été transporté vers une zone contrôlée pour y être déposé. Les travaux de restauration du site se poursuivent. Il faudra assurer une surveillance continue pour évaluer les répercussions à plus long terme sur les lieux de l'accident et à proximité de ceux-ci.

Les premiers intervenants, soit la police et les services des incendies, sont censés intervenir avec efficacité et efficience lorsque survient une situation d'urgence afin de protéger la vie, les biens et l'environnement. L'intervention initiale du personnel du SDI a été très efficace, mais comme il n'avait pas été informé adéquatement par Terasen sur les risques potentiels liés aux produits qui s'étaient échappés du pipeline, il ne disposait pas de l'équipement de détection qui lui aurait permis de se protéger contre d'éventuelles lésions. Le *Règlement sur les pipelines terrestres* de l'Office national de l'énergie exige que la compagnie communique aux responsables locaux des mesures d'urgence, aux services des incendies locaux et au personnel de première intervention des localités voisines du tracé des renseignements relatifs à la position des pipelines et à la nature des produits qui y circulent. Terasen n'avait pas informé le personnel du SDI des risques potentiels liés au pipeline, ni de la nécessité de se munir d'équipement spécialisé au moment de procéder à une intervention d'urgence.

Base de données sur la gestion des risques naturels

Le pipeline principal de Terasen, allant d'Edmonton à Burnaby, traverse des terrains très variés dont chacun présente des risques hydrotechniques et géotechniques qui menacent la sécurité et l'intégrité structurale du pipeline. Pour contrer ces risques, la compagnie a mis au point une base de données sur la gestion des risques naturels qui prévoit un suivi des risques qui menacent le réseau de pipelines et l'application des mesures voulues. Toutefois, les deux

pipelines de Sumas ne font pas partie de cette base de données. En outre, bien que Terasen ait indiqué que l'analyse des risques touchant la canalisation principale devait tenir compte des deux pipelines de Sumas, la base de données ne renferme pas d'information sur les risques naturels ou technologiques qui sont liés aux marécages, aux tourbières ou aux activités de remblayage.

Gestion des questions relatives au dynamitage

La gestion par Terasen des activités de dynamitage ne réglait pas tous les aspects des dynamitages susceptibles d'avoir des effets sur l'intégrité et la sécurité du pipeline. Alors que Terasen a une norme relative aux dynamitages qui prévoit la vitesse maximale acceptable des particules, le spécialiste des franchissements de Terasen ne tenait pas de dossiers sur ces questions. Alors que la norme de Terasen exigeait que l'on consigne les vitesses maximales des particules, l'entreprise qui exploitait la carrière ne consignait pas cette information. Le manque d'information sur les vitesses maximales des particules a pu nuire à la capacité de Terasen de déterminer les effets éventuels du dynamitage sur le pipeline et sur les matériaux de remblayage.

Faits établis quant aux causes et aux facteurs contributifs

1. Du fait d'une contrainte de flexion considérable qui s'exerçait sur un pliage à froid préexistant, un gauchissement et des fissures se sont formés dans le pliage à froid, puis se sont accentués par suite de contraintes cycliques et ont fini par causer la rupture du pipeline.
2. La migration de la couche de tourbe comprimée et la consolidation de la couche de limon, consécutives à l'application de matériaux de remblayage, ont perturbé l'état d'équilibre des couches de tourbe, de limon et de sable ou gravier d'origine et ont occasionné des forces de flexion suffisantes pour causer le déplacement du pipeline de 508 mm de diamètre.
3. En raison de l'absence d'un système efficace de détection des fuites et d'un système efficace de traitement des plaintes relatives aux odeurs, on a tardé à prendre des mesures en réaction à la fuite.
4. Comme la fréquence des travaux de nettoyage de la végétation avait été réduite, l'employé de Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc. qui a répondu aux plaintes a été gêné par la végétation dense qui poussait sur l'emprise.
5. La gravité de l'accident a été accrue en raison de l'intervention d'urgence tardive et du temps qu'il a fallu pour localiser la fuite.
6. Un manque de communications entre le propriétaire du terrain d'enfouissement, la ville d'Abbotsford et Terasen a exposé le pipeline à une menace attribuable à des activités excessives de remblayage.

Fait établi quant aux risques

1. Des employés et d'autres intervenants qui ne portaient pas l'équipement de protection individuel approprié sont exposés à des risques de lésions professionnelles quand ils travaillent sur les lieux d'un déversement.

Autres faits établis

1. Bien que Terasen ait une norme concernant les travaux de dynamitage adjacents à l'emprise, son spécialiste des franchissements n'avait aucun dossier relatif à des dynamitages qui auraient eu lieu dans la région montagneuse de Sumas au cours des deux années précédentes. Ni Terasen ni l'entreprise exploitant la carrière n'avaient mis en place un processus d'enregistrement des vitesses maximales des particules et d'autres informations portant sur les opérations continues de dynamitage pour s'assurer que ces opérations étaient conformes aux normes de Terasen en matière de dynamitage.
2. Les deux pipelines de Sumas ne faisaient l'objet d'une inspection interne (II) qu'une fois tous les 10 ans, et l'examen détaillé des données relatives à l'II d'octobre 1995 n'a révélé aucune anomalie d'ordre mécanique ou autre.

Mesures de sécurité prises

À la suite de cet accident, Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc. (Terasen) a pris plusieurs initiatives visant à corriger les manquements qui ont été signalés lors de l'intervention et au cours de l'enquête qui a suivi l'événement.

- A. On a révisé la procédure de traitement des plaintes relatives aux odeurs de façon à améliorer l'enregistrement des détails des plaintes.
 - S'il est impossible d'attribuer la source d'une odeur à une condition d'exploitation connue, il faut en aviser le gestionnaire régional; cette notification devrait figurer sur le formulaire de plainte relative aux odeurs.
 - On a révisé la procédure de traitement des plaintes relatives aux odeurs de façon à exiger que les mesures d'intervention soient consignées dans le formulaire de plainte relative aux odeurs et que l'équipe responsable de l'exploitation informe l'équipe qui la relève de l'état de la situation relative au traitement de la plainte.
 - Le gestionnaire régional doit apposer sa signature pour signifier qu'un dossier de plainte relative aux odeurs est fermé.
 - Les techniciens qui répondent à des plaintes relatives aux odeurs doivent suivre un processus approprié d'enquête sur ces plaintes, et notamment s'assurer que l'équipement de protection individuel requis est disponible.

- B. Terasen a révisé son programme de gestion de l'intégrité et ses procédures d'entretien des pipelines afin d'en accroître l'efficacité.
- La compagnie a localisé les secteurs des pipelines qui sont entourés de tourbières et des marécages, et a veillé à ce que le programme de gestion des risques naturels et les bases de données géotechniques connexes tiennent compte de ces secteurs.
 - La compagnie a émis un bulletin des services techniques dans lequel elle signale les dangers attribuables aux changements qui affectent les charges exercées sur le sol des tourbières et des marécages. Le bulletin s'adresse aux groupes chargés de l'exploitation de tous les pipelines de Terasen, dont les groupes d'entretien des pipelines (EPL), le groupe de la patrouille aérienne, le groupe du système d'appel unique et le groupe responsable des franchissements.
 - On a révisé les procédures existantes d'approbation des franchissements pour les secteurs entourés de sols à risques de façon à exiger que les activités de tiers qui ont lieu dans ces secteurs soient approuvées par le groupe des franchissements ou le groupe de l'EPL et par les services techniques.
 - On a examiné les données des inspections internes et exécuté des calculs sur les tensions qui s'exercent sur des segments de conduite entourés de sols à risques, et plus particulièrement sur les conduites affectées par des pliures à froid préexistantes.
 - On a fourni les ressources nécessaires pour limiter la croissance de la végétation le long de l'emprise des pipelines, conformément aux exigences de la norme n° CAN/CSA Z662 de l'Association canadienne de normalisation (CSA), intitulée *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz (CSA Z662)*.
 - On a mis à jour le programme de gestion de l'intégrité des pipelines pour y intégrer les changements susmentionnés.
 - On a rédigé un document technique qui décrit l'événement visé par le présent rapport d'enquête et dont on fera la présentation pendant une conférence visant à informer l'industrie de scénarios de ce type.
 - La réinspection des deux pipelines, en septembre 2005, a incité la compagnie à corriger les anomalies que présentaient les deux pipelines.
- C. On modifiera le système de détection des fuites de Terasen pour faire en sorte que les deux sections de pipeline situées entre le parc de stockage de Sumas et la station de pompage de Sumas soient intégrées au système général de détection des fuites.
- D. En 2005-2006, Terasen a élaboré un plan détaillé de restauration qui prévoit la remise en état du cours d'eau touché et le remplacement du sol organique qu'on a dû retirer. Le plan a été soumis à l'approbation des organismes de réglementation gouvernementaux. On va bientôt finir de regarnir l'emprise des pipelines avec de la

tourbe organique, afin de remettre le site en état conformément au plan. Terasen a mis sur pied un programme de surveillance continue qui mesure notamment les tensions qui s'exercent sur les pipelines et les déplacements du sol sur les lieux de l'événement.

- E. Terasen procède actuellement à l'évaluation et à la révision des procédures et des méthodes de tenue de dossiers qui portent sur les activités de dynamitage dans le secteur de la montagne Sumas et des deux conduites de transfert.

Le présent rapport met un terme à l'enquête du Bureau de la sécurité des transports du Canada (BST) sur cet événement. Le Bureau a autorisé la publication du rapport le 7 février 2007.

Visitez le site Web du BST (www.tsb.gc.ca) pour plus d'information sur le BST, ses services et ses produits. Vous y trouverez également des liens vers d'autres organismes de sécurité et des sites connexes.

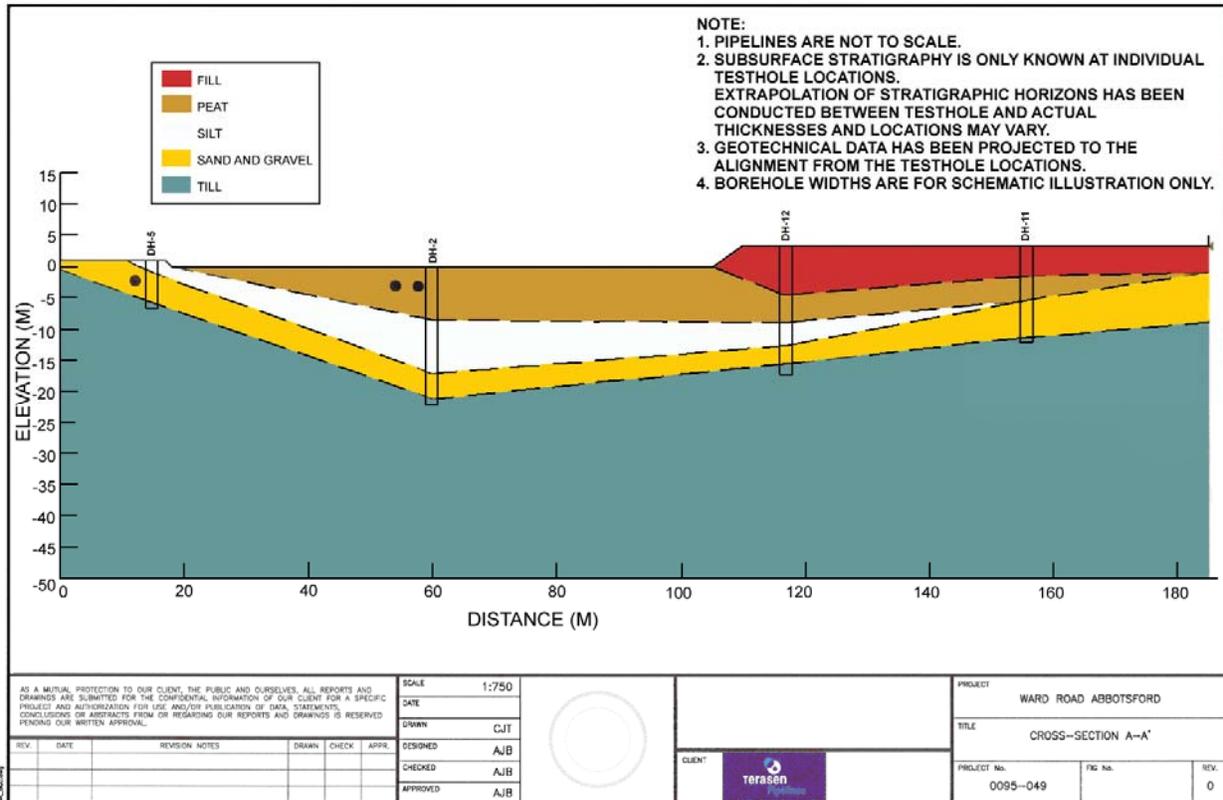
Annexe A – Schéma tiré du système de référence

(Ce document n'existe pas en français.)



Annexe B – Coupe transversale de Ward Road

(Ce document n'existe pas en français.)



Annexe C – Sigles et abréviations

BST	Bureau de la sécurité des transports du Canada
CCC	centre de contrôle de la compagnie
CSA Z662	norme CAN/CSA Z662, <i>Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz</i> , de l'Association canadienne de normalisation
CSA	Association canadienne de normalisation
EMPR	emprise
EPI	équipement de protection individuel
EPL	entretien du pipeline
GRC	Gendarmerie royale du Canada
II	inspection interne
km	kilomètre
kNm	kilonewton-mètre
m	mètre
m ²	mètre carré
m ³	mètre cube
mm	millimètre
mm/s	millimètre par seconde
OCC	opérateur du centre de contrôle
ONE	Office national de l'énergie
PFM	perte de flux magnétique
PGI	programme de gestion de l'intégrité
RPT	<i>Règlement sur les pipelines terrestres</i>
SCADA	Système d'acquisition et de contrôle des données
SDI	service des incendies
Terasen	Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc.
UT	ultrasons
VDA	ville d'Abbotsford
με	micro-tension