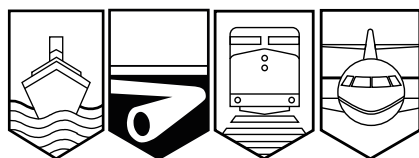


Bureau de la sécurité des transports
du Canada



Transportation Safety Board
of Canada

RAPPORT D'ENQUÊTE DE PIPELINE
P00H0061



**ÉVÉNEMENT DANS UNE STATION DE COMPRESSION
DE GAZ NATUREL**

**SURVENU À LA STATION DE COMPRESSION
D'EAST HEREFORD**

EXPLOITÉE PAR GAZODUC TQM INC.

À LA BORNE KILOMÉTRIQUE 217,094

DE LA CANALISATION 3000

À ENVIRON 80 km AU SUD-EST DE MAGOG (QUÉBEC)

À EAST HEREFORD (QUÉBEC)

LE 28 DÉCEMBRE 2000

Canada



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

Événement dans une station de compression de gaz naturel

survenu à la station de compression d'East Hereford exploitée par Gazoduc TQM Inc.

à la borne kilométrique 217,094

de la canalisation 3000

à environ 80 km au sud-est de Magog (Québec)

à East Hereford (Québec)

le 28 décembre 2000

Rapport numéro P00H0061

Résumé

Vers 17 h 24, le 28 décembre 2000, une fuite de gaz naturel a donné lieu à une explosion qui a détruit le bâtiment électricité et services, lourdement endommagé le bâtiment compresseur et causé divers dommages aux autres bâtiments de la station de compression d'East Hereford (borne kilométrique 217,094 de la canalisation 3000) de Gazoduc TQM Inc. Avant l'événement, la station avait été arrêtée depuis 10 h 4 environ par suite du déclenchement manuel involontaire du système d'arrêt d'urgence de la station de compression. Après l'arrêt d'urgence, un préposé à l'entretien a été envoyé pour relancer le groupe compresseur à moteur électrique. Durant la journée, après plusieurs tentatives pour remettre la station en état de fonctionner et reprendre l'exploitation normale du gazoduc, il y a eu une explosion. Le préposé à l'entretien a été grièvement blessé.

This report is also available in English.

1.0	Renseignements de base	1
1.1	L'accident	1
1.2	Victimes	4
1.3	Dommmages à l'équipement – Produit perdu	5
1.4	Conditions météorologiques	6
1.5	Renseignements sur le gazoduc	6
1.6	Description de la station de compression – Concept, construction et fonctionnement	7
1.7	Réseau de contrôle du système et d'acquisition des données principal et local	15
1.8	Fonctionnement des vannes et du système d'arrêt d'urgence	17
1.9	Analyse du gaz naturel	19
1.10	Analyse des produits inconnus trouvés dans la station et à l'intérieur du MOPICO	21
1.11	Historique des explosions, des ruptures, des fuites et des incendies	22
1.12	Programmes de contrôle de la qualité	22
2.0	Analyse	25
2.1	Introduction	25
2.2	Examen des faits	25
2.2.1	Contrôle de la qualité et assurance de la qualité – Remarques d'ordre général	25
2.2.2	Contrôle de la qualité lors de la fabrication et de l'assemblage des éléments clés du gazoduc	25
2.2.3	Contrôle de la qualité lors de l'étape de sélection des matériaux	26
2.2.4	Contrôle de la qualité lors de l'étape de la construction, de l'essai et de la certification de la station	27
2.2.5	Assurance de la qualité lors de la mise en service du réseau de contrôle du système et d'acquisition des données	30
2.2.6	Gestion du contenu du gaz naturel	32

3.0	Conclusions	35
3.1	Faits établis quant aux causes et aux facteurs contributifs	35
3.2	Faits établis quant aux risques	36
3.3	Autres faits établis	37
4.0	Mesures de sécurité	39
4.1	Mesures prises	39
4.2	Préoccupations liées à la sécurité	42
4.2.1	Moteurs de compresseur électriques refroidis au gaz naturel	42
4.2.2	Pérennité des données d'exploitation contenues dans le réseau de contrôle du système et d'acquisition des données local	42
4.2.3	Exigences relatives à l'étanchéité des câbles Teck	43
4.2.4	Installation d'appareils de détection de gaz	43
4.2.5	Intervention dans les situations d'urgence	44
Annexes		
	Annexe A – Carte du réseau d'installations de Gazoduc TQM	45
	Annexe B – Schéma du terrain de la station de compression d'East Hereford	47
	Annexe C – Schéma du MOPICO et de l'ensemble des conduites connexes du compresseur	49
	Annexe D – Schéma des conduites, des vannes et du matériel connexe de la station	51
	Annexe E – Raccord de la plaque inférieure de la boîte de raccordement (Échelle : 1/2)	53
	Annexe F – Table des mesures physiques et de l'état physique des joints toriques	55
	Annexe G – Chronologie des événements d'après le journal de la station	59
	Annexe H – Sigles et abréviations	71

1.0 Renseignements de base

1.1 L'accident

Vers 10 h 4, heure normale de l'Est¹ le 28 décembre 2000, la station de compression exploitée par Gazoduc TQM Inc. (TQM)² située à East Hereford (Québec), comprenant un seul groupe compresseur à moteur électrique, a été arrêtée à la suite du déclenchement manuel involontaire, dans la cour de la station, du système d'arrêt d'urgence par une personne de l'extérieur accompagnant un entrepreneur de déneigement. Le déclenchement du système d'arrêt d'urgence a provoqué la purge sous pression du gaz naturel à haute pression contenu dans les conduites de la station. Le gaz naturel de ces conduites s'est répandu dans l'atmosphère par la colonne de ventilation située à l'intérieur de l'aire clôturée de la station. Jusqu'à ce moment-là, la station avait fonctionné normalement au débit nominal pour le gazoduc, ou à peu près. Par suite du déclenchement du système d'arrêt d'urgence, toutes les vannes ont fonctionné comme prévu, permettant la mise à l'air libre du gaz des conduites de la station.

Au moment du déclenchement du système d'arrêt d'urgence, la station de compression d'East Hereford était en service depuis environ un an, la date de mise en service initiale étant le 17 décembre 1999. (L'annexe A montre une carte du réseau d'installations de TQM.) La station était équipée d'un seul groupe compresseur à moteur électrique, dont le nom commercial est MOPICO (**m**otor **p**ipeline **c**ompressor), modèle RM40. Selon les termes de la garantie, le MOPICO bénéficiait d'une couverture de 10 000 heures (de fonctionnement) ou de 18 mois à partir de la date de mise en service, ou de 36 mois à partir de la date à laquelle le fabricant le mettait à la disposition de l'utilisateur, selon la première éventualité. Selon ces chiffres, le groupe compresseur de la station d'East Hereford aurait dû être couvert par la garantie au moment de l'incident. Puisque les marchés de distribution en aval de la station de compression n'étaient pas encore tout à fait développés, le groupe compresseur n'était utilisé que de façon intermittente, c'est-à-dire que, lorsque la demande en aval était réduite, la pression interne du gazoduc chutait sous les points de réglage prédéterminés et le MOPICO se mettait en marche pour alimenter davantage de gaz naturel à la pression prévue.

Le jour de l'événement, qui coïncidait aussi avec la période des Fêtes, la station était contrôlée depuis le centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary de TransCanada PipeLines Limited (TCPL) parce que le centre de contrôle d'acheminement du gaz de Montréal de TQM était fermé pendant cette période. Conformément aux pratiques courantes, la surveillance était assurée par le centre de contrôle d'acheminement du gaz en dehors des heures normales et durant les fins de semaine, à l'année longue. Après le déclenchement involontaire du système d'arrêt d'urgence de la station, le centre de contrôle a signalé cet arrêt d'urgence de la station

¹ Les heures sont exprimées en heure normale de l'Est (temps universel coordonné moins cinq heures), sauf indication contraire.

² Voir l'annexe H pour la signification des sigles et abréviations.

d'East Hereford à l'employé en disponibilité de TQM à Magog (Québec). Un préposé à l'entretien de TQM a été prévenu et dépêché sur les lieux pour remettre le groupe compresseur en service.

Le préposé à l'entretien a procédé à une inspection initiale des lieux et des unités de commutation d'arrêt d'urgence extérieur pour s'assurer que les lieux étaient sûrs et que les unités avaient été remises en position normale (voir l'annexe B pour le schéma du terrain de la station de compression d'East Hereford). Une inspection visuelle de la représentation graphique des vannes du gazoduc du poste de commande local de la station a permis de déterminer qu'un certain nombre d'électrovannes associées aux vannes de la station s'étaient déclenchées et qu'il n'y avait pas de pression entre les vannes. Le préposé à l'entretien a déterminé que les vannes étaient gelées et qu'elles devaient être dégelées et réinstallées. De nombreuses tentatives pour relancer la séquence d'exploitation entre le système de conduites de la station et le groupe compresseur à moteur électrique, visant à remettre la station en état de fonctionner et à reprendre l'exploitation du gazoduc, n'ont donné aucun résultat. Puisque les conduites de la station avaient été purgées de tout le gaz naturel, leur remise en pression devenait une priorité, ce qui a nécessité d'autres réchauffages et remontages des électrovannes gelées.

À 13 h 6 et sans que le préposé à l'entretien de TQM sur place en soit averti, la vanne de sectionnement de canalisation principale, qui était complètement fermée, s'est automatiquement mise en position grande ouverte pour maintenir l'alimentation en gaz lorsqu'elle a détecté que la pression du gazoduc en aval de la station avait chuté à une valeur inférieure au niveau prévu. En cas d'arrêt de la station, la vanne de sectionnement de canalisation principale était conçue pour s'ouvrir automatiquement et permettre au gaz naturel de contourner la station à la pression de canalisation intégrale et remettre cette dernière en pression en aval de la station, de manière à rétablir les niveaux d'alimentation et de maintenir la capacité de livraison aux clients se trouvant en aval de la station. Une fois le gazoduc remis en pression, la vanne de sectionnement de canalisation principale devait revenir à la position complètement fermée. La vanne de sectionnement de canalisation principale s'est ouverte et refermée plusieurs fois durant la journée.

À 14 h 46, pendant l'une des tentatives faites sur place par le préposé à l'entretien de TQM pour remettre la station en mode de fonctionnement, en même temps qu'une remise en pression des conduites de la station, le réseau de contrôle du système et d'acquisition des données (SCADA) local a déclenché une alarme de pression très élevée, de plus de 40 kPa, qui a été transmise au SCADA principal des centres de contrôle d'acheminement du gaz de Montréal (de Repentigny plus précisément) et de Calgary. Le préposé à l'entretien de TQM a fait une analyse de la situation dans le bâtiment électricité et services qui abritait le SCADA local et a déterminé que l'alarme de pression très élevée provenait de la boîte de raccordement pour le groupe compresseur à moteur électrique. L'alarme avait provoqué le déclenchement d'une commande d'arrêt du compresseur, sans purge de gaz, et le verrouillage du moteur électrique. Avant le déclenchement de l'arrêt, la vanne de purge de la station et la soupape de purge de l'unité, de

même que la soupape de mise à l'air libre de l'unité et la vanne de sectionnement de canalisation principale, étaient ouvertes. La vanne d'échappement et d'extraction de la station est restée fermée. (L'annexe D montre un schéma des conduites, des vannes et du matériel connexe de la station.) Le centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary a essayé à plusieurs reprises de communiquer avec le préposé à l'entretien de TQM, mais en vain.

À 14 h 54, la vanne de sectionnement de canalisation principale qui s'était ouverte à 13 h 6 s'est automatiquement remise en position fermée lorsque la pression dans la section aval du gazoduc a atteint le niveau prévu. À 15 h 34, la vanne de sectionnement de canalisation principale s'est mise en position grande ouverte, puis en position fermée à 15 h 53.

À 16 h 5, le SCADA local a déclenché une seconde alarme de pression élevée (supérieure à 20 kPa, mais inférieure à 40 kPa) dans la boîte de raccordement, qui a aussi été transmise au centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary par l'entremise du SCADA. Le préposé à l'entretien a déterminé qu'il y avait une fuite de gaz aux environs de la boîte de raccordement et a demandé de l'aide à son superviseur. Cependant, les détecteurs de plafond n'ont décelé aucune trace de gaz naturel s'infiltrant dans le bâtiment compresseur. À ce moment-là et sans que le préposé à l'entretien de TQM sur place en soit averti, la vanne de sectionnement de canalisation principale était encore une fois en position grande ouverte, s'étant automatiquement ouverte à 16 h 2, et est restée ouverte pour permettre la livraison de gaz aux clients se trouvant en aval de la station jusqu'à ce que la station soit remise en marche. En même temps, la vanne d'échappement et d'extraction de la station, la soupape de purge de l'unité, la soupape de mise à l'air libre de l'unité et la soupape de recyclage étaient ouvertes. Les vannes de purge de la station et les vannes d'échappement et de purge de la station sont restées fermées.

À 17 h 24, alors que le préposé à l'entretien continuait à faire d'autres vérifications, y compris le réenclenchement de différents éléments d'équipement depuis le bâtiment électricité et services, il y a eu une explosion. À ce moment-là, la vanne de sectionnement de canalisation principale, la soupape de recyclage, la vanne d'échappement et d'extraction de la station et la soupape de purge de l'unité étaient ouvertes, tandis que la vanne de purge et la vanne d'échappement et de purge de la station étaient fermées. Deux boules de feu ont été observées par des résidents habitant à proximité de la station. Les événements à la station ont aussitôt provoqué une panne de courant sur le réseau électrique du district d'East Hereford. À 20 h 26, le courant était rétabli pour les résidents de la localité, soit quelque trois heures après l'événement.

À 17 h 29, la Sûreté du Québec a reçu un appel urgent d'un résident de la localité qui lui a fait part de la situation à la station. À 17 h 30, le chef des pompiers du service d'incendie de Bleacher Falls (New Hampshire, aux États-Unis) a été prévenu qu'il y avait une situation d'urgence du côté canadien de la frontière internationale. Conformément aux accords d'assistance mutuelle entre le Canada et les États-Unis, le service d'incendie a répondu à l'appel et est arrivé sur les lieux à 17 h 35. Il a aussitôt établi un poste de commandement et pris des mesures pour détourner la circulation automobile aux environs de la station. Pendant cette

période, le centre de contrôle d’acheminement du gaz de Calgary a connu une perte totale des signaux du SCADA de la station et a avisé le personnel d’entretien de TQM. À 18 h 10, deux pompiers de Bleecher Falls équipés de détecteurs de gaz naturel sont entrés dans la station. Quelques instants plus tard, ayant entendu un bruit en provenance des décombres, ils ont trouvé, sous un amas de débris, l’employé de TQM qui était blessé. À 18 h 30, d’autres employés de TQM sont arrivés à la station. À 18 h 40, l’employé a été sorti des décombres. À 18 h 50, les membres du personnel de TQM sur les lieux ont confirmé aux pompiers de Bleecher Falls qu’il n’y avait pas d’autres fuites de gaz naturel dans la station. À 19 h 1, une ambulance a quitté les lieux avec l’employé blessé de TQM.

L’enquête préliminaire menée sur place immédiatement après l’accident a révélé qu’une explosion de gaz naturel s’était produite dans le bâtiment électricité et services. L’épicentre de l’explosion se situait à l’intérieur ou à proximité du générateur de secours et du système de chauffage et de ventilation électrique à l’arrière du bâtiment. L’explosion et l’incendie qui a suivi ont causé des dommages au bâtiment électricité et services et à d’autres bâtiments de la station. Le gaz naturel est passé dans le bâtiment électricité et services en quantité suffisante pour produire un mélange explosif qui, selon toute vraisemblance, s’est enflammé au contact d’une étincelle produite par un appareil électrique se trouvant à l’épicentre de l’explosion.

Le 8 février 2002, la station d’East Hereford a repris le service normal après avoir été entièrement reconstruite. Le compresseur à moteur électrique d’origine a également été examiné pour voir si certaines de ses pièces étaient défectueuses et devaient être remises à neuf, avant d’être doté, à la demande de l’utilisateur, d’une nouvelle bride de passage, de nouveaux éléments de passage et de 24 joints toriques neufs. Le compresseur à moteur électrique a ensuite été remonté et réinstallé dans la station.

1.2 *Victimes*

À la suite de cet accident, un employé de TQM a subi des brûlures du second degré au visage, aux mains, à la bouche et aux poumons, ainsi que de légères coupures et ecchymoses.

1.3 Dommages à l'équipement – Produit perdu



Photo 1. Vue panoramique de la station de compression d'East Hereford (après l'explosion)

La station de compression de TQM située à East Hereford a été lourdement endommagée. Voici une liste des composants principaux qui ont été endommagés ou qui ont été détruits :

- le bâtiment compresseur qui abritait le moteur électrique et les compresseurs, avec les conduites connexes et un appareil de mesure de l'oxygène (bâtiment de gauche sur la photo);
- le bâtiment électricité et services qui renfermait la salle de commande locale, la pièce électricité et la salle de commande du variateur du moteur, ainsi que plusieurs autres petites pièces pour le générateur de secours, la cuisine, l'atelier et le système de chauffage et de ventilation (bâtiment de droite sur la photo);
- le bâtiment de commande de télémessure;
- le bâtiment de mesure;
- divers types d'équipement électrique, comme des ordinateurs et des appareils de commutation électrique, ainsi que les transformateurs électriques avec leurs câblages électriques et de commande.

Le MOPICO, ensemble moteur et compresseur, qui a été construit conjointement par ALSTOM et MAN Turbomaschinen (anciennement Sulzer) et qui sert à comprimer le gaz naturel à la station, ainsi que les conduites et les soupapes connexes n'ont subi aucun dommage apparent. Vu l'étendue et la portée des dommages, il a été impossible de récupérer toute donnée de l'historique du fonctionnement de la station à partir des systèmes informatisés du SCADA local. Toutefois, des données limitées de fonctionnement ont été récupérées à partir du SCADA principal du centre de contrôle d'acheminement du gaz de TQM situé à Montréal et du centre

de contrôle d'acheminement du gaz de TCPL situé à Calgary. Tirées de l'historique du fonctionnement de la station, ces données ont permis de connaître les principales valeurs qui prévalaient au niveau du gazoduc avant l'accident.

En plus des installations de la station endommagées ou détruites lors de l'explosion, des bâtiments commerciaux et des résidences des environs ont subi des dommages superficiels et structuraux qui ont été attribués à l'onde de choc de l'explosion et à la projection de débris. Le terrain a été éventuellement nettoyé de tous les débris, le bâtiment compresseur et le bâtiment électricité et services ont été démolis, et une nouvelle station a été construite.

Aucune estimation du volume de gaz naturel perdu par la bride de passage le jour de l'événement n'a été faite. En supposant une répartition égale de gaz naturel à l'intérieur du bâtiment électricité et services, le volume de méthane nécessaire à la déflagration serait de 75 m³ en se basant sur sa limite inférieure d'explosivité. Si l'on se basait sur sa limite supérieure d'explosivité, le volume maximal de méthane nécessaire à la déflagration serait alors de 197 m³. Une analyse détaillée du site du bâtiment électricité et services a permis de déterminer que la déflagration a été incomplète, le gaz naturel n'étant pas uniformément réparti à l'intérieur du bâtiment. Un examen structural a révélé que, dans une partie du bâtiment, le gaz naturel venait juste d'atteindre sa limite inférieure d'explosivité alors que, dans une autre partie, elle était au-dessus de la limite supérieure d'explosivité. On estime que le volume de gaz naturel qui est passé du bâtiment compresseur au bâtiment électricité et services était de l'ordre de 40 m³ à 400 m³.

1.4 Conditions météorologiques

Le matin de l'événement, le ciel était dégagé, la température extérieure était de moins 15,2 °C, avec des vents du sud-sud-ouest à 9 km/h enregistrés à Lennoxville (Québec). À 17 h, il tombait une faible neige, la température extérieure était de moins 13,1 °C, et des vents du sud-sud-ouest soufflaient à 8 km/h.

1.5 Renseignements sur le gazoduc

Le gazoduc de TQM commence à Saint-Lazare (Québec) où le gazoduc de TCPL achemine le gaz naturel depuis le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Le gaz naturel est alors acheminé grâce à l'un des deux gazoducs à haute pression de TQM vers Québec (Québec) et tous les points intermédiaires. Le deuxième gazoduc à haute pression de TQM fournit le New Hampshire, aux États-Unis. Désigné sous le nom de canalisation 3000, ce gazoduc reçoit le gaz naturel à Terrebonne (Québec) (anciennement Lachenaie, Québec) et l'achemine à East Hereford qui, par l'entremise du Portland Natural Gas System (PNGS) le livre ensuite aux consommateurs de l'est des États-Unis (voir l'annexe A). L'Office national de l'énergie (ONE) a autorisé une pression manométrique maximale de service de 9 928 kPa pour la canalisation 3000.

En fonctionnement normal, la pression de service de ce gazoduc varie entre 4 000 kPa et 9 928 kPa. La date de mise en service initiale de la station d'East Hereford est le 17 décembre 1999.

Deux stations de compression ont été construites sur la canalisation 3000 à un an d'intervalle. La première station est située à Terrebonne et la deuxième station se trouve à East Hereford, aux bornes kilométriques 0,000 et 217,094 respectivement. Les deux stations sont chacune équipées d'un seul groupe compresseur à moteur électrique (MOPICO) ALSTOM, modèle RM40, tous deux d'une puissance nominale de 7,0 mégawatts (MW). Par souci de continuité du service, TQM dispose d'un moteur électrique de rechange à Repentigny. À la station de Lachenaie, TQM a installé sur le MOPICO un système d'entraînement à fréquence variable d'une puissance nominale de 7,0 MW, alors que, sur celui de la station d'East Hereford, on a installé un système d'entraînement à fréquence variable d'une puissance nominale de 3,2 MW. Le moteur électrique d'entraînement de la station d'East Hereford a été fabriqué en Belgique par ALSTOM. Les deux compresseurs ont été fabriqués en Suisse par Sulzer et les divers composants ont été assemblés sur place, à East Hereford. Le MOPICO est en service sur les gazoducs depuis le début des années 1990, au Canada, aux États-Unis et en Grande-Bretagne. Le MOPICO, qui a été homologué par CSA International, offre de nombreux avantages par rapport aux turbines à gaz, à savoir, sa plus petite taille, sa simplicité de fonctionnement, son fonctionnement silencieux et sa robustesse.

Avant de commencer l'exploitation du gazoduc, TQM a reçu de l'ONE une autorisation de mise en service. Conformément à son mandat au titre du *Code canadien de l'électricité*, la Régie du bâtiment du Québec (RBQ) a entrepris, sur place, une inspection détaillée de tous les systèmes électriques et d'instrumentation électronique installés dans la station d'East Hereford avant le branchement de la station sur le réseau d'alimentation en électricité. TQM a été obligé de corriger toute anomalie électrique relevée par la RBQ avant d'alimenter la station en électricité et avant le début des essais de mise en service de la station et l'exploitation normale du gazoduc.

1.6 Description de la station de compression – Concept, construction et fonctionnement

La station d'East Hereford a été conçue et construite en tant que projet clés en main. TQM a engagé une firme d'experts-conseils en génie pour concevoir, prescrire et superviser la construction. La firme était responsable de tous les travaux de génie civil, mécanique, électrique et électronique, du processus d'appel d'offres et du processus de sélection final. La firme était également responsable de la conception, de la prescription, de l'approvisionnement et de l'installation de tout l'équipement mécanique, électrique et électronique, en plus de l'installation des deux nouveaux bâtiments de la station — le bâtiment compresseur et le bâtiment électricité et services. Pendant la construction de la station, la firme d'experts-conseils en génie a envoyé sur place du personnel de supervision et d'inspection pour s'assurer du respect des avant-projets adoptés et de la conformité à ceux-ci. Une fois la construction terminée, les installations

ont été soumises à une phase complète d'essais en service pour s'assurer que la station fonctionnerait comme prévu. Ce n'est qu'après l'achèvement satisfaisant de cette phase que la station a été transférée à TQM en tant que projet terminé. Cette station a été conçue de façon à répondre aux exigences techniques des normes CAN/CSA-Z662, *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz* (CSA Z662), et CAN/CSA-C22.1, *Code canadien de l'électricité*, de l'Association canadienne de normalisation (ACNOR).

Comme pour tous les travaux de construction, chaque spécialité a été gérée individuellement et de manière conjointe sur une base quotidienne par un gestionnaire de projet. Le principal mécanisme de contrôle du gestionnaire de projet était l'ensemble des dessins d'exécution approuvés et les spécifications correspondantes, qui faisaient partie du dossier fourni pour l'appel d'offres. Du début à la fin des travaux, le gestionnaire de projet a surveillé les activités du contremaître des lieux et des inspecteurs des lieux. Pendant les travaux de construction, le gestionnaire de projet a continuellement été informé du moindre événement, pour être en mesure de corriger rapidement et efficacement toute situation imprévue. Tout petit changement et toute modification des dessins et des spécifications ont été portés à son attention pour approbation finale.

Une fois les bâtiments principaux construits, la tâche consistait alors à tirer et à raccorder le câblage d'alimentation électrique ainsi que différents types de câbles pour les instruments du MOPICO et le fonctionnement de la station. Le courant électrique arrivant à la station a été acheminé à la boîte de raccordement par l'entremise d'un transformateur sur les lieux, d'un convertisseur de système d'entraînement à fréquence variable, par l'entremise d'un appareil de commutation, et de deux câbles Teck de 3,5 pouces. Les câbles d'alimentation Teck triphasés ont ensuite été raccordés à des bornes individuelles dans la boîte de raccordement. On savait que, selon les exigences du *Code canadien de l'électricité*, les câbles Teck devaient être raccordés sur la partie inférieure de la boîte de raccordement et étanchéisés. Les experts-conseils avaient prévu utiliser aux extrémités des câbles Teck deux raccords antidéflagrants spécialement conçus et fabriqués pour les zones dangereuses. Les plans des experts-conseils ne précisaient toutefois pas d'utiliser le mastic d'étanchéité recommandé par le fournisseur des raccords. De plus, ils ne précisaient pas quel type de dispositif d'étanchéité utiliser pour protéger les deux câbles Teck contre la mise en pression continue qui s'exerce à l'intérieur de la boîte de raccordement.

Il n'y a que deux sortes de mastic d'étanchéité qui sont approuvés par l'ACNOR et l'Underwriters Laboratory Inc. (UL) pour ces raccords. Ces renseignements sont clairement indiqués par le fournisseur aux endroits suivants :

- sur l'étiquette apposée sur l'emballage du raccord;
- sur une étiquette rouge fixée à chaque raccord par une bande élastique;
- sur la feuille d'instruction pour le montage fournie avec chaque raccord.

L'étiquette apposée sur l'emballage indique clairement que le mastic d'étanchéité n'est pas fourni avec le raccord et doit être acheté séparément du fournisseur du raccord. Toutefois, ni l'un ni l'autre des mastics d'étanchéité ne satisfait aux exigences prescrites par le fournisseur du MOPICO en matière de mise en pression continue de la boîte de raccordement.

La station définitive, à laquelle est venue s'ajouter en 1998 dans le cadre d'un projet distinct une installation de gazométrie, comprenait les bâtiments suivants (voir l'Annexe B) dans une aire clôturée :

- le bâtiment compresseur
- le bâtiment électricité et services
- le bâtiment de commande de télémesure
- le bâtiment mesures

Le bâtiment compresseur, qui abritait le MOPICO de même que les conduites et les soupapes connexes, a été conçu en conformité avec les exigences du *Code canadien de l'électricité* pour les emplacements de zone dangereuse de classe I, division 2, groupe D. Le bâtiment compresseur était équipé d'un système de détection du gaz naturel qui devait provoquer un arrêt immédiat de la station ainsi que la purge de toutes les conduites à l'intérieur du bâtiment en cas de fuite détectable de gaz. Ce bâtiment a aussi été construit conformément aux exigences de la section 4.10 de la norme CSA Z662, qui contient des conditions similaires quant à l'arrêt de la station et à la purge des conduites de la station.

Le bâtiment électricité et services, situé à quelque 15 m du bâtiment compresseur, contenait, entre autres, l'équipement électrique et l'équipement de commande du SCADA local. En plus d'un coin-repas, d'une salle de toilettes et du système de chauffage et de ventilation, ce bâtiment renfermait aussi le système d'entraînement à fréquence variable électronique à semi-conducteurs et les dispositifs de secours de commande et de fonctionnement pour le SCADA local. Comme aucune conduite de gaz naturel n'y pénétrait, ce bâtiment ne comportait pas de système de détection du gaz naturel. Conformément aux exigences du *Code canadien de l'électricité*, il a été classé exempt de gaz et il n'existait aucune exigence réglementaire ni autres exigences de code ou de norme qui prescrivaient l'installation d'un système de détection de gaz dans un tel bâtiment. Toutefois, la section 4.10.1.3.1 de la norme CSA Z662 stipule qu'il faut prévoir dans les aires normales de travail une ventilation suffisante pour que la vie des employés ne soit pas mise en danger, dans des conditions normales d'exploitation, par une accumulation de concentrations dangereuses de vapeurs ou gaz inflammables ou nocifs.

Le MOPICO est un ensemble moteur et compresseur hermétique d'une seule pièce. Il se compose d'un moteur d'entraînement haute vitesse à induction avec arbre de transmission à chaque extrémité recevant chacun un rotor de compresseur. (Voir le schéma du MOPICO et de l'ensemble des conduites connexes du compresseur à l'annexe C.) Selon les besoins, ces rotors peuvent être connectés soit en série, soit en parallèle par un système extérieur de conduites et de

souppes. À la station d'East Hereford, les rotors tournaient en série seulement pour être en mesure de produire la pression de sortie requise. Le MOPICO hermétique est refroidi par du gaz naturel prélevé d'une conduite après le premier étage de mise en pression, à mi-chemin entre la pression d'aspiration et la pression de refoulement du compresseur. Le moteur haute fréquence est entraîné par l'entremise d'un système d'entraînement à fréquence variable électronique à semi-conducteurs, qui se trouvait dans le bâtiment électricité et services. Tous les câbles de commande moteur venant du bâtiment électricité et services aboutissaient au bâtiment compresseur, qui était un bâtiment de classe I, division 2.

Une bride d'étanchéité haute pression (appelée bride de passage) est montée entre le moteur et la boîte de raccordement et fait partie intégrante de l'ensemble MOPICO. Le raccord montré à l'annexe E ne fait pas partie du MOPICO, mais c'est par son entremise que le courant pénètre physiquement dans le bâtiment électricité et services. La bride de passage sert de connexion électrique étanche entre la boîte de raccordement, qui est à la pression atmosphérique, et le moteur électrique qui est à la pression intermédiaire entre la pression d'aspiration et la pression de refoulement du compresseur. Elle est en acier inoxydable et comprend 12 orifices de pénétration spécialement conçus, dans lesquels passe un conducteur électrique. Chaque conducteur électrique, appelé « élément de passage », se compose de deux joints toriques faits d'un composé synthétique souple appelé Viton-type A, d'une tige de cuivre, d'une longue bague extérieure en laiton et d'un mastic époxyde de remplissage. Chaque élément de passage sert au passage du courant électrique vers le moteur en provenance de points de raccordement à l'intérieur de la boîte de raccordement. Chaque élément de passage est conçu pour s'adapter à un orifice de pénétration de la bride, pour former une fermeture mécanique étanche qui est davantage protégée contre toute fuite de gaz par les deux joints toriques en Viton.

Un examen détaillé du MOPICO d'East Hereford, effectué à Houston (Texas), aux États-Unis, les 29 et 30 mai 2001, a révélé qu'il ne présentait aucun défaut de fabrication en ce qui concerne le rotor, le stator, le carter moteur, le boîtier du compresseur et le carter du compresseur. Par contre, la bride de passage présentait des défauts sur le plan du diamètre des orifices de pénétration. Le diamètre des 12 orifices ne respectait pas les tolérances de fabrication prescrites par le fournisseur du moteur. Le diamètre des orifices était plus grand du côté moteur que du côté boîte de raccordement de la bride de passage. Chaque élément de passage a été comparé aux spécifications du fabricant. Ils présentaient des défauts, particulièrement au niveau de la profondeur des deux rainures dans lesquelles sont insérés les joints toriques en Viton. Cependant, le non-respect des tolérances des orifices de la bride et le non-respect des tolérances de profondeur des rainures des éléments de passage et du système de joints toriques ont fait en sorte que le système offrait peu ou pas d'étanchéité au niveau de 10 des 12 éléments de passage, rendant ainsi inefficace le système à joints toriques en Viton lorsqu'il a été soumis à des essais à l'azote gazeux après l'accident.

Avant l'événement et avant que le moteur électrique soit monté, la bride de passage, complète, avait été soumise avec succès à un essai d'étanchéité à 1,5 fois la pression nominale. Après l'événement, la même bride de passage a été remise à l'essai plusieurs fois à la station d'East Hereford et on a découvert qu'elle n'était pas étanche. En France, la même bride de passage a subi d'autres essais dans un bain d'huile liquide et encore une fois on a constaté qu'elle fuyait. Toutefois, lorsque 24 joints toriques en Viton neufs graissés ont été posés dans les éléments de passage graissés et ces derniers reposés sur la bride de passage, on a découvert que celle-ci ne fuyait plus. Cette étanchéité retrouvée était peut-être attribuable au joint hydraulique qui s'est créé entre les pièces graissées dans le bain d'huile liquide au cours des essais. Peu de temps après la mise en service de la bride, ce joint hydraulique aurait disparu en raison des effets combinés des températures de fonctionnement du moteur électrique et de toute fuite de gaz naturel, qui contenait des éléments corrosifs à l'état de traces.

La conception du MOPICO prévoit l'utilisation de joints toriques en Viton. Une analyse partielle en laboratoire de 8 joints a déterminé que 50 % de ceux-ci étaient faits d'un composé de caoutchouc, plutôt que de Viton. Cela explique les variations de poids relevées dans un ensemble de 24 joints, après comparaisons avec les spécifications. (L'Annexe F contient une table des mesures physiques et de l'état physique des joints toriques.)

Puisque tout joint d'étanchéité mécanique peut être sujet à défaillance, le MOPICO a été conçu et fabriqué avec des dispositifs de sécurité de secours efficaces contre toute défaillance du système d'étanchéité de la bride de passage. En cas de fuite de gaz naturel à travers la bride de passage et autour des éléments de passage, l'accumulation de pression du gaz naturel dans la boîte de raccordement serait détectée par un transmetteur de pression monté sur le côté de la boîte de raccordement. Quand une pression de 40 kPa était enregistrée, un signal électronique de pression très élevée devait être envoyé par le transmetteur de pression au SCADA local, qui arrêterait et isolerait alors automatiquement le MOPICO jusqu'à ce que la condition de pression très élevée n'existe plus. Une alarme devait alors sonner dans la station et le gaz naturel qui se trouverait dans le moteur serait mis à l'air libre par la colonne de ventilation de la station. Un signal d'alarme de pression très élevée dans la boîte de raccordement serait envoyé par le SCADA principal au centre de contrôle d'acheminement du gaz. TQM avait décidé de modifier la conception du dispositif de sécurité quand l'ensemble a été installé et avant sa mise en service. La procédure d'arrêt du transmetteur de pression a été changée de manière que, lorsque le transmetteur détectait une pression de gaz naturel de 40 kPa dans la boîte de raccordement, une extraction et une mise à l'air libre du gaz du MOPICO ne se produirait pas comme l'avait initialement prévu le fabricant du MOPICO. Pour que la boîte de raccordement maintienne une mise en pression interne suffisamment élevée pour assurer le déclenchement du transmetteur de pression, il fallait que le dispositif d'étanchéité des deux câbles Teck ait la capacité de résister à une mise en pression continue, ce qui n'avait pas été spécifié par la firme d'experts-conseils responsable de la conception de la station. Tant que l'accumulation de pression n'avait pas fait l'objet d'une enquête et que la cause de la fuite n'avait pas été éliminée par les représentants de la compagnie, le SCADA devait interdire le redémarrage du MOPICO. Cette méthode de

détection de la pression a été certifiée par CSA International par l'entremise de la lettre d'information technique E-20, avenant particulier à l'égard du MOPICO. Au moment de la certification, comme condition à l'obtention de l'approbation de l'ACNOR, on a également installé sur les conduites un détecteur d'oxygène pour s'assurer que le gaz de refroidissement du moteur électrique était exempt d'oxygène, ce qui est un signal permissif pour l'amorçage du cycle de mise en pression du compresseur.

Alors que le préposé à l'entretien de TQM était dans le bâtiment compresseur pour essayer de relancer le compresseur et de remettre la station en état de fonctionner, il a pu entendre le bruit d'une fuite de gaz naturel autour de la boîte de raccordement. Puisque la boîte de raccordement était équipée d'un transmetteur de pression électronique qui pouvait lire des pressions allant jusqu'à 690 kPa, le signal de pression électronique qu'il a produit a été envoyé dans le bâtiment électricité et services voisin. Il n'y avait aucun moyen mécanique de ventilation de la boîte de raccordement, ni aucun affichage mécanique ou électronique de la pression interne réelle à l'intérieur du bâtiment compresseur. De même, il n'existait aucun moyen mécanique, chimique ou électronique de déterminer la présence de gaz dans la boîte de raccordement. Même si les dispositions de la lettre d'information technique E-20 les interdisent, il y avait théoriquement plusieurs endroits d'où le gaz naturel pouvait fuir (les deux raccords électriques fixés en bas de la boîte de raccordement, les raccords à bride à l'arrière de la boîte de raccordement et la porte d'accès de la boîte de raccordement), causant ainsi une baisse de pression dans la boîte de raccordement et réduisant la capacité de fonctionnement comme prévu du transmetteur de pression. Il est à remarquer que n'importe quelle quantité de gaz s'échappant de la boîte de raccordement aurait été détectée par un système de détection des gaz installé au plafond du bâtiment compresseur, ce qui aurait déclenché un arrêt d'urgence de la station et une mise à l'air libre des conduites de gaz de la station. Au cours d'une vérification sur place après l'événement, des fuites mineures ont été remarquées à la pression d'essai de 100 kPa.

Le courant électrique du MOPICO arrivait par l'entremise de deux lignes haute tension raccordées au transformateur de l'alimentation principale de la station. Le courant était ensuite amené au compresseur depuis le transformateur par des chemins de câbles ouverts et facilement accessibles, par l'entremise de l'appareil de commutation et du système d'entraînement à fréquence variable. Les deux câbles Teck étaient fixés à la partie inférieure de la boîte de raccordement. Des conducteurs triphasés étaient ensuite raccordés à des bornes de connexion individuelles dans la boîte de raccordement. Au cours de la phase de conception, la firme d'experts-conseils avait déterminé les exigences du *Code canadien de l'électricité* pour brancher et rendre étanches les câbles Teck à la partie inférieure de la boîte de raccordement afin d'empêcher toute migration potentielle de gaz naturel explosif. La firme d'experts-conseils avait spécifié l'emploi de deux raccords. Ces dispositifs ne faisaient pas partie des équipements fournis par le fournisseur du MOPICO, mais plutôt du matériel qui devait être installé par l'entrepreneur en électricité lors de l'installation des deux câbles Teck et des autres câbles, raccords et appareils électriques et électroniques. Pour des raisons de sécurité, on a installé un

dispositif de commutation électrique intermédiaire dans le bâtiment électricité et services afin de disposer d'un moyen sûr et efficace d'isolement du MOPICO et d'autres pièces d'équipement électrique à partir du transformateur, pendant les périodes de réparation et de fonctionnement.

La conception des raccords a été approuvée par l'ACNOR et l'UL pour utilisation dans les zones dangereuses de classe I, division 2, groupe D. Ce type de raccords présente un certain nombre de caractéristiques spéciales qui permettent de connecter et de déconnecter les câbles Teck de la boîte de raccordement lors des interventions d'entretien courant. Premièrement, les raccords assujettissent solidement les deux câbles Teck au bas de la boîte de raccordement. Une fois fixés à la boîte de raccordement, les câbles Teck peuvent être facilement débranchés pour fins d'entretien et rebranchés sans procédé de réinstallation élaboré. Deuxièmement, les raccords servent aussi de dispositif d'étanchéité aux points d'entrée des câbles dans la boîte de raccordement. Même si ces raccords n'ont pas été conçus pour être étanches au gaz, le dispositif d'étanchéité des extrémités des câbles Teck a été conçu pour étouffer une explosion à l'intérieur de la boîte de raccordement ou l'empêcher de se propager par ces câbles, évitant ainsi d'étendre une situation dangereuse au bâtiment électricité et services. Le raccord était conçu pour assurer une diffusion contrôlée des gaz chauds, ce qui a pour conséquence d'abaisser la température et d'empêcher qu'une explosion se produisant à l'intérieur d'une enceinte se propage dans l'atmosphère à l'extérieur de l'enceinte. Mais le raccord n'avait pas été conçu pour supporter une pression de service continue, comme c'était le cas pour la boîte de raccordement. Puisqu'il n'y avait aucun moyen efficace d'empêcher la migration de toute accumulation de gaz chauds ou froids dans la boîte de raccordement vers les deux câbles Teck, le transmetteur de pression ne pouvait pas fonctionner comme prévu.

Conformément aux processus de certification de l'ACNOR et de l'UL relativement à ce raccord, deux types de mastic d'étanchéité ont été recommandés par le fournisseur de raccord dans la documentation fournie avec chaque raccord. Ces mastics étaient vendus séparément. Ni l'un ni l'autre des mastics d'étanchéité recommandés ne sont classifiés pour des pressions de service continues. Le contrat de fourniture du MOPICO ne comprenait ni les raccords de la boîte de raccordement, ni les câbles pour le dispositif de commutation électrique intermédiaire. C'est la firme d'experts-conseils qui a déterminé quel équipement utiliser; la fourniture et l'installation de cet équipement a ensuite été donné en sous-traitance à l'entrepreneur en électricité. Ce dernier a ensuite donné le montage des câbles Teck sur les raccords en sous-traitance à une entreprise spécialisée.

Après l'accident, on a procédé à des tests approfondis sur place et en laboratoire. Des tests détaillés effectués sur le MOPICO dans un milieu d'essai à l'azote ont déterminé que la bride de passage fuyait à plusieurs endroits aux éléments de passage. On a vérifié à basse pression la porte de la boîte de raccordement et les joints à bride situés à l'arrière de la boîte de raccordement et aucune fuite d'azote significative n'a été trouvée. Cependant, de l'azote pouvait passer librement au-delà des joints des ensembles raccord et câbles Teck et se propager

par ces câbles. Une fois à l'intérieur, l'azote pouvait alors se répandre librement, le long de ces câbles, du bâtiment compresseur au bâtiment électricité et services. On a également noté que l'un des deux câbles laissait passer plus d'azote que l'autre.

Pendant un test en laboratoire, on a procédé à une inspection de la boîte de raccordement à la recherche de tout dommage superficiel ou structurel qui pourrait indiquer une voie de passage potentielle du gaz naturel. Aucun dommage superficiel ou structurel n'a été trouvé sur la boîte de raccordement, sur la porte ni sur les joints à bride situés à l'arrière de la boîte de raccordement. Les deux ensembles raccord et câbles Teck du bas de la boîte de raccordement et les pièces connexes de ces câbles ont fait l'objet d'une inspection visuelle, puis chacun d'eux a été physiquement démonté et découpé de part en part, dans le sens de la longueur, à la machine à scier. L'un de ces deux ensembles n'avait pas le mastic recommandé et il avait été incorrectement installé. La gaine intérieure du câble n'avait pas été enlevée pour dénuder les conducteurs dans la chambre d'étanchéité du raccord comme indiqué dans les instructions du fournisseur, et on n'avait pas installé une séparation en feutre sur l'ensemble. Après analyse chimique, le mastic s'est révélé être du « chico », un mastic commun utilisé dans l'industrie électrique au Canada. On avait bien essayé de poser une séparation en feutre, mais le second ensemble n'avait pas de mastic d'étanchéité. Normalement, il faut placer la séparation en feutre avant le mastic d'étanchéité afin de maintenir ce dernier en place jusqu'à ce qu'il se soit solidifié. Dans les deux cas, les points d'entrée en bas de la boîte de raccordement étaient couverts par un autre mastic, qui est normalement utilisé contre la propagation des flammes et qu'on appelle « pare-flamme ». Une inspection effectuée durant les essais en laboratoire a révélé qu'il avait été mal installé et qu'il n'offrait aucune étanchéité.

À l'extrémité opposée des deux câbles Teck, où ils pénètrent dans le bâtiment électricité et services, deux ensembles raccord et câbles Teck de 3,5 pouces ont également été examinés. Ces deux ensembles ne comportaient aucun joint au point d'entrée dans le bâtiment électricité et services. Une fois la construction achevée, avant sa mise en service, la station avait été inspectée par la RBQ, l'agence provinciale responsable de vérifier la conformité aux normes du *Code canadien de l'électricité*. Au cours de ces inspections, on n'a pas relevé l'absence de joints appropriés pour les ensembles raccord et câbles Teck.

Le *Code canadien de l'électricité* exige l'étanchéisation de l'extrémité des câbles Teck au point d'entrée des ensembles raccord et câbles Teck dans la boîte de raccordement. Toutefois, il n'exige pas l'étanchéisation de l'extrémité opposée des câbles Teck à un endroit non certifié, même si le bâtiment électricité et services est situé dans une aire clôturée qui avait été désignée comme une zone dangereuse de classe I, division 2. La technique utilisée par le *Code canadien de l'électricité* et les autres codes internationaux en électricité consiste à empêcher les gaz de pénétrer dans les câbles Teck dans la zone dangereuse. Puisque les câbles Teck sont dotés d'une gaine extérieure continue, le gaz ne peut y pénétrer qu'à leur point de terminaison. Le *Code canadien de l'électricité* n'exige pas l'utilisation de joints conçus pour des pressions continues lorsqu'un seul point de

terminaison se trouve dans une enceinte sous pression, comme c'est le cas de la boîte de raccordement, même si de tels joints sont disponibles sur le marché.

Sur les lieux de l'événement, des raccords du même type mais de calibre légèrement inférieur avaient été largement employés partout dans la station de compression pour satisfaire aux exigences d'étanchéité du CEC dans les zones dangereuses. L'entrepreneur en électricité avait utilisé les mastics d'étanchéité recommandés par le fournisseur. En ce qui concerne les autres ensembles de raccords de calibre inférieur, le mastic d'étanchéité avait été mal employé dans environ 50 % des cas, d'où l'inefficacité de l'étanchéité. Après l'achèvement des travaux de construction et avant la mise en service de la station, ces raccords supplémentaires avaient été inspectés par la RBQ pour s'assurer de la conformité aux exigences du *Code canadien de l'électricité*. Au cours de ces inspections électriques, on n'a pas relevé l'absence de joints appropriés sur ces autres raccords plus petits installés dans le bâtiment compresseur.

1.7 *Réseau de contrôle du système et d'acquisition des données principal et local*

Le gazoduc ainsi que les stations de compression et les stations de comptage correspondantes ont été conçus de façon que le fonctionnement du gazoduc puisse être contrôlé à distance depuis Montréal (en fait Repentigny) ou Calgary grâce à un SCADA. Le même niveau de commande existait pour chaque installation du gazoduc. Sur le réseau principal, on avait accès à un nombre limité de données opérationnelles de TQM recueillies et mémorisées par les centres de contrôle d'acheminement du gaz de Montréal et de Calgary. Toutefois, la majorité des données opérationnelles d'East Hereford n'était recueillie qu'à la station. Ces données fournissaient un aperçu de l'historique opérationnel de chaque composant de la station. Un SCADA local a été installé pour recueillir et gérer les données.

Le jour de l'événement, l'historique détaillé et complet des opérations de la station et des alarmes du MOPICO, de toutes les vannes sur place ainsi que de tout l'équipement et de toutes les activités correspondantes de la station a été mémorisé par l'ordinateur du SCADA local. Dans des conditions normales d'exploitation, des portions clés de l'information recueillie localement par le SCADA sont télémétrées aux centres de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary et de Montréal, ce dernier étant le principal centre de commande pour l'exploitation du gazoduc. Étant donné que la station était uniquement télécommandée depuis Calgary, seule l'information nécessitant une prise de décision de la part de Calgary était télémétrée par le SCADA national. Par suite de cet événement, un historique opérationnel complet de l'équipement et des activités du personnel pour la journée a été détruit. On a fait plusieurs tentatives de récupération des données opérationnelles du SCADA local sur les disques durs d'ordinateur récupérés sur les lieux. Ces tentatives n'ont donné aucun résultat.

Vu que les données historiques disponibles à Calgary et à Montréal sont limitées et incomplètes, l'enquête a reconstruit manuellement les événements de la journée. Avant l'arrêt d'urgence,

toutes les opérations et fonctions internes avaient été normales pendant les 24 heures précédentes et l'enquête n'a relevé aucune anomalie dans les conditions de fonctionnement. Après l'arrêt d'urgence et pendant les sept heures et demie précédant l'accident, les dossiers reconstruits mettent en évidence ce qui suit :

- 10 h 4 arrêt d'urgence de la station de compression;
- 10 h 4 à 10 h 5 la séquence d'arrêt se termine avec la fermeture de la soupape de mise à l'air libre de l'unité;
- 12 h 18 le technicien de TQM est sur place et désarme le système de sécurité;
- 12 h 18 à 14 h 45 plusieurs tentatives sont faites pour relancer le MOPICO et remettre la station en état de fonctionner;
- 13 h 6 à 14 h 54 la vanne de sectionnement de canalisation principale s'ouvre complètement, permettant au gaz sous pression de contourner la station, puis se ferme complètement;
- 14 h 46 première alarme de pression de gaz élevée dans la boîte de raccordement, alors que la vanne de sectionnement de canalisation principale est grande ouverte;
- 14 h 46 pas de purge de l'unité ni des conduites et pas de verrouillage du MOPICO;
- 14 h 47 à 16 h 1 plusieurs nouvelles tentatives pour relancer le MOPICO et remettre la station en état de fonctionner;
- 16 h 2 la vanne de sectionnement de canalisation principale s'ouvre complètement, permettant au gaz sous pression de toute la conduite de contourner la station, et reste ouverte;
- 16 h 5 seconde alarme de pression de gaz élevée dans la boîte de raccordement;
- 16 h 42 la vanne de purge se déplace de la position complètement ouverte à la position fermée;
- 17 h 24 perte de toutes les communications avec la station.

On peut trouver la chronologie des événements à partir du journal de la station de compression d'East Hereford à l'annexe G. Le SCADA était réglé pour enregistrer toutes les pressions de fonctionnement de 2 400 kPa et plus. Les pressions inférieures à 2 400 kPa n'étaient pas enregistrées, ce qui a empêché l'opérateur du centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary de déterminer si une section de conduites dans la station avait été complètement purgée de gaz naturel. Pendant qu'il essayait de remettre la station en marche, le personnel technique et d'entretien de TQM n'a pas pu avoir facilement accès aux environs de la boîte de raccordement à un manomètre mécanique ou électronique, ou à un affichage quelconque, qui aurait pu lui indiquer si les conduites étaient sous pression ou non.

1.8 *Fonctionnement des vannes et du système d'arrêt d'urgence*

Comme c'est le cas pour toutes les stations à force motrice au Canada, ce sont des vannes, automatiques ou manuelles, qui assurent la sécurité et l'efficacité de gestion d'un hydrocarbure à travers l'unité de mise en pression. La station comportait toute une variété de ces vannes placées sur les conduites d'aspiration et de refoulement. De plus, des vannes avaient été installées pour assurer l'isolement pendant les périodes d'entretien et pour purger les conduites pendant les périodes d'entretien et d'urgence.

Ces vannes étaient reliées électriquement ou pneumatiquement au SCADA local du gazoduc et gérées par lui. Leur fonctionnement permettait au gaz naturel d'entrer dans le MOPICO et les conduites connexes de la station et d'en sortir rapidement et en toute sécurité. Chaque vanne automatisée de la canalisation principale et de la station comportait un actionneur électromécanique qui permettait au SCADA de les commander et de les gérer, soit localement, soit à distance. L'un des principaux composants d'une vanne automatisée télécommandée est une électrovanne de petit diamètre. C'est la mise sous tension des électrovannes qui crée la pression de gaz nécessaire pour ouvrir ou fermer les vannes. Toute défaillance de ces électrovannes empêche la vanne de fonctionner. Dans ces cas-là, le personnel d'entretien de TQM a reçu pour instruction de se rendre à la station et de réparer l'électrovanne.

Le 28 décembre 2000, les vannes de la station ne fonctionnaient pas comme prévu. Bon nombre d'électrovannes étaient bloquées par le gel et il a fallu les retirer, les dégeler et les réinstaller. Une grande quantité d'eau s'est écoulée des électrovannes une fois qu'elles ont été complètement dégelées. Pour tenter de relancer le MOPICO et de remettre la station en état de fonctionner, quatre électrovannes ont été retirées, dégelées et réinstallées à différents moments de la journée. Durant l'étape de conception de la station, les experts-conseils en génie n'ont pas exigé qu'un dispositif de réchauffage, un bon moyen d'éviter les problèmes de gel des électrovannes, soit installé sur les conduites parce que les analyses ont démontré que la teneur en eau dans le gaz naturel était négligeable.

À East Hereford, on avait prévu divers niveaux de commandes d'urgence, à savoir :

- **Arrêt d'urgence** : réaction à une condition non maîtrisée à la station, déclenchée par un opérateur ou par une alarme, telle que définie par la Matrice des causes et effets de l'arrêt d'urgence de la station. Il provoque l'arrêt total d'urgence du MOPICO en déclenchant le système d'entraînement à fréquence variable et en ouvrant ensuite la vanne d'échappement de la station et la soupape de mise à l'air libre de l'unité, **après fermeture des vannes d'aspiration et de refoulement de la station**, pour évacuer le gaz naturel de la station et des conduites du MOPICO.
- **Purge sous pression d'urgence de l'unité** : réaction à une condition non maîtrisée à la station, déclenchée par un opérateur ou par une alarme, telle que définie par la Matrice des causes et effets de l'arrêt d'urgence de la station. Elle provoque l'arrêt total d'urgence du MOPICO en déclenchant le système d'entraînement à fréquence variable et en ouvrant ensuite les soupapes de mise à l'air libre de l'unité, **après fermeture des soupapes d'aspiration et de refoulement du MOPICO**, pour évacuer le gaz naturel des conduites du MOPICO seulement.
- **Arrêt normal (STOP)** : réaction à une condition maîtrisée à la station, déclenché par un opérateur ou par une alarme, telle que définie par la Matrice des causes et effets de l'arrêt d'urgence de la station. Il provoque l'arrêt du MOPICO en envoyant un signal d'arrêt au système d'entraînement à fréquence variable après avoir ralenti le régime du moteur à 6 000 tours par minute. La séquence logique de commande met ensuite la station en mode « prêt à démarrer ». Le système d'entraînement à fréquence variable n'est pas verrouillé et l'unité n'est pas mise à l'air libre.

Comme mesure de sécurité, parmi plusieurs autres, le moteur électrique du compresseur ne peut pas être relancé tant que la cause de l'alarme n'a pas été corrigée et que le mode « moteur prêt à démarrer » n'a pas été atteint. Le jour de l'événement, le moteur électrique du MOPICO, le carter du compresseur et ses conduites connexes sont restés sous pression après le déclenchement de la commande STOP.

Le système d'arrêt d'urgence a été conçu et construit en conformité avec les exigences réglementaires de la section 4.10.2.4, « Emergency Shutdown Facilities », de la norme CSA Z662, comme l'exige l'une des dispositions des certificats de l'ONE en autorisant la construction, et sa mise en service a été autorisée par l'ONE. La section en question stipule qu'une station de compression doit comporter des systèmes d'arrêt d'urgence qui doivent, entre autres exigences, bloquer l'accès de la station au gaz et purger sous pression les conduites de la station. Les conduites d'échappement doivent aller jusqu'à un endroit où le gaz évacué ne risque pas de créer un danger pour la station de compression ou les environs. Le système d'arrêt à deux

niveaux (arrêt d'urgence contre purge sous pression d'urgence de l'unité) de la station satisfaisait aux exigences de l'ACNOR et aux normes et pratiques en vigueur de la compagnie. Par contre, le dispositif d'arrêt normal (STOP) n'était pas en conformité.

Les paramètres de conception des actions opérationnelles des vannes de la station et d'entrée en action de l'arrêt d'urgence et de la purge sous pression d'urgence de l'unité étaient énoncés dans deux tables préparées par la compagnie, appelées Matrice des causes et effets de l'arrêt d'urgence de la station et Réglage des alarmes et de l'étalonnage analogique de la station. Un examen détaillé de ces tables et de ces dessins n'a pas permis de trouver une quelconque erreur de séquençement d'un arrêt d'urgence. Toutefois, depuis le commencement de l'exploitation normale du gazoduc, le cycle d'arrêt avait été modifié par TQM pour maintenir du gaz dans le MOPICO; donc, aucune mise à l'air libre n'a eu lieu. L'opération appelée ARRÊT NORMAL ou ESTOP (arrêt de l'unité) a été ajoutée pour arrêter l'unité sans mise à l'air libre du gaz. Ces deux tables ne tenaient pas compte de cette situation, pas plus qu'elles n'étaient conçues pour tenir compte des situations dans lesquelles les actionneurs des vannes de la station étaient gelés et ne fonctionnaient plus à cause d'une défaillance de l'électrovanne. On aurait dû prévoir des procédures opérationnelles pour les cas où les vannes étaient gelées ou pour tenir compte d'une défaillance mécanique quelconque des vannes de la station. Le jour de l'événement, les séquences de fonctionnement des vannes de la station n'ont fonctionné correctement que lorsque l'on a appuyé sur l'arrêt d'urgence la première fois à 10 h 4.

1.9 *Analyse du gaz naturel*

Une fois le produit arrivé à Saint-Lazare en provenance du gazoduc de TCPL, TQM le livre à ses nombreux clients par ses deux réseaux de gazoduc à haute pression. Conformément aux Conditions générales des tarifs pipeliniers de TQM, voici une analyse détaillée du gaz naturel de TQM :

- le méthane est le composant principal dans une proportion de 95 % du volume;
- l'éthane est le composant secondaire dans une proportion de 2,5 % à 2,8 % du volume;
- du propane, de l'isobutane et du butane sont présents à l'état de traces;
- de l'azote et du dioxyde de carbone sont aussi présents dans des proportions de 1,5 % à 1,8 % et de 0,6 % à 0,8 % du volume respectivement;
- de l'eau est également présente à l'état de traces;
- des composés sulfurés sont aussi présents à l'état de traces, à des niveaux ne dépassant pas 23 mg/m³ pour ce qui est de l'hydrogène sulfuré et de 115 mg/m³ pour l'ensemble des sulfurés.

Des échantillons de gaz supplémentaires, prélevés par la compagnie le 4 décembre 2000 à Berthierville (Québec) et à Emerson (Alberta) en mars 2000 sur une période de 31 jours pour vérifier la quantité de soufre et d'hydrogène sulfuré gazeux dans le gaz naturel de TQM ont donné les résultats suivants :

- soufre total (principalement de l'hydrogène sulfuré) variant de 1,7034 à 2,5041 mg/m³ avec une moyenne pondérée de 2,0769 mg/m³;
- hydrogène sulfuré variant de 1,4702 à 2,2344 mg/m³ avec une moyenne pondérée de 1,7234 mg/m³, ce qui équivaut à 1,231 partie par million.

La conception de la station prévoit deux dispositifs de filtration du gaz naturel :

- une crépine à l'entrée de la station pour enlever les impuretés, notamment la calamine, du gaz naturel avant son entrée dans le bâtiment compresseur;
- un épurateur d'entrée du gaz de refroidissement, qui contient des éléments coalescents à aérosol liquide et qui sert à enlever les impuretés plus fines du gaz naturel avant son entrée dans le MOPICO.

La conception initiale de la station n'exigeait pas l'élimination des composés sulfurés, du dioxyde de carbone et de l'eau. En raison de la nature du milieu en écoulement et des conditions de fonctionnement du moteur électrique, les joints toriques en Viton ont été spécifiquement formulés pour satisfaire aux exigences du gaz naturel doux (gaz ne contenant que des composés sulfurés à l'état de traces). Outre l'hydrogène sulfuré à l'état de traces dans le gaz naturel prévu dans les spécifications initiales du gaz naturel, le pouvoir corrosif des sous-composants du gaz naturel de TQM n'était pas bien compris au moment du choix des joints toriques en Viton. Ces sous-composants pouvaient nuire au maintien de l'intégrité structurelle et de la fonctionnalité des joints toriques en Viton posés sur les éléments de passage lors de la fabrication du MOPICO. Le document principal d'étendue des travaux ayant servi à la construction de la station de compression d'East Hereford ne contenait pas de renseignements pertinents sur les sous-composants du gaz naturel, comme l'hydrogène sulfuré. Puisque l'eau présente dans le gaz naturel n'était pas complètement enlevée par un déshydrateur, les sous-composants du gaz naturel pouvaient réagir avec l'eau pour produire des acides agressifs en faible concentration.

Utilisant un joint torique en Viton neuf comme référence, un premier laboratoire a effectué sur les 24 joints toriques d'origine une analyse détaillée qui comprenait une inspection visuelle et des mesures de leurs dimensions, de leur poids et de leur densité. Ces analyses ont déterminé que les 24 joints d'origine avaient fait l'objet d'une attaque chimique et d'une détérioration physique. Utilisant encore une fois un joint torique en Viton neuf comme référence, un deuxième laboratoire indépendant a choisi au hasard six joints toriques d'origine représentatifs des 25 joints toriques d'origine et les a soumis à une analyse détaillée du spectre et de la

composition chimique. Cette nouvelle série d'analyses a déterminé que trois des six joints toriques avaient été fabriqués à partir d'un composé de caoutchouc, tandis que les trois autres étaient en Viton. Ce deuxième laboratoire a mis en évidence les signes d'attaque chimique et la détérioration physique dont avaient fait l'objet les joints toriques, notamment les fissures de surface et le rétrécissement, ce qui confirmait les résultats d'analyse du premier laboratoire sur les 24 joints toriques (voir la table des mesures physiques et de l'état physique des joints toriques à l'annexe F). Il existe sur le marché d'autres matériaux synthétiques qui résistent mieux que le Viton à l'attaque chimique et à la détérioration physique.

1.10 Analyse des produits inconnus trouvés dans la station et à l'intérieur du MOPICO

Lors des tests effectués sur place, on a recueilli et identifié un certain nombre de produits étrangers inconnus dans les conduites, les filtres et l'équipement connexe de la station. Des produits étrangers ont également été recueillis et identifiés autour ou provenant des conduites d'évacuation et des points de sortie du MOPICO. Les analyses en laboratoire ont révélé qu'aucun de ces produits étrangers n'était nuisible ou dommageable pour la sécurité d'exploitation de la station et du MOPICO.

Après l'événement, le MOPICO a été retiré et expédié à l'une des usines du fournisseur, au Texas, où il a été démonté et soigneusement examiné. Une très forte odeur de soufre a été remarquée lors de l'ouverture du carter de l'unité. Une fois le MOPICO démonté, la bride de passage, les 12 éléments de passage et les 24 joints toriques ont été envoyés à l'usine de fabrication du moteur électrique en France. Toute une gamme de produits inconnus a aussi été recueillie aux fins d'analyses. On a remarqué que la corrosion avait attaqué un grand nombre de sous-composants principaux du MOPICO, notamment le rotor et des pièces connexes. Vu les dégâts causés par la corrosion à l'intérieur du MOPICO, ses autres composants ont également été envoyés en France pour être révisés et remontés. Une fois révisé, le MOPICO a reçu une bride de passage neuve, des éléments de passage neufs conformes aux tolérances dimensionnelles du fabricant et 24 joints toriques neufs faits d'un nouveau matériau synthétique appelé Kalrez qui est plus résistant à l'attaque chimique.

Les résultats des essais sur les produits de corrosion recueillis à l'intérieur du MOPICO indiquent qu'un grand nombre de cellules de corrosion étaient très actives à l'intérieur en exploitation normale. Ces produits provenaient du gaz naturel qui contenait des composés sulfurés (surtout de l'hydrogène sulfuré) et du dioxyde de carbone gazeux, qui réagissait avec un composant ou sous-composant du MOPICO. Ces deux gaz, une fois combinés à l'eau présente dans le gaz naturel, produisent des acides agressifs en faibles concentrations.

Cette situation corrosive se complique davantage compte tenu de la température et de la pression de fonctionnement internes du MOPICO. Puisque la teneur en eau du gaz n'est pas dissipée avant l'entrée dans le moteur, plus la température est élevée et plus les effets corrosifs

des deux acides en faibles concentrations sont importants. Même si le MOPICO est doté de dispositifs anticorrosion intégrés, les analyses en laboratoire ont déterminé que cette situation corrosive, si elle n'était pas corrigée, se révélerait dommageable pour le fonctionnement sûr du MOPICO, surtout en ce qui concerne les deux anneaux de retenue de la plaque d'extrémité du rotor. Alors qu'il est pratique courante d'effectuer une inspection initiale à la fin de la période de garantie, le fabricant et le propriétaire exploitant n'ont prescrit aucune fréquence d'inspection ou de révision obligatoires avant la fin de la période de garantie. Bien que l'ONE ait approuvé le projet global de construction de la station et de mise en service du gazoduc, le certificat de construction de l'ONE n'a prescrit aucun programme d'entretien préventif obligatoire de l'unité. Le MOPICO n'est pas spécifiquement visé par les exigences de la norme CSA Z662 ni par celles de la norme CEC 22.1, mais il a été certifié par CSA International qui n'a cependant prescrit aucune exigence de renouvellement de la certification ni d'entretien préventif.

1.11 *Historique des explosions, des ruptures, des fuites et des incendies*

Un examen de l'historique opérationnel du MOPICO dans un gazoduc au Canada et ailleurs dans le monde n'a révélé aucun accident de type similaire mettant en cause un MOPICO.

1.12 *Programmes de contrôle de la qualité*

Il faut continuellement apporter des améliorations à la qualité des produits finis et des services pour parvenir à établir et à maintenir de bonnes relations avec sa clientèle. Les compagnies offrent des produits ou des services, ou les deux, visant à satisfaire les besoins ou les exigences de l'utilisateur. Toutefois, par elles-mêmes, les spécifications du produit ou du service ne peuvent pas garantir que les produits fabriqués seront de qualité. C'est ce qui a mené à l'élaboration de normes et de directives de contrôle de la qualité qui servent de garantie complémentaire aux exigences pertinentes des « spécifications techniques ».

En matière de contrôle de la qualité et d'assurance de la qualité, CSA International et l'Organisation internationale de normalisation (ISO) ont travaillé de concert pour faire face à ces questions en produisant des normes de systèmes de gestion de la qualité, CAN/CSA-ISO 9000 à CAN/CSA-ISO 9004, ou la série de normes CAN/CSA-ISO 9000. Les sous-composants de ces normes sont les suivants :

- CAN/CSA-ISO 9001-94 — *Systèmes de qualité* — modèle pour l'assurance de la qualité en conception, élaboration, production, installation et prestation de services;
- CAN/CSA-ISO 9002-94 — *Systèmes de qualité* — modèle pour l'assurance de la qualité en production, installation et prestation de services;
- CAN/CSA-ISO 9003-94 — *Systèmes de qualité* — modèle pour l'assurance de la qualité en contrôle et essais finaux.

Pendant la fabrication et l'assemblage des composants, la nécessité d'établir des programmes de gestion et d'assurance de la qualité documentés est claire. Le fabricant ou l'assembleur doit être capable de prouver que le produit fini a été fabriqué en conformité avec les différentes normes techniques applicables. Les fabricants annoncent qu'ils respectent la série de normes CAN/CSA-ISO 9000 en affichant ce fait sur les murs extérieurs de leur usine et sur le produit fini qui porte le sceau CSA ou ISO. Un programme de contrôle de la qualité documenté a pour objet de fixer la procédure qui aide l'entreprise à fabriquer, de façon constante et concurrentielle, des produits de bonne qualité. La non-adoption d'un programme de qualité établi peut avoir des conséquences négatives pour le fabricant, le consommateur et le grand public.

Même si le consortium choisi pour concevoir la station, en déterminer les spécifications et en superviser la construction était certifié en vertu de la norme CAN/CSA-ISO 9000 et même si l'ingénierie du projet satisfaisait au programme de contrôle de la qualité ISO, la norme CSA Z662-99 utilisée pour la conception et la construction de la station d'East Hereford ne comportait pas de dispositions prescrivant l'établissement de programmes de gestion de la qualité et d'assurance de la qualité ISO pour la construction de la station, comme l'indique la série de normes CAN/CSA-ISO 9000. Il est à remarquer que tous les fournisseurs du matériel utilisé pour la construction de la station étaient certifiés en vertu de la norme CAN/CSA-ISO 9000 et que leurs procédés de fabrication du matériel et des éléments du gazoduc satisfaisaient aux exigences des programmes de contrôle de la qualité ISO.

Les principaux composants de la station qui ont été examinés pour conformité aux normes applicables sont les conduites, les vannes, les récipients sous pression, le MOPICO, la bride et les éléments de passage, les contacteurs électriques et manostats, les câbles électriques et les raccords. Au moment de la construction, mais avant leur arrivée à la station, chacun de ces composants principaux a été fabriqué conformément à des normes et avec des contrôles de fabrication rigoureux, pour satisfaire aux exigences des spécifications techniques applicables. Un examen de ces normes a révélé qu'un programme de contrôle de la qualité avait été autorisé et appliqué pour s'assurer de la qualité constante du produit final.

Pour la station de compression d'East Hereford, deux normes techniques principales s'appliquaient à la totalité de la conception, de la construction, de la mise en service et de l'exploitation :

- CAN/CSA-Z662 — *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz;*
- CAN/CSA-C22.1 — *Code canadien de l'électricité, Partie I.*

L'ONE intègre la première de ces deux normes techniques par renvoi à son *Règlement sur les pipelines terrestres* et la deuxième fait partie intégrante de la première, ce qui les rend exécutoires pour les réseaux de pipeline de compétence fédérale. Alors que ces deux normes de l'ACNOR fournissent les spécifications techniques applicables pour la sécurité de la conception, de la construction et de la mise en service de la station, ni l'une ni l'autre des normes ne prescrit

l'établissement d'un programme exhaustif basé sur la série de normes CAN/CSA-ISO 9000 relativement à la gestion et à l'assurance de la qualité. Cette lacune a fait en sorte qu'individuellement, les composants peuvent être techniquement sains et fonctionner correctement, mais lorsqu'on les assemble en une seule unité, des questions se posent quant à leur capacité de fonctionner et d'agir ensemble en toute sécurité.

2.0 *Analyse*

2.1 *Introduction*

Une explosion a eu lieu après une fuite de gaz naturel dans un bâtiment qui était considéré comme exempt de gaz. La fuite s'est produite lorsque le gaz de refroidissement du moteur s'est propagé, à travers la bride de passage du moteur, dans la boîte de raccordement et le long de deux câbles Teck non étanches jusque dans le bâtiment électricité et services. Par la suite, le gaz s'est enflammé, détruisant le bâtiment électricité et services et endommageant lourdement le bâtiment compresseur. Pendant les différentes étapes de la conception, de la construction et de la mise en service de la station de compression d'East Hereford, les questions liées à la gestion de la qualité et à l'assurance de la qualité n'ont pas été abordées. Prises individuellement, les faiblesses constatées auraient pu, dans leur majorité, être rapidement relevées et corrigées si un programme complet de gestion de la qualité et d'assurance de la qualité avait été établi et respecté du début à la fin du projet. Prises ensemble, ces faiblesses se sont combinées pour produire un événement catastrophique qui a entraîné la destruction de la station et causé des blessures à un employé. L'analyse se concentrera sur les questions liées au contrôle de la qualité et à l'assurance de la qualité dans la perspective des composants individuels et d'une façon plus générale.

2.2 *Examen des faits*

2.2.1 *Contrôle de la qualité et assurance de la qualité – Remarques d'ordre général*

Les normes CSA Z662 et CEC 22.1 s'appliquaient à la conception, à la construction, à la mise en service et à l'exploitation de la station de compression d'East Hereford. Cependant, aucune d'elles n'imposait l'établissement d'un programme complet basé sur la série de normes CAN/CSA-ISO 9000 relatives à la gestion de la qualité et à l'assurance de la qualité. Cela a entraîné des situations où une grande majorité des composants individuels étaient techniquement sains et fonctionnaient correctement, mais la qualité de l'installation laissait à désirer à plusieurs endroits. Il est à remarquer que le consortium responsable de la conception, de la construction, de l'installation et de la mise en service initiale de la station était une entreprise certifiée ISO 9000.

2.2.2 *Contrôle de la qualité lors de la fabrication et de l'assemblage des éléments clés du gazoduc*

La bride de passage, dont l'une des fonctions est d'assurer l'étanchéité entre l'environnement gazeux à haute pression du moteur et l'environnement atmosphérique de la boîte de raccordement, avait été fabriquée de façon à respecter les dimensions et les tolérances des orifices de pénétration des éléments de passage et des joints toriques. Un programme de contrôle de la qualité avait été établi à différents points de contrôle dans le processus de

fabrication pour s'assurer de la qualité du produit final. La bride de passage a été fabriquée dans une usine, puis envoyée dans une seconde usine pour assemblage avec d'autres éléments pour constituer le moteur électrique définitif. Une fois la fabrication terminée, le fabricant aurait dû vérifier la qualité de la bride finie par rapport aux plans de fabrication. Une vérification du contrôle de la qualité a eu lieu, mais les erreurs dimensionnelles de la bride de passage n'ont pas été découvertes et celle-ci a été acceptée.

Dès réception de la pièce dans la seconde usine en Belgique, le programme de contrôle de la qualité de cette usine a vérifié et accepté la bride. Un essai d'étanchéité a été effectué sur l'ensemble bride et éléments de passage. Malheureusement, l'ensemble bride et éléments de passage a été installé sur l'ensemble moteur du MOPICO sans que les erreurs de dimension n'aient été découvertes. Étant donné l'importance de ce composant sur l'étanchéité du système, une fois la bride montée avec les 12 éléments de passage et les 24 joints toriques en Viton correspondants, la bride de passage devenait l'un des maillons faibles dans la chaîne des événements qui ont mené à une fuite de gaz naturel à la station.

Lorsque la bride de passage a été mesurée après l'explosion, on a découvert que ses dimensions étaient différentes de celles des plans de fabrication pour les orifices de pénétration de la bride de passage et les éléments de passage. Tout en permettant le passage du courant électrique à haute tension, la bride de passage avait aussi été conçue pour former le dispositif d'étanchéité clé entre l'environnement gazeux à haute pression du MOPICO et l'environnement à la pression atmosphérique de la boîte de raccordement. Les éléments de passage comportaient aussi des erreurs de dimension dans certaines rainures des 24 joints toriques, ce qui a fait en sorte que les joints s'enfonçaient trop dans les rainures préusinées. La capacité d'étanchéisation de ces joints était compromise, comme on l'a démontré à la station après l'événement, lorsque l'ensemble a été mis à l'essai plusieurs fois à la station et aux installations du fabricant avec de l'azote gazeux et que des fuites ont été constatées chaque fois. Les tolérances dimensionnelles spécifiées n'ont pas été respectées aux différentes étapes de fabrication et de vérification du composant. La bride de passage ne s'est pas comportée comme prévu et aurait pu fuir en exploitation normale. Il est fort probable que l'ensemble bride de passage laissait fuir du gaz naturel depuis un certain temps, surtout quand des chutes de pression et des remises en pression rapides se produisaient lors d'arrêts de la station ou de la mise à l'air libre des conduites.

2.2.3 Contrôle de la qualité lors de l'étape de sélection des matériaux

Un autre point clé de l'ensemble bride de passage était la mise en place des 24 joints toriques en Viton. Les joints toriques en Viton avaient pour fonction d'assurer la capacité d'étanchéisation primaire et secondaire de l'ensemble bride. Une fois encore, un programme de contrôle de la qualité aurait établi des points de contrôle pour garantir le contrôle de la qualité, particulièrement en ce qui a trait au choix et à la vérification du type de matériau utilisé dans la fabrication des joints toriques. Puisque les usines de fabrication de joints produisent des joints toriques de toutes les sortes, de toutes les formes et de toutes les tailles, et utilisent toute une

gamme de matériaux, les programmes de contrôle de la qualité des fabricants sont capitaux pour les industries qui utilisent leurs produits. Les essais en laboratoire ont déterminé que certains joints de la station d'East Hereford n'étaient pas en Viton.

La validation du matériau utilisé dans la fabrication des joints toriques a été obtenue à la suite d'essais en laboratoire sur six joints. Lorsque ces essais ont été jumelés aux résultats des calculs et aux mesures de la densité des 24 joints et du joint témoin, on a déterminé que plus de 50 % des joints toriques utilisés à East Hereford avaient été fabriqués à partir d'un composé de caoutchouc n'ayant pas les capacités de résistance chimique du Viton. Le programme de contrôle de la qualité appliqué pendant le processus de fabrication des joints toriques, une fois encore, n'a pas fourni les résultats voulus. Les inspections visuelles et les analyses en laboratoire des joints toriques (rapport du Laboratoire technique LP 013/2001) ont déterminé que les joints toriques présentaient des signes d'attaque chimique et de détérioration physique, notamment fissuration de surface, rétrécissement et perte de masse attribuables à des composants agressifs du gaz naturel utilisé pour refroidir le MOPICO. L'ensemble de ces joints d'étanchéité ne pouvait pas se comporter comme prévu parce que les tolérances des rainures des éléments de passage n'avaient pas été respectées et parce que les joints toriques étaient faits d'un matériau non conforme. En raison du non-respect des tolérances de fabrication de la bride et des éléments de passage, des chutes de pression et remises en pression rapides lors des arrêts de la station et des mises à l'air libre des conduites, et du matériau non conforme des joints, il est fort probable que l'ensemble bride présentait des fuites de gaz naturel depuis un certain temps.

2.2.4 Contrôle de la qualité lors de l'étape de la construction, de l'essai et de la certification de la station

La construction d'une station de compression est une tâche complexe faisant intervenir la gestion et l'intégration des différents corps de métier affectés à la conception, à la construction et la préparation de la station pour l'exploitation du gazoduc. Elle suppose la coordination de plusieurs spécialités, notamment en mécanique, en électricité, en génie et en instrumentation. À East Hereford, c'est une firme d'experts-conseils en génie qui coordonnait la conception, la construction et la mise en service de la station. Les tâches de gestion de l'ensemble du projet étaient entièrement entre ses mains. Cela comprenait les fonctions de supervision et d'inspection des lieux relatives aux étapes de préparation du terrain, de construction et de mise en service pour tous les corps de métier prenant partie au projet. À la fin de ce processus clés en main, TQM devait recevoir une station de compression totalement opérationnelle.

Dans son ensemble, la supervision des spécialités en électricité et en instrumentation était déficiente durant la construction de la station. Le contrat ne précisait pas le type ni la marque de mastic d'étanchéité à utiliser avec les raccords de différentes grosseurs que l'on retrouve dans la station. Le contrat faisait plutôt mention d'un type de raccord à utiliser et le fournisseur de ce raccord recommandait l'emploi de l'un ou l'autre de deux types de mastic. Durant les travaux, l'entrepreneur a utilisé deux types de mastic sur les nombreux raccords de la station. Pour

l'instrumentation et les câbles électriques de petit diamètre, on a utilisé le mastic d'étanchéité recommandé par le fournisseur. Cependant, l'entrepreneur n'a pas correctement installé le mastic d'étanchéité sur la grande majorité des raccords de diamètre inférieur de la station. En ce qui concerne les deux câbles Teck de grand diamètre, l'entrepreneur a utilisé un autre mastic d'étanchéité. Toutefois, le mastic d'étanchéité a été mal installé dans le cas d'un câble Teck et complètement omis dans l'autre. Une inspection rigoureuse des travaux en cours, dans le cadre d'un programme de contrôle de la qualité ISO, aurait identifié et corrigé ces défauts. Puisqu'en tant que dispositif de sécurité du MOPICO, la boîte de raccordement était conçue pour retenir toute accumulation de gaz naturel provenant d'une fuite, la firme d'experts-conseils aurait dû prévoir l'installation sur les deux câbles Teck d'un dispositif d'étanchéité capable d'assurer l'étanchéité de la boîte de raccordement contre les montées de pression continues. L'installation de joints capables de résister aux montées de pression continues aurait pu assurer que le transmetteur de pression installé dans la boîte de raccordement fonctionne comme prévu et cause l'arrêt de la station.

Il convient de signaler ici que l'utilisation de l'expression « étanchéisation du câble Teck » semble mal comprise. D'après le *Code canadien de l'électricité*, l'extrémité des câbles Teck doit être étanche. Par contre, le *Code canadien de l'électricité* n'indique pas clairement qu'il faut utiliser des dispositifs d'étanchéité capables de résister à des pressions continues dans les cas semblables à celui de la boîte de raccordement de la station d'East Hereford. Au cours de l'étape de conception, la firme d'experts-conseils n'a prescrit aucun dispositif d'étanchéité pour la rétention de la pression continue dans la boîte de raccordement. Le fabricant du raccord posé à l'extrémité du câble Teck offrait deux types de mastic d'étanchéité, mais dans les deux cas, le dispositif d'étanchéité n'était pas conçu pour répondre aux exigences en matière de rétention des pressions continues. Même s'ils n'étaient pas conçus pour être étanches au gaz, à basse pression, les dispositifs d'étanchéité du fabricant pouvaient réduire ou restreindre le volume de gaz naturel s'écoulant le long des câbles Teck. Si le fabricant avait recommandé l'installation d'un dispositif d'étanchéité, la réduction du volume de gaz qui en aurait suivi aurait réduit les risques d'accident grave.

La mise en service est la prochaine étape importante dans la séquence des événements vers l'achèvement du projet. Bien que prescrits par la norme CSA Z662, la boîte de raccordement et les deux câbles Teck ne se sont pas comportés comme prévu. Lorsque des petites quantités de gaz naturel ont pénétré dans la boîte de raccordement, le transmetteur de pression d'arrêt n'a pas fonctionné comme prévu à cause des lacunes au niveau du dispositif d'étanchéité des câbles Teck. Les joints mal installés sur les raccords des deux câbles Teck ont plutôt laissé des petites quantités de gaz inodorisé pénétrer dans le bâtiment électricité et services sans être détectées, par l'entremise des câbles Teck. La boîte de raccordement ne pouvait donc pas se comporter comme prévu parce qu'en cas de fuite de gaz naturel, il ne pouvait pas y avoir de montée en pression importante à l'intérieur de la boîte de raccordement. Même avec n'importe quelle montée de pression à l'intérieur de la boîte de raccordement, la quantité de gaz présente aurait été insuffisante pour déclencher le transmetteur de pression utilisé. De la même manière, s'il y avait eu une quelconque fuite mineure de gaz naturel à travers les joints des portes de la boîte

de raccordement ou des raccords à bride de la boîte de raccordement dans le bâtiment compresseur, la quantité de gaz présente aurait été insuffisante pour déclencher le système de détection du gaz installé au plafond du bâtiment compresseur. C'est seulement lorsque le volume de gaz relâché devient très important, au point d'envahir la boîte de raccordement, qu'un arrêt d'urgence peut se produire, comme ce fut le cas à 14 h 46 le jour de l'événement. À 16 h 5, une seconde émission de gaz importante a déclenché une alarme de la boîte de raccordement. On ne peut déterminer la raison pour laquelle une troisième alarme de haute pression ne s'est pas déclenchée à la suite de la perte de l'information du SCADA local.

Si les alarmes de la boîte de raccordement se sont déclenchées, c'est parce que la quantité de gaz naturel qui entrainait dans la boîte de raccordement était beaucoup plus grande que le volume de gaz qui pouvait sortir par les deux câbles Teck non étanches, ce qui a entraîné une augmentation de la pression. Au cours des essais à l'azote sur place, chaque câble Teck a transporté environ 30 m³ à la minute, à une pression d'essai d'environ 100 kPa. Ce que l'on sait à partir des données du SCADA, c'est que du gaz naturel s'est infiltré dans la station à cause du mauvais fonctionnement des vannes et des conduites connexes. Ce fait est confirmé par l'ouverture de la vanne de sectionnement de canalisation principale de la station et, parallèlement, par le déclenchement d'alarmes de haute pression dans la boîte de raccordement. Le fait que la vanne de sectionnement de canalisation principale se soit ouverte, alors qu'elle est habituellement fermée, et permette l'acheminement du gaz naturel à la pression maximale d'exploitation, soit à 7 000 kPa, a été le signe avant-coureur du déclenchement des alarmes de 14 h 46 et de 16 h 5 respectivement. Au moment de l'explosion, la vanne de sectionnement de canalisation principale était encore en position grande ouverte et permettait l'écoulement de la totalité du gaz naturel, à 7 700 kPa, vers les clients se trouvant en aval de la station. Puisque le dispositif de robinetterie de la station ne fonctionnait pas comme prévu (en raison des dispositifs de commande des vannes gelés), puisque la bride de passage n'était pas étanche comme prévu (en raison du taux élevé de mise en pression et de la chute de pression du gaz naturel avant et après chaque arrêt du moteur) et puisque la compagnie avait modifié le cycle d'arrêt d'urgence du compresseur (le groupe compresseur ne pouvait pas être mis à l'air libre), du gaz naturel a pu pénétrer dans le moteur électrique et le remplir, contourner le dispositif d'étanchéité de la bride de passage et pénétrer dans la boîte de raccordement avant d'entrer dans les deux câbles Teck et de se rendre jusqu'au bâtiment électricité et services.

La capacité réduite de la boîte de raccordement à retenir la pression, en raison du manque d'étanchéité au gaz adéquat des raccords fixés sur les câbles Teck, a été la première cause de la situation. Les exigences du *Code canadien de l'électricité* et de l'ACNOR ne prévoyaient pas de programme de contrôle de la qualité, mais la section 4.10.1.6 de la norme CSA Z662 est claire en ce qui concerne la préparation de procédures et de vérifications concernant le fonctionnement des dispositifs de protection. Si l'équipe de mise en service avait pris le temps d'effectuer les essais de pression exigés par la norme CSA Z662 sur l'installation de la boîte de raccordement et des câbles Teck, les résultats des essais auraient démontré qu'il y avait un problème d'étanchéité avec les joints des deux câbles Teck et que cette installation défectueuse avait une incidence sur

la conception et le fonctionnement de la commande de déclenchement par la pression de l'arrêt d'urgence.

2.2.5 *Assurance de la qualité lors de la mise en service du réseau de contrôle du système et d'acquisition des données*

Dès le début du projet, on a décidé que la station serait commandée à distance. Étant donné que la gestion des nombreuses activités est cruciale pour assurer la sécurité d'exploitation de la station, la conception de la station prévoyait l'installation d'un SCADA local conçu pour recueillir et stocker sur place l'information électronique, et commander localement les activités de la station de compression. La gestion des opérations par SCADA est une caractéristique courante des réseaux de gazoduc, mais le SCADA de cette station était différent de ceux des autres stations du réseau de la TCPL, notamment en ce qui concerne le niveau de communication des données et le nombre de centres de contrôle d'acheminement du gaz recevant des données. Plus particulièrement, le SCADA d'East Hereford a été conçu comme un système à deux niveaux; la majorité des données recueillies de minute en minute étaient mises en mémoire sur place et un sous-ensemble de résumés des données était envoyé aux deux principaux centres de contrôle d'acheminement du gaz de Montréal et de Calgary, celui de Montréal étant le premier en importance. Pour East Hereford, il semble que bon nombre de raisons techniques justifient cette disposition, particulièrement les questions touchant les télécommunications à destination et en provenance de la station.

En exploitation normale, seuls des renseignements sélectionnés du système local concernant l'exploitation de la station d'East Hereford étaient envoyés au SCADA principal. Le jour de l'événement, le centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary était le seul en opération et c'est lui qui a reçu une indication d'arrêt et a avisé le personnel en disponibilité de TQM selon les procédures établies. Cependant, le centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary a seulement pu établir qu'un déclenchement manuel de l'arrêt d'urgence avait eu lieu. Le centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary n'a pu déterminer la raison de cet arrêt d'urgence, jusqu'à ce qu'il en ait été ultérieurement informé par téléphone. À mesure que la journée s'écoulait, le centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary a été informé qu'un employé de TQM faisait différentes tentatives pour remettre la station en marche. Pour le centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary, la prochaine indication dans la suite des événements a été la perte des télécommunications avec la station, un peu plus tard, au moment de l'explosion. Dans la période qui a précédé l'explosion, le centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary n'était pas en mesure de fournir de manière proactive des rapports de situation actualisés sur l'ensemble des opérations à cause du manque d'information du SCADA, particulièrement en ce qui a trait aux actions du MOPICO et des vannes ou à leur inaction à l'intérieur de la station. Le centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary a essayé, à plusieurs reprises, de communiquer avec la station sans y parvenir. Alors que le centre de

contrôle d'acheminement du gaz de Calgary était informé des situations dangereuses au cours de la journée, le manque d'information détaillée et complète a limité la portée et l'étendue de l'aide qu'il pouvait accorder au seul employé sur place.

Lorsque la première alarme de pression élevée dans la boîte de raccordement a été reçue, le centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary a reçu un avis du SCADA voulant qu'un arrêt d'urgence du MOPICO s'était également produit. Le MOPICO n'a cependant pas été mis à l'air libre à la suite de cette alarme liée à la pression parce que la vanne d'échappement et d'extraction de la station est restée fermée, même si on a confirmé que la soupape de mise à l'air libre de l'unité, la soupape de purge de l'unité et les vannes de purge de la station étaient ouvertes. À ce moment-là, la vanne de sectionnement de canalisation principale, qui est normalement fermée, était grande ouverte, permettant l'écoulement de la totalité du gaz naturel vers les clients se trouvant en aval de la station. Cependant, quand la deuxième alarme de la boîte de raccordement a été déclenchée, le centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary n'a pas été avisé qu'un arrêt d'urgence, qu'une purge sous pression d'urgence de l'unité ou qu'un arrêt normal (STOP) du MOPICO s'était produit, indiquant que la pression dans la boîte de raccordement était une alarme de déclenchement de haute pression de 20 kPa à 39 kPa. Les appels du centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary à la station sont restés sans réponse. À ce moment-là, il n'y avait pas de mise à l'air libre du MOPICO à la suite du déclenchement de l'alarme parce que la vanne de purge de la station était alors en position fermée, même si on a confirmé que la soupape de mise à l'air libre de l'unité, la soupape de purge de l'unité et la vanne d'échappement et d'extraction de la station étaient ouvertes. Entre les deux arrêts d'urgence, la vanne de sectionnement de canalisation principale s'était déplacée de la position complètement ouverte à la position complètement fermée, puis s'était complètement ouverte et est restée dans cette position jusqu'après l'événement. Pendant que la vanne de purge de la station était fermée, la soupape de purge de l'unité s'est déplacée vers la position fermée. Le manque d'accès à de l'information complète du SCADA au niveau de la station a limité la capacité du centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary d'interroger la station et de mettre complètement à jour les données du SCADA, ce qui aurait pu lui permettre d'apporter une meilleure aide technique au préposé de TQM sur les lieux.

Alors que le concept d'ensemble du SCADA était conforme aux exigences techniques de l'ACNOR, il manquait un programme exhaustif de contrôle de la qualité qui comporterait l'obligation de mettre le SCADA à l'essai. Si un programme complet avait été institué, on aurait identifié qu'il était impossible de mémoriser localement la totalité des enregistrements du SCADA et on aurait corrigé cette lacune, particulièrement en ce qui concerne la nécessité d'une réaction rapide de la part des centres de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary et de Montréal lors d'une situation d'urgence. Du déclenchement manuel initial de l'arrêt d'urgence à la perte de contrôle du SCADA avec l'explosion consécutive, le centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary a été gêné par l'absence d'information. Ce scénario aurait dû être reconnu et traité au cours des premières étapes d'élaboration du projet.

2.2.6 *Gestion du contenu du gaz naturel*

Au stade initial du projet, la firme d'experts-conseils en génie a obtenu de TQM une analyse du gaz naturel qui traverserait la station d'East Hereford. Cette analyse a révélé qu'il y avait de l'hydrogène sulfuré à l'état de traces dans le gaz naturel. Cependant, aucune quantité de dioxyde de carbone n'a été signalée. Lorsque la décision a été prise d'acheter et d'installer un compresseur de type MOPICO dans la station, la même spécification d'analyse du gaz naturel a été fournie au vendeur du MOPICO. En se basant sur cette analyse, il procéda à la conception, à la fabrication et à la fourniture d'une unité pour East Hereford. Toutefois, de la corrosion à l'intérieur du MOPICO a attaqué les mécanismes de défense intégrés à l'unité pour en protéger les organes vitaux contre la corrosion. Une analyse du gaz naturel a montré que le gaz naturel contenait des sous-composés corrosifs pour le métal, la peinture et les barrières de protection contre la corrosion placées à l'intérieur de l'unité. Avec le temps, ces sous-composés pourraient affecter la capacité de TQM à utiliser de façon constante le MOPICO dans des conditions de sécurité physique et matérielle.

Alors que de nombreuses théories ont été avancées quant à la présence de corrosion à l'intérieur du MOPICO, le catalyseur le plus vraisemblable est la présence de composés sulfurés (hydrogène sulfuré) et de dioxyde de carbone dans le gaz naturel. La présence de ces deux produits corrosifs, une fois combinés à l'eau aussi présente dans le gaz à haute pression, peut produire des acides sulfureux et carboniques. Les acides sulfureux peuvent se dégrader ultérieurement pour produire de l'acide sulfurique. Avec le temps, ces acides relativement dilués peuvent avoir un effet nuisible sur les composants en mouvement du MOPICO. Bien que peu concentrés, lorsqu'on les proportionne au volume global du gaz naturel traversant la station, il peut y avoir un effet corrosif, comme on l'a découvert lors des tests en laboratoire. Cette action corrosive peut s'être accélérée davantage sous l'effet de la température de fonctionnement élevée dans le MOPICO.

Au moment de l'explosion, le MOPICO d'East Hereford avait été en service depuis environ un an, mais avait dû être renvoyé au fabricant pour être remis à neuf. Bien que l'on ait prévu dans les schémas initiaux de la station que les impuretés présentes dans le gaz naturel soient filtrées, on n'a pas inclus la gestion ou l'élimination des composés sulfurés, du dioxyde de carbone et de l'eau avant l'entrée dans le moteur. Jusqu'à ce qu'on trouve un moyen efficace de gestion de ces produits, la corrosion à l'intérieur du MOPICO restera inquiétante, surtout en ce qui concerne le blocage et l'assujettissement des anneaux de retenue de la plaque d'extrémité du rotor. Un moyen simple d'annuler les effets de ces acides corrosifs serait d'extraire l'eau du gaz naturel à l'aide d'un déshydrateur. L'enquête a déterminé que le dispositif anticorrosion des plaques d'extrémité du rotor et les dispositifs de boulonnage connexes commençaient à faire défaut après une année de service intermittent. Une défaillance de l'une ou l'autre de ces unités entraînerait une défaillance complète du moteur.

Puisque le MOPICO était encore sous garantie au moment de l'événement, aucun programme d'entretien préventif n'avait encore été élaboré. TQM et le fournisseur du MOPICO avaient prévu attendre à la fin de la période de garantie avant de mettre sur pied un programme d'entretien préventif pour le MOPICO. Ni CSA International ni la RBQ n'imposent une exigence ou un programme obligatoires d'entretien préventif prévoyant, à intervalles réguliers, le démontage et l'inspection du MOPICO, ni sa remise à neuf ou sa réparation, s'il y a lieu, pour assurer la sécurité d'exploitation du gazoduc.

3.0 *Conclusions*

3.1 *Faits établis quant aux causes et aux facteurs contributifs*

1. Le fait de ne pas avoir, sur place, correctement mis à l'essai sous pression le transmetteur de pression du dispositif d'arrêt d'urgence monté sur le côté de la boîte de raccordement a permis au gaz naturel de s'échapper sans restriction de la boîte de raccordement; cet essai sous pression est obligatoire en vertu de la norme CSA Z662 de l'Association canadienne de normalisation.
2. On n'a pas mis de mastic d'étanchéité et la gaine intérieure du câble n'a pas été enlevée pour dénuder les conducteurs dans la chambre d'étanchéité du raccord sur deux raccords électriques du compresseur montés sur la boîte de raccordement, ce qui a laissé la voie libre au gaz naturel et lui a permis de s'écouler le long de deux câbles Teck installés entre le bâtiment compresseur classé antidéflagrant et le bâtiment électricité et services non antidéflagrant; ce fait n'était pas conforme aux exigences de la norme CEC 22.1.
3. Même si, au moment de la conception du compresseur, on avait prévu la possibilité d'une montée en pression du gaz naturel à l'intérieur de la boîte de raccordement, la norme CEC 22.1 n'exigeait pas et la firme d'experts-conseils n'a pas prescrit que l'on installe aux extrémités des deux câbles Teck un dispositif d'étanchéité quelconque capable de résister à la montée en pression continue du gaz naturel à l'intérieur de la boîte de raccordement.
4. La norme CEC 22.1 n'exigeait pas que les deux extrémités des câbles Teck soient étanches. La présence de joints appropriés à une pression de service continue sur les ensembles raccord et câbles Teck aurait pu empêcher le gaz naturel de se propager entre les bâtiments en quantité suffisante pour produire un mélange explosif.
5. Puisque la norme CEC 22.1 ne contenait pas une telle exigence, aucun système de détection du gaz naturel n'a été installé durant la construction du bâtiment électricité et services, ce qui a permis au gaz de pénétrer dans le bâtiment sans être détecté et de s'accumuler jusqu'à ce qu'il atteigne sa limite explosive et trouve une source d'inflammation.
6. Puisque les joints toriques en Viton installés sur les éléments de passage portaient des traces d'attaque chimique et de détérioration physique et puisque les 12 orifices de pénétration de la bride de passage ne respectaient pas les tolérances dimensionnelles, il est fort probable que du gaz naturel s'infiltrait dans le bâtiment électricité et services depuis un certain temps.

7. Selon toute vraisemblance, la source d'inflammation du gaz était un système de chauffage et de ventilation servant à chauffer l'intérieur du bâtiment électricité et services.
8. Le bâtiment compresseur ne disposait pas d'un moyen sûr de détecter la présence de gaz en provenance de la boîte de raccordement, de mesurer mécaniquement la pression de gaz à l'intérieur de la boîte de raccordement ni d'en évacuer toute accumulation de pression. Le fait que le SCADA n'a pas pu détecter, mesurer ni enregistrer les pressions opérationnelles inférieures à 2 400 kPa a permis qu'un préposé à l'entretien seul travaille dans un environnement dangereux tout en étant incapable de déterminer les pressions qui prévalaient dans les conduites de son lieu de travail immédiat dans la station.
9. Parce que Gazoduc TQM Inc. (TQM) avait modifié le cycle de mise à l'air libre du groupe compresseur à moteur électrique (MOPICO), le mauvais fonctionnement des vannes de la station, combiné aux changements effectués dans les systèmes d'arrêt d'urgence et de purge sous pression d'urgence de l'unité de la station, a fait en sorte que la station n'a pas purgé complètement le gaz du MOPICO et des conduites connexes.
10. Pendant les étapes de conception initiale, le document principal d'étendue des travaux utilisé lors de la construction du projet d'East Hereford ne contenait aucun renseignement pertinent sur les sous-éléments à l'état de traces du gaz naturel, ce qui était nécessaire pour assurer la sécurité d'exploitation de la station.

3.2 *Faits établis quant aux risques*

1. Au moment de l'événement, TQM et le fournisseur du MOPICO n'avaient pas préparé de programme d'entretien préventif. Ils avaient prévu attendre à la fin de la période de garantie avant de mettre sur pied un programme d'entretien préventif pour l'unité. Ni CSA International ni la Régie du bâtiment du Québec n'imposent une exigence ou un programme obligatoires d'entretien préventif prévoyant le démontage et l'inspection du MOPICO, à intervalles réguliers, et des remises à neuf ou des réparations, s'il y a lieu, pour assurer la sécurité d'exploitation du gazoduc.
2. CSA International a diffusé la lettre d'information technique E-30, avenant particulier à l'égard du MOPICO, et la norme CSA Z662 comporte des spécifications techniques relatives à toutes les étapes de conception, de construction, de mise en service et d'exploitation d'un gazoduc, particulièrement aux stations de compression à force motrice avec turbine à gaz ou moteur électrique refroidi à l'air, mais la norme CSA Z662 ne prévoit aucun guide technique pour les stations de compression avec MOPICO.

3. Ni la norme CSA Z662 ni la norme CEC 22.1 ne comportaient une exigence pour l'établissement de programmes de gestion de la qualité et d'assurance de la qualité pour toute installation de gazoduc en construction, basés sur les normes de systèmes de gestion de la qualité CAN/CSA-ISO 9000 à CAN/CSA-ISO 9004 pour assurer le bon état global de tous les composants installés et faire en sorte qu'ils fonctionnent et agissent à l'unisson en toute sécurité.

3.3 *Autres faits établis*

1. Puisque la norme CSA Z662 ne renferme pas d'exigence obligatoire détaillant l'étendue, le type, le contenu et l'emplacement de l'entreposage des données opérationnelles du gazoduc, l'historique opérationnel détaillé de la station, recueilli par l'entremise du réseau de contrôle du système et d'acquisition des données (SCADA) local, a été détruit dans l'explosion.
2. Un opérateur du centre de contrôle d'acheminement du gaz a été restreint dans sa capacité à fournir des rapports de situation informés en raison du manque d'information fourni par le SCADA et du manque de moyens efficaces de communiquer avec le préposé à l'entretien sur les lieux.
3. La norme CSA Z662 ne fournit pas un minimum de directives techniques ni de spécifications quant au type et à l'étendue de l'information du SCADA qui devrait être fournie à l'opérateur du centre de contrôle d'acheminement du gaz par les nombreux postes d'un réseau de gazoduc, afin d'assurer un fonctionnement efficace et efficient du réseau.
4. L'analyse du gaz naturel a démontré que celui-ci contenait à l'état de traces de l'eau, de l'hydrogène sulfuré et du dioxyde de carbone. Une fois combinés, ces éléments produisent des acides agressifs en faibles concentrations qui peuvent attaquer chimiquement et détériorer les joints et les barrières anticorrosion parce qu'on n'a pas tenu compte des effets combinés de ces éléments à l'état de traces.

4.0 *Mesures de sécurité*

4.1 *Mesures prises*

Le 29 mai 2001, l'Office national de l'énergie (ONE) a enjoint Gazoduc TQM Inc. (TQM) de prendre des mesures de sécurité supplémentaires aux stations de compression de Terrebonne et d'East Hereford relativement à l'installation dans la boîte de raccordement d'un système de transmetteur de pression à sécurité intégrée et à l'installation de détecteurs de gaz dans le bâtiment électricité et services. De plus, l'ONE a ordonné que des ventilateurs soient installés dans les endroits propices de cet emplacement où des détecteurs de gaz étaient placés. En outre, TQM a été enjoint de s'assurer que les ventilateurs installés se mettent en marche automatiquement quand la présence de gaz est détectée et qu'ils sont d'une taille suffisante pour veiller à ce que toute quantité de gaz pénétrant dans le bâtiment électricité et services soit extraite en toute sécurité et permette à de l'air frais d'appoint d'entrer dans le bâtiment en provenance d'un évent d'aération qui devait aussi être installé.

Le 24 juillet 2001, le Bureau de la sécurité des transports du Canada (BST) a envoyé l'avis de sécurité de pipeline n° 01/01 au sujet des procédures de contrôle de la qualité de fabrication au président de l'ONE. L'avis est un résumé des préoccupations et questions relatives au groupe compresseur à moteur électrique (MOPICO), aux composants des 1^{er} et 2^e étages du compresseur et à la boîte de raccordement.

Le 10 septembre 2001, l'ONE a autorisé deux modifications techniques demandées par TQM. L'ONE a prescrit que les mêmes modifications soient apportées à la station de compression d'East Hereford lors de sa reconstruction.

Le 21 septembre 2001, le BST a envoyé un deuxième avis de sécurité de pipeline (n° 02/01) au sujet des normes de conception et des procédures de contrôle de la qualité à la construction au président de l'ONE. L'avis est un résumé des préoccupations et questions relatives aux preuves matérielles recueillies à la station d'East Hereford, particulièrement en ce qui a trait à l'identification des voies de propagation du gaz naturel entre le bâtiment compresseur et le bâtiment électricité et services.

Le 30 novembre 2001 et le 21 février 2002, l'ONE a accepté que des modifications supplémentaires soient apportées aux systèmes électriques de la station de compression d'East Hereford, visant à garantir que le gaz naturel n'a plus aucun moyen de se propager entre le bâtiment électricité et services et le bâtiment compresseur.

À la suite de l'événement, TQM a apporté un certain nombre de modifications techniques aux stations de compression de Terrebonne et d'East Hereford, notamment :

- une boîte de raccordement intermédiaire entièrement ventilée a été installée sur les deux câbles Teck entre le bâtiment compresseur et le bâtiment électricité et services afin de s'assurer qu'il n'y a aucun gaz naturel entre les bâtiments;
- les caractéristiques d'arrêt de la station ont été modifiées par TQM de manière que le MOPICO soit arrêté, isolé et purgé de tout gaz dès qu'une accumulation de pression de 5 kPa est détectée à l'intérieur de la boîte de raccordement et qu'une alarme sonore soit déclenchée à 3 kPa et dans le cas d'une défaillance du transmetteur de pression de la boîte de raccordement;
- une soupape de purge manuelle, avec dispositif de verrouillage, a été installée sur la boîte de raccordement aux fins de dépressurisation de la boîte de raccordement par le personnel d'entretien avant le début de tout travail d'entretien sur cette boîte de raccordement;
- des détecteurs de gaz ont été installés dans la partie supérieure du bâtiment électricité et services, à des endroits où ils peuvent efficacement détecter toute accumulation de gaz naturel;
- à l'intérieur du bâtiment électricité et services, les commandes logiques ont été modifiées pour arrêter, isoler et démarrer le système de ventilation lors de la détection d'une teneur en gaz égale à 10 % de la limite inférieure d'explosivité, et pour déclencher une alarme sonore;
- une ventilation supplémentaire a été ajoutée dans les armoires de commande qui dirigera toute fuite de gaz intérieure vers les détecteurs de gaz de plafond;
- tous les raccords ont été ouverts et inspectés pour voir s'ils étaient correctement installés ou pour identifier les raccords qui n'étaient pas conformes aux instructions du fournisseur en matière de préparation des câbles et de l'utilisation du mastic d'étanchéité certifié;
- tous les câbles de commande entre le bâtiment compresseur et le bâtiment électricité et services, s'ils n'ont pas été complètement dénudés jusqu'au cuivre, ont été modifiés pour éliminer le risque de propagation du gaz par l'installation de points intermédiaires d'isolement ventilés;
- on a vérifié les dimensions de la bride de passage et des 12 éléments de passage par rapport aux plans de fabrication et les défauts ont été corrigés;

- les 24 joints toriques en Viton ont été remplacés par 24 joints toriques Kalrez, qui réagissent mieux à la présence d'hydrogène sulfuré et de dioxyde de carbone dans le gaz naturel;
- l'ensemble constitué de la bride de passage, des 12 éléments de passage et des 24 joints toriques Kalrez a été testé pour s'assurer de l'étanchéité de l'ensemble avant son installation sur le MOPICO;
- lors de la remise en service de la station et après le montage final de la boîte de raccordement et des câbles Teck, la boîte de raccordement a été mise en pression avec de l'azote pour vérifier si le transmetteur de pression de la boîte de raccordement fonctionnait correctement;
- chaque fois que la boîte de raccordement ou les câbles Teck sont démontés pour vérification de l'intégrité de la boîte de raccordement et de ses dispositifs de détection de pression, la boîte de raccordement et les câbles Teck doivent faire l'objet d'un contre-essai;
- le réseau de TQM est maintenant complètement intégré au réseau de TransCanada PipeLines Limited (TCPL) en ce qui concerne les télécommunications et la transmission des données par l'entremise du réseau de contrôle du système et d'acquisition des données (SCADA) principal du centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary;
- pour contrôler les cellules de corrosion à l'intérieur du MOPICO, TQM a installé un déshydrateur sur l'entrée du gaz de refroidissement dans l'unité afin d'extraire l'eau du gaz naturel.

À la suite de cet événement, la norme CSA Z662, intitulée *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz - Édition de 2003* et datée de juin 2003, a été modifiée de façon à y incorporer les exigences ISO 9000 en matière de programmes de gestion de la qualité et d'assurance de la qualité pour les projets de construction de pipelines au Canada. De plus, en application de l'article 18 de la norme CEC 22.1, un groupe de travail a été mis sur pied pour passer en revue la question des lacunes du code en matière des exigences relatives à l'étanchéité des systèmes sous pression continue dans l'industrie des pipelines au Canada.

Par suite de l'événement, d'autres compagnies de pipeline aux États-Unis et en Grande-Bretagne qui comptent dans leurs réseaux des stations de compression similaires dotées d'un MOPICO ont entrepris des modifications semblables à celles apportées par TQM pour s'assurer qu'il n'y a aucune propagation de gaz dans les zones non dangereuses. Toute propagation de gaz est détectée et le système s'arrête si une pression de gaz de 5 kPa est détectée dans la boîte de raccordement. Ces initiatives ont été prises par les fabricants du MOPICO sous forme de

recommandations envoyées aux propriétaires de MOPICO. Ces recommandations ont été acceptées par toutes les compagnies qui utilisent un MOPICO, sauf une qui a opté pour un système complètement différent.

4.2 *Préoccupations liées à la sécurité*

4.2.1 *Moteurs de compresseur électriques refroidis au gaz naturel*

Il n'existe actuellement aucune exigence nationale spécifique dans les normes relatives aux gazoducs du Canada en ce qui concerne les compresseurs à moteur électrique refroidis au gaz naturel. Bien que ces unités soient relativement rares, leurs caractéristiques spéciales peuvent porter d'autres compagnies de pipeline à se procurer de telles unités ou des unités semblables pour leurs propres réseaux de gazoducs. Le Bureau a aussi remarqué que le procédé de certification de l'Association canadienne de normalisation (ACNOR) pour ce genre d'unités est semblable au procédé de certification d'autres biens de consommation. Comparativement aux autres exigences de conception des unités à force motrice énoncées dans la norme CSA Z662, il y a un manque d'exigences prescrites notamment relativement aux paramètres de conception, à l'entretien préventif et à l'entretien anticorrosion, aux exigences de conception des dispositifs d'arrêt d'urgence et aux capacités des moteurs de compresseur électriques refroidis au gaz naturel.

L'ACNOR devrait être en mesure d'établir des caractéristiques de conception qui permettraient d'isoler automatiquement l'unité et de surpasser d'autres commandes si nécessaire, jusqu'à ce que l'on ait vérifié qu'il est acceptable de remettre l'unité en marche et de lui faire reprendre l'exploitation normale du gazoduc. Le Bureau est préoccupé par le fait que le manque de telles exigences puisse causer à l'avenir des problèmes similaires à ceux qu'a connus la station d'East Hereford.

4.2.2 *Pérennité des données d'exploitation contenues dans le réseau de contrôle du système et d'acquisition des données local*

L'accident à l'étude a révélé des lacunes relativement à la pérennité des données d'exploitation contenues dans le réseau de contrôle du système et d'acquisition des données (SCADA) des stations de compression. Un examen de la norme CSA Z662 révèle qu'il y a un manque d'exigences nationales spécifiques dans les normes canadiennes existantes relativement à la pérennité des données du SCADA pour les oléoducs et gazoducs. Bien que la cueillette des données du SCADA soit une caractéristique courante de tous les réseaux d'oléoducs et de gazoducs au Canada et ait un grand nombre d'applications au niveau de l'efficacité d'exploitation des compagnies de pipeline, ces mêmes données sont aussi essentielles à la compréhension de la nature exacte de toute la séquence d'événements précédant un événement.

Deux questions préoccupent le Bureau relativement aux SCADA. La première porte sur la pérennité des données locales et la deuxième concerne la quantité et le type de données transmises aux centres de commande. Dans le premier cas, il n'y a pas de niveau de sécurité des données équivalent comparativement aux enregistreurs que l'on retrouve, par exemple, dans le domaine des transports maritime, ferroviaire et aérien. Même s'il est vrai qu'un enregistreur SCADA local n'a pas à se déplacer à l'intérieur d'un véhicule, il y a toujours risque de dommage collatéral en cas d'explosion ou d'incendie dans une station de compression ou une station de pompage. Le Bureau est préoccupé par le fait que l'absence d'une forme quelconque de protection physique pour le SCADA au niveau des données locales puisse mener à un autre événement au cours duquel on aura perdu toutes les données qui auraient pu aider à reconstituer les circonstances qui ont mené à l'accident.

En ce qui concerne la transmission des données, il est possible que les renseignements envoyés aux centres de contrôle d'acheminement du gaz puissent limiter la capacité de l'opérateur du centre de contrôle d'acheminement du gaz à prendre des décisions éclairées en cas d'accident. Le Bureau est préoccupé par le fait que l'éventail des données transmises aux centres de contrôle d'acheminement du gaz ne soit pas suffisamment complet pour permettre à l'opérateur de prendre les meilleures décisions possibles relativement aux mesures à prendre en cas d'accident.

4.2.3 Exigences relatives à l'étanchéité des câbles Teck

Le Bureau sait qu'il existe actuellement dans le *Code canadien de l'électricité* des normes canadiennes relatives aux exigences d'étanchéité des câbles Teck. On comprend que ces exigences traitent des questions de sécurité visant à prévenir la propagation de gaz naturel, lors d'une explosion, à d'autres installations d'un complexe, comme à une station de compression ou à une raffinerie de gaz. Le Bureau remarque cependant que ces exigences ne portent pas sur les questions de sécurité associées à l'étanchéité de l'extrémité des câbles Teck en présence de montée en pression continue.

Compte tenu des conséquences catastrophiques que pourrait entraîner une propagation de gaz naturel, particulièrement dans des endroits où des employés peuvent travailler ou se reposer, il est essentiel de protéger les employés contre une propagation de gaz naturel inflammable. Le Bureau croit que les normes actuelles ne sont pas adéquates.

4.2.4 Installation d'appareils de détection de gaz

Le Bureau sait qu'il existe actuellement des normes canadiennes concernant l'installation d'appareils de détection de gaz qui, manifestement, visent directement les bâtiments qui ne sont pas exempts de gaz naturel. Ces exigences sont énoncées dans le *Code canadien de l'électricité*. On comprend que ces exigences traitent des questions de sécurité visant à prévenir une explosion de gaz naturel qui fuit et les risques pour la propriété et la vie de ceux qui travaillent dans des installations associées aux aménagements des pipelines, comme les stations à force motrice et les

raffineries, ou vivent à proximité. Le Bureau constate cependant que ces exigences prévoient une exemption en ce qui concerne l'installation d'appareils de détection de gaz dans tout bâtiment qui est considéré comme étant exempt de gaz naturel même si le bâtiment exempté se situe dans un endroit considéré comme dangereux par le *Code canadien de l'électricité* et dans une zone clôturée. L'événement à l'étude démontre que les connexions entre des bâtiments peuvent servir de routes de migration au gaz naturel.

Compte tenu des conséquences catastrophiques que pourrait entraîner une migration de gaz naturel inflammable dans un bâtiment désigné exempt de gaz, particulièrement à des endroits où des employés peuvent travailler ou se reposer, il est essentiel de protéger les employés contre le gaz naturel inflammable. Le Bureau s'inquiète du fait que les normes actuelles ne sont pas adéquates.

4.2.5 *Intervention dans les situations d'urgence*

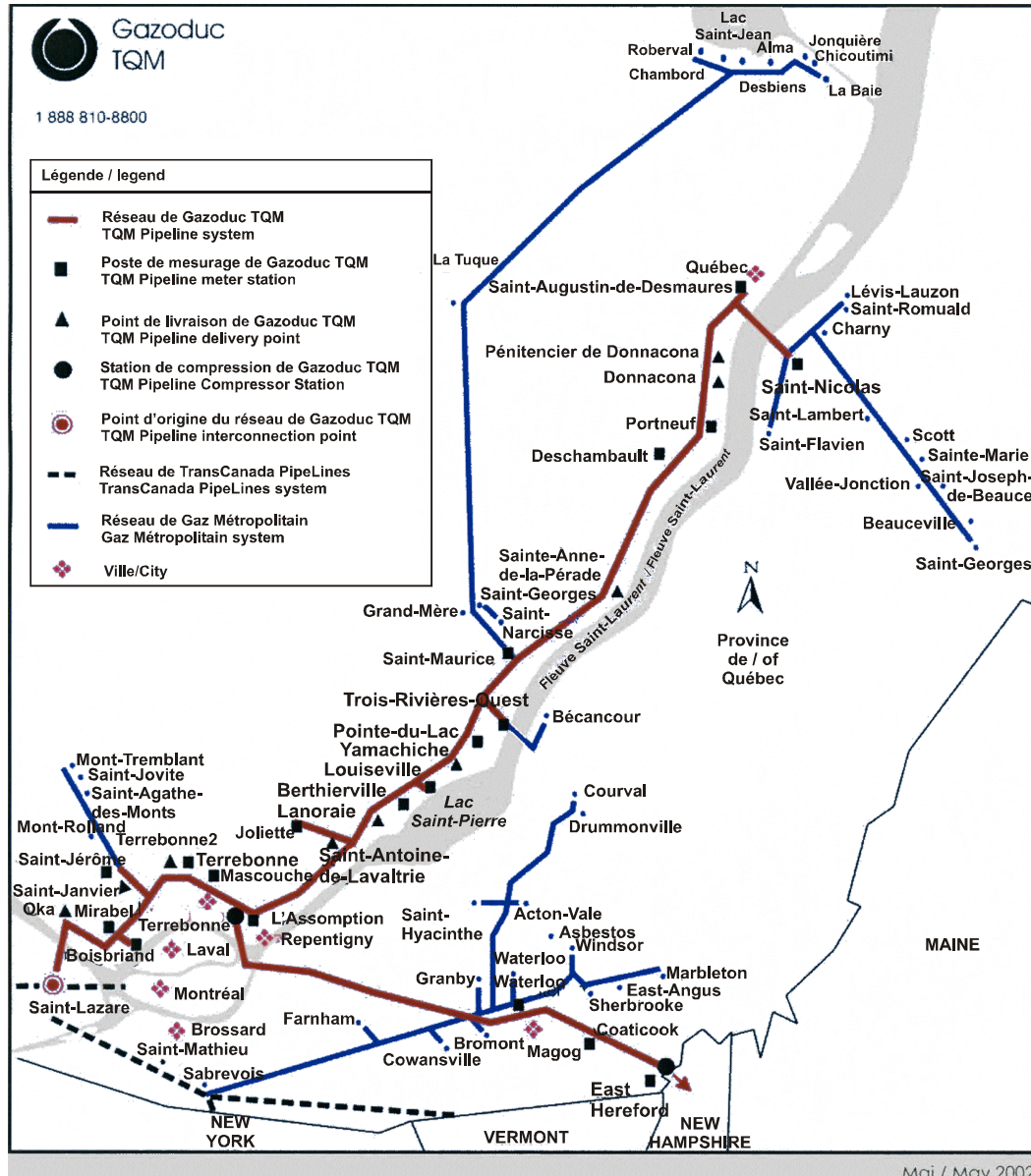
Le Bureau remarque que les éditions actuelles et antérieures des normes canadiennes ne parlent pas des exigences relatives au nombre de personnes affectées aux situations d'urgence par les compagnies de pipeline. Lorsque l'interrupteur d'arrêt d'urgence s'est déclenché, l'opérateur du centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary a communiqué d'urgence avec la compagnie, ce qui a entraîné l'envoi sur place d'un seul employé de la compagnie. Comme le dossier d'enquête l'indique, l'employé seul se déplaçait constamment entre les deux bâtiments principaux de la station, qui se trouvaient à 15 m l'un de l'autre.

Compte tenu du risque des conséquences catastrophiques qui peuvent découler de situations d'urgence, il est essentiel que les employés aient suffisamment de ressources à leur disposition pour pouvoir intervenir en toute sécurité. Le Bureau s'inquiète du fait que les normes actuelles ne sont pas adéquates.

Le présent rapport met un terme à l'enquête du Bureau de la sécurité des transports du Canada (BST) sur cet accident. Le Bureau a autorisé la publication du rapport le 4 février 2004.

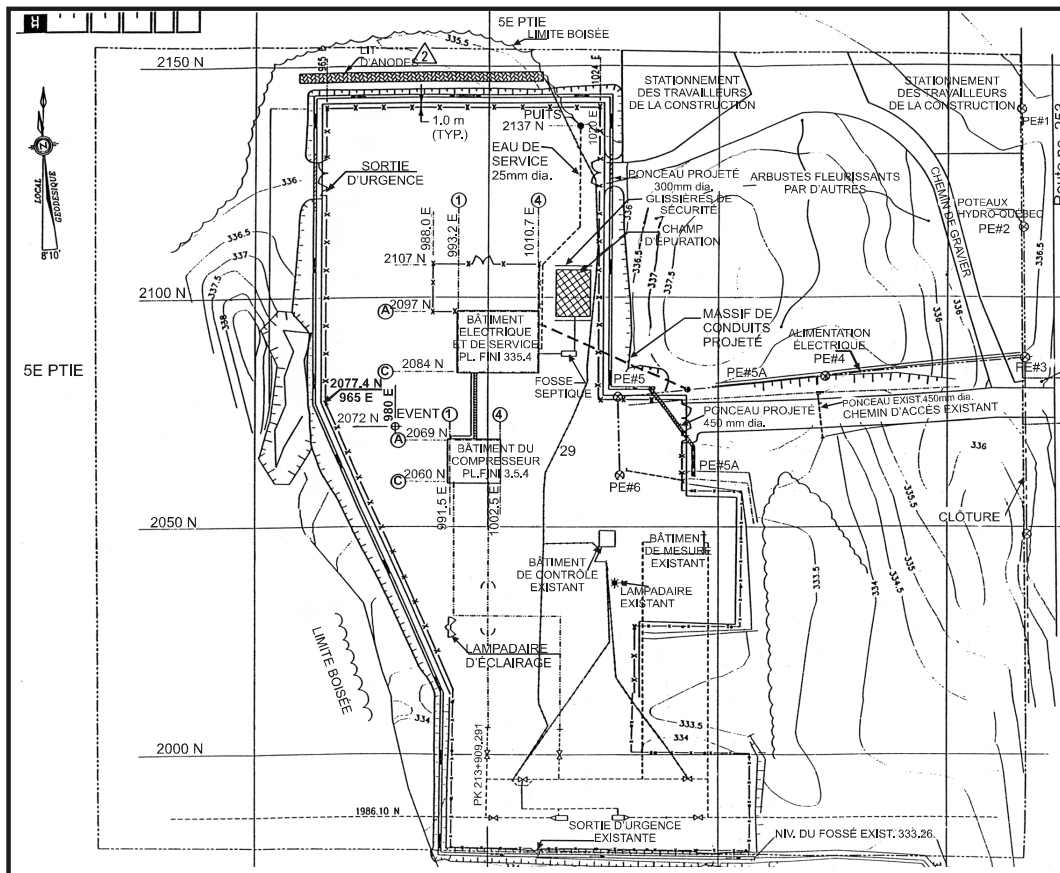
Visitez le site Web du BST (www.bst.gc.ca) pour plus d'information sur le BST, ses services et ses produits. Vous y trouverez également des liens vers d'autres organismes de sécurité et des sites connexes.

Annexe A – Carte du réseau d'installations de Gazoduc TQM



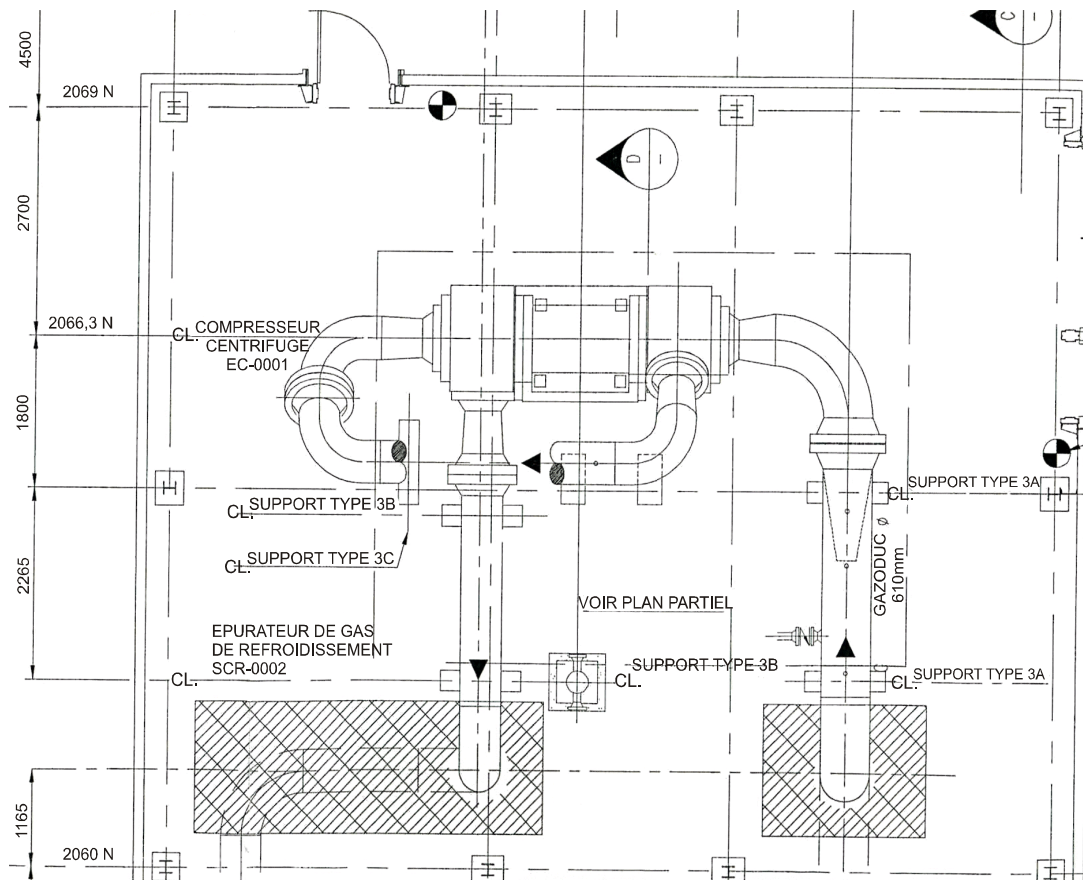
Annexe B – Schéma du terrain de la station de compression d'East Hereford

(Fourni par Gazoduc TQM)

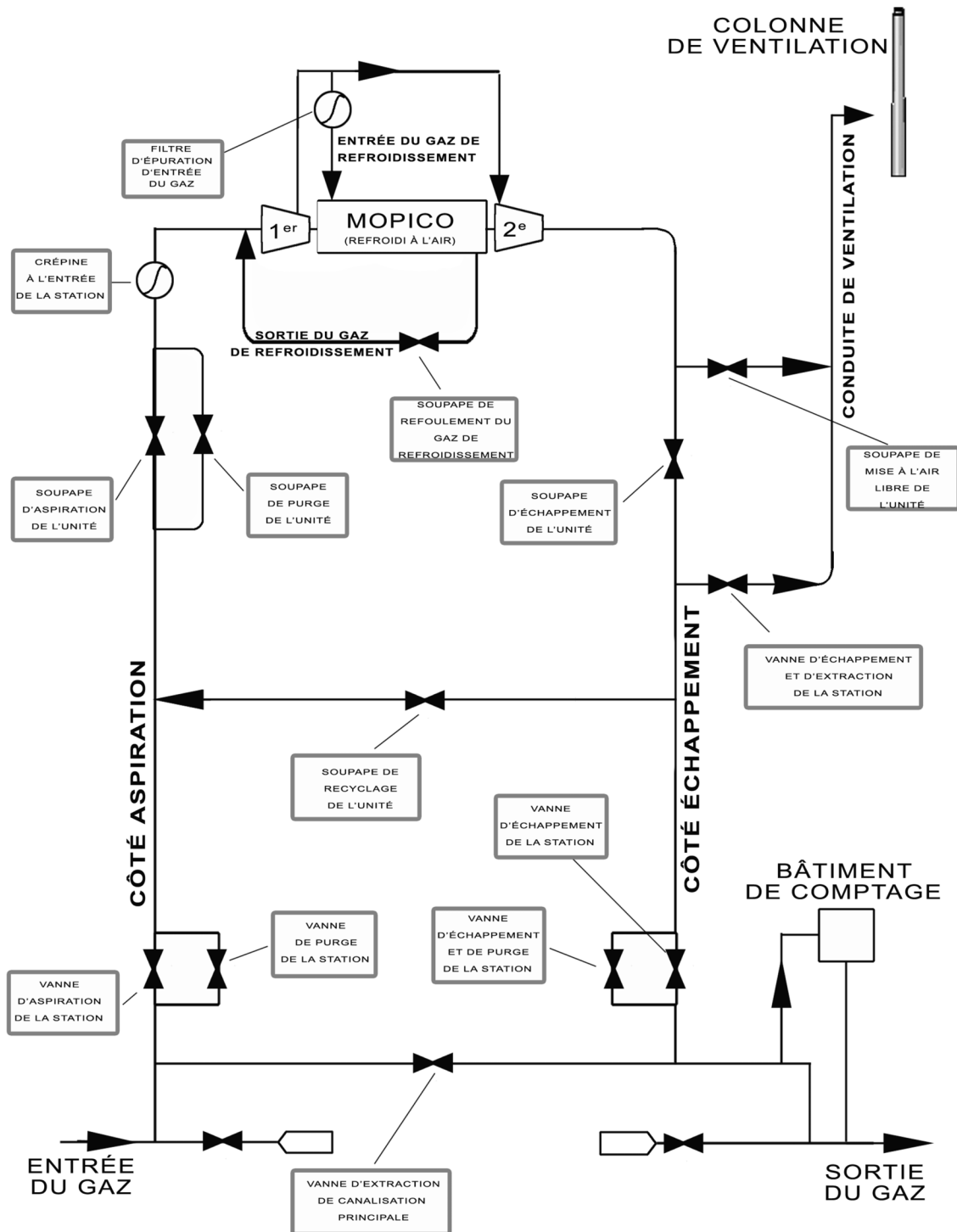


Annexe C – Schéma du MOPICO et de l'ensemble des conduites connexes du compresseur

(Fourni par Gazoduc TQM)



Annexe D – Schéma des conduites, des vannes et du matériel connexe de la station



*Annexe E – Raccord de la plaque inférieure de la boîte de
raccordement (Échelle : 1/2)*



Annexe F – Table des mesures physiques et de l'état physique des joints toriques

Joint torique d'origine	Poids (grammes)		Largeur (mm)		Hauteur (mm)			Densité mesurée après le test	Densité calculée à partir des données	Diamètre intérieur +/- 0,3 mm	Remarques	
	Moy.	Gain après le test	Moy.	+/- min-max	Moy.	+/- min-max	Moy. après le test					
U1-BB	0,928	0,015	2,920	0,040	2,930	2,895	0,085	2,870	1,120	1,12	34,59	Très, très mou, arête à peine visible
U2-BB	0,952	0,025	2,890	0,011	2,800	2,910	0,060	2,830	1,216	1,229	34,59	Très, très mou, sans arête visible
V1-BB	0,923	0,017	2,930	0,060	2,810	2,755	0,055	2,900	1,020	1,049	31,42	Très, très mou, arête à peine visible
U1-MO	1,466	0,003	2,845	0,035	2,855	2,785	0,115	2,845	1,869	1,724	32,99	Mou, sans arête visible
U2-MO	1,440	0,005	2,840	0,010	2,785	2,750	0,020	2,700	1,829	1,830	32,99	Très mou, arête à peine visible
V1-MO	1,457	0,003	2,765	0,035	2,805	2,700	0,050	2,765	2,334	1,794	32,99	Mou, arête visible sur une partie du joint
U3-BB	0,803	0,015	2,615	0,035	2,715	2,510	0,060	2,755	1,150	1,041	32,99	Mou, arête vive
U3-MO	0,752	0,055	2,585	0,045	2,710	2,455	0,055	2,795	1,147	1,013	32,99	Mou, arête vive, sans torsion
W1-MO	0,718	0,057	2,520	0,020	2,510	2,310	0,050	2,660	1,166	1,100	32,99	Très rigide, arête vive
V2-MO	0,711	0,045	2,585	0,055	2,575	2,380	0,070	2,595	1,278	1,074	32,99	Très rigide, arête nette tout autour
U4-BB	0,763	0,042	2,610	0,040	2,770	2,500	0,050	2,780	1,090	0,996	32,99	Rigide, arête vive
U4-MO	0,738	0,060	2,555	0,055	2,635	2,415	0,055	2,730	1,143	1,054	32,99	Rigide, arête vive
W3-BB	0,743	0,064	2,665	0,055	2,570	2,360	0,040	2,735	1,163	1,089	32,99	Très rigide, arête saillante
W3-MO	0,743	0,077	2,620	0,030	2,615	2,410	0,050	2,740	1,172	1,087	32,99	Rigide, arête lisse

Joint torique d'origine	Poids (grammes)		Largeur (mm)		Hauteur (mm)			Densité mesurée après le test	Densité calculée à partir des données	Diamètre intérieur +/- 0,3 mm	Remarques	
	Moy.	Gain après le test	Moy.	+/- min-max	Moy.	+/- min-max	Moy. après le test					
W4-BB	0,760	0,053	2,610	0,100	2,645	2,475	0,105	2,755	1,304	1,060	32,99	Rigide, une partie de l'arête manque
W4-MO	0,735	0,112	2,570	0,020	2,710	2,435	0,045	2,735	1,108	1,087	32,99	Très rigide, sans torsion
V3-MO	0,746	0,056	2,650	0,020	2,510	2,510	0,040	2,630	2,241	1,099	31,42	Très rigide, non circulaire, arête très arrondie, à peine visible
W2-MO	0,729	0,055	2,580	0,020	2,560	2,330	0,030	2,710	1,718	1,072	32,99	Rigide, sans torsion
V2-BB	0,795	0,045	2,810	0,020	2,720	2,620	0,080	2,850	1,161	1,031	32,99	Sans torsion, très rond, arête fine tout autour
V3-BB	0,794	0,051	2,640	0,060	2,660	2,595	0,025	2,680	1,316	1,127	32,99	Arête très vive d'un côté, très arrondie de l'autre
V4-MO	0,757	0,054	2,670	0,040	2,595	2,550	0,080	2,705	1,120	1,097	32,99	Arête vive d'un côté, mais très lisse de l'autre
W1-BB	0,790	0,052	2,615	0,035	2,665	2,470	0,100	2,785	1,225	1,078	32,99	Arête très arrondie, plutôt mou
W2-BB	0,787	0,055	2,610	0,040	2,600	2,510	0,100	2,805	1,057	1,095	32,99	Mou, arête à peine visible
V4-BB	0,738	0,058	2,735	0,125	2,745	2,600	0,090	2,680	1,115	0,983	31,42	Légèrement tordu sur la moitié de la circonférence, pas d'égratignure sur la surface

Joint torique d'origine	Poids (grammes)		Largeur (mm)		Hauteur (mm)			Densité mesurée après le test	Densité calculée à partir des données	Diamètre intérieur +/- 0,3 mm	Remarques	
	Moy.	Gain après le test	Moy.	+/- min-max	Moy.	+/- min-max	Moy. après le test					
Réf.	1,458	S.O.	2,950	0,000	S.O.	2,850	0,000	S.O.	1,940	1,655	32,990	Joint torique neuf pour servir de référence, jamais testé
Neuf	1,447	S.O.	2,879	0,066	S.O.	2,855	0,054	S.O.	1,845	1,679	32,99	Bon état
(Joints toriques neufs soumis à des tests et mesurés par la suite (U1-MO, V3-BB, W1-MO, W2-MO et W3-NO). Résultat = moyenne de ces 5 joints)												
U3-BB	1,445	S.O.	2,875	0,045	S.O.	2,880	0,020	S.O.	2,824	1,665	32,99	Un peu plus mou que le joint de référence
W2-BB	1,469	S.O.	2,850	0,020	S.O.	2,865	0,035	S.O.	2,456	1,715	32,99	Bon état
(Deux autres joints neufs soumis à des tests et mesurés par la suite) = dépasse les limites de tolérance comparativement à des joints toriques semblables												

Annexe G – Chronologie des événements d’après le journal de la station

Heure (TQM)	Événement (TQM)	Source d’information (TQM)	Time (TCPL)	Event (TCPL)
0604:32	COMPRESSEUR E.H. BAT. COMPRESSEUR BAS DÉBIT CIRCULATION AIR	SCADA-ON	0602:51	Compr. bldg circ. air low flow alm
1005				
1005:16	COMPRESSEUR E.H. ÉVÉNT URGENCE (AUTOMATIQUE)	SCADA-ON	1003:51	Automatic Unit #1 EBD alm
1005:06	COMPRESSEUR E.H. ARRÊT URGENCE DU POSTE (MANUEL)	SCADA-ON	1003:51	Manual (PB button station) Unit #1 EBD
1005:06	COMPRESSEUR E.H. ÉVÉNT URGENCE (MANUEL)	SCADA-ON	1003:51	Manual (PB station) station ESD alm
1005:06	COMPRESSEUR E.H. ALARME REGROUPEE DU DÉCLENCHEMENT DU VFD	SCADA-ON	1003:51	Unit #1 VFD common trip
1005:16	COMPRESSEUR E.H. COUPURE DISJONCTEUR TRAFO (52-2)	SCADA-ON	1003:51	25 kV swgr. pwr Xfmr brkr 52-2 trip alm
			1003:51	25 kV swgr. pwr xfmr brkr 52-2 open alm
			1003:51	A1 not running and loaded
1005:16 (0604)	COMPRESSEUR E.H. BAT. COMPRESSEUR BAS DÉBIT CIRCULATION AIR	SCADA-OFF		
1005:36	COMPRESSEUR E.H. HAUTE CONSIGNE PRESSION ASPIRATION	SCADA-ON	1003:51	pslowlimsp.pslowlimpv alm
			1004:12	Unit #1 recycle valve not closed
			1004:12	Unit #1 magnetic brg. rdy to rotate
			1004:12	Stn disch. blwdn valve not closed
			1004:12	Stn disch. isol. valve closed
			1004:12	Stn suct. isol. valve closed
			1004:12	Unit #1 discharge valve closed
			1004:12	Unit #1 suction valve closed
			1004:12	Unit #1 vent valve not closed
			1004:30	Fail to seq. stn disch. isol. valve alm
			1004:30	Fail to sequence Unit #1 disch. valve alm
1006				
			1006:46	Unit #1 vent valve closed

Heure (TQM)	Événement (TQM)	Source d'information (TQM)	Time (TCPL)	Event (TCPL)
1015				
1014				
1035				
1106				
1110				
1115				
1120				
1217				
1219:37	COMP. EAST HEREFORD TECHNICIEN SUR PLACE	SCADA-ON	1217:48	Security system disarmed (stn att)
1220:56 (1005)	COMPRESSEUR E.H. ARRÊT URGENCE DU POSTE (MANUEL)	SCADA-OFF		
1221:27	COMPRESSEUR E.H. ARRÊT URGENCE DU POSTE (MANUEL)	SCADA-ON	1219:46	Manual (PB station) station ESD alm
1221:47	COMPRESSEUR E.H. BAT. COMPRESSEUR BAS DÉBIT CIRCULATION AIR	SCADA-ON	1220:07	Compr. bldg circ. air low flow alm
1221:47 (1005)	COMPRESSEUR E.H. ÉVÉNT URGENCE (MANUEL)	SCADA-OFF		
1221:47 (1005)	COMPRESSEUR E.H. ÉVÉNT URGENCE (AUTOMATIQUE)	SCADA-OFF		
1221:47 (1221)	COMPRESSEUR E.H. ARRÊT URGENCE DU POSTE (MANUEL)	SCADA-OFF		
1222:57 (1005)	COMPRESSEUR E.H. COUPURE DISJONCTEUR TRAFO (52-2)	SCADA-OFF		
1222:57 (1005)	COMPRESSEUR E.H. ALARME REGROUPÉE DU DÉCLENCHEMENT DU VFD	SCADA-OFF		
1223:47	COMPRESSEUR E.H. ARRÊT À PARTIR DU PANNEAU DE CONTRÔLE	SCADA-ON	1222:32	A1 local control panel stop
1223:47	COMPRESSEUR E.H. COMMUTATEUR DE CONTRÔLE EN MODE LOCAL	SCADA-ON	1222:32	Crtl panel loc/remote switch in local
1223:47	COMPRESSEUR E.-H. COMMUTATEUR DE CONTRÔLE EN MODE ASSISTANCE	SCADA-OFF		
			1222:32	25 kV swgr pwr Xfmr brk 52-2 not open

Heure (TQM)	Événement (TQM)	Source d'information (TQM)	Time (TCPL)	Event (TCPL)
1223:57 (1223)	COMPRESSEUR E.H. ARRÊT À PARTIR DU PANNEAU DE CONTRÔLE	SCADA-OFF		
1224:57 (1221)	COMPRESSEUR E.H. BAT. COMPRESSEUR BAS DÉBIT CIRCULATION AIR	SCADA-OFF		
1225:37	COMPRESSEUR E.H. SYSTÈME DE SÉCURITÉ CONTOURNÉ POUR 1 HEURE	SCADA-ON	1224:05	Safety systems bypass timer alm
1246:42	COMPRESSEUR E.H. ARRÊT À PARTIR DU PANNEAU DE CONTRÔLE	SCADA-ON	1234:46	A1 local control panel start
1246:53 (1246)	COMPRESSEUR E.H. ARRÊT À PARTIR DU PANNEAU DE CONTRÔLE	SCADA-OFF		
			1241:19	Fail to seq. stn discharge blowdown
1252:13	COMPRESSEUR E.H. ÉVÈNT URGENGE (AUTOMATIQUE)	SCADA-ON	1250:48	Automatic Unit #1 EBD alm
1252:13	COMPRESSEUR E.H. ÉVÈNT URGENGE (MANUEL)	SCADA-ON	1250:48	Manual (PB station) Unit #1 EBD
1252:13	COMPRESSEUR E.H. BASSE TEMPÉRATURE MINIMUM ENROULEMENT MOTEUR	SCADA-ON		
1252:13	COMPRESSEUR E.H. BASSE TEMPÉRATURE MOYENNE ENROULEMENT MOTEUR	SCADA-ON		
1252:13	COMPRESSEUR E.H. ALARME REGROUPEE DU DÉCLENCHEMENT DU VFD	SCADA-ON	1250:48	Unit #1 VFD common trip alm
1252:13	COMPRESSEUR E.H. COUPURE DISJONCTEUR TRAFIC (52-2)	SCADA-ON	1250:48	25 kV swgr pwr Xfmr brkr 52-2 trip alm
			1251:09	25 kV swgr pwr Xfmr brkr 52-2 open alm
1252:23 (1252)	COMPRESSEUR E.H. ÉVÈNT URGENGE (AUTOMATIQUE)	SCADA-OFF		
1252:33	COMPRESSEUR E.H. ÉVÈNT URGENGE (AUTOMATIQUE)	SCADA-ON		
1252:43 (1252)	COMPRESSEUR E.H. ÉVÈNT URGENGE (AUTOMATIQUE)	SCADA-OFF		
1258:43	COMPRESSEUR E.H. PERTE TENSION DISJ. MOTEUR	SCADA-ON		
1258:53 (1258)	COMPRESSEUR E.H. PERTE TENSION DISJ. MOTEUR	SCADA-OFF		

Heure (TQM)	Événement (TQM)	Source d'information (TQM)	Time (TCPL)	Event (TCPL)
1259:03	COMPRESSEUR E.H. ÉVÉNEMENT URGENCE (AUTOMATIQUE)	SCADA-ON	1257:44	Automatic Unit #1 EBD alm
1259:03	COMPRESSEUR E.H. ARRÊT URGENCE DU POSTE (MANUEL)	SCADA-ON	1257:44	Manual (PB station) station ESD alm
1259:03	COMPRESSEUR E.H. BASSE PRESSION GAZ DE SERVICE (2 800 kPa)	SCADA-ON	1257:44	Power gas low-pressure alm
1259:33 (1225)	COMPRESSEUR E.H. SYSTÈME DE SÉCURITÉ CONTOURNÉ POUR 1 HEURE	SCADA-OFF		
1259:43	COMPRESSEUR E.H. ÉVÉNEMENT URGENCE (AUTOMATIQUE)	SCADA-ON	1258:18	Automatic Unit #1 EBD alm
1259:33 (1259)	COMPRESSEUR E.H. ÉVÉNEMENT URGENCE (AUTOMATIQUE)	SCADA-OFF		
1259:53	COMPRESSEUR E.H. COMMUTATEUR DE CONTRÔLE EN MODE MANUEL	SCADA-ON	1258:19	A1 manual
1300				
1300:03 (1259)	COMPRESSEUR E.H. ARRÊT URGENCE DU POSTE (MANUEL)	SCADA-OFF		
1300:03 (1259)	COMPRESSEUR E.H. BASSE PRESSION GAZ DE SERVICE (2 800 kPa)	SCADA-OFF		
1300:13	COMPRESSEUR E.H. BAT. COMPRESSEUR BAS DÉBIT CIRCULATION AIR	SCADA-ON	1258:36	Comp. bldg circ. air low flow alm
1306:13	COMPRESSEUR E.H. ÉVÉNEMENT URGENCE (AUTOMATIQUE)	SCADA-ON	1304:30	Automatic Unit #1 EBD alm
1306:13	COMPRESSEUR E.H. ARRÊT URGENCE DU POSTE (MANUEL)	SCADA-ON	1304:30	Manual (PB station) station ESD alm
1306:13 (1259)	COMPRESSEUR E.H. COMMUTATEUR DE CONTRÔLE EN MODE MANUEL	SCADA-OFF		
1306:13 (1300)	COMPRESSEUR E.H. BAT. COMPRESSEUR BAS DÉBIT CIRCULATION AIR	SCADA-OFF		
	COMPRESSEUR E.H. ÉVÉNEMENT URGENCE (MANUEL)	SCADA-OFF		
1306:43	COMPRESSEUR E.H. BAT. COMPRESSEUR BAS DÉBIT CIRCULATION AIR	SCADA-ON	1305:19	Comp. bldg circ. air low flow alm

Heure (TQM)	Événement (TQM)	Source d'information (TQM)	Time (TCPL)	Event (TCPL)
1306:43 (1306)	COMPRESSEUR E.H. ÉVENT URGENCE (AUTOMATIQUE)	SCADA-OFF		
			1312:48	Main line valve not closed
1313				
			1326:28	Stn disch. blwdn valve closed
			1327:07	Fail to seq. stn disch. blwdn valve alm
			1328:19	Stn disch. blwdn valve not closed
			1331:53	Stn disch. blwdn valve closed
1335:17	COMPRESSEUR E.H. ÉVENT URGENCE (MANUEL)	SCADA-ON	1333:26	Manual (PB station) Unit #1 EBD
1335:37	COMPRESSEUR E.H. ÉVENT URGENCE (AUTOMATIQUE)	SCADA-ON	1333:44	Automatic Unit #1 EBD alm
1335:47 (1335)	COMPRESSEUR E.H. ÉVENT URGENCE (AUTOMATIQUE)	SCADA-OFF		
1335:57 (1335)	COMPRESSEUR E.H. ÉVENT URGENCE (MANUEL)	SCADA-OFF		
1336:17 (1252)	COMPRESSEUR E.H. ALARME REGROUPEE DU DÉCLENCHEMENT DU VFD	SCADA-OFF		
	COMPRESSEUR E.H. COUPURE DISJONCTEUR TRAF0 (52-2)	SCADA-OFF	1335:19	25 kV swgr pwr Xfmr brkr 52-2 not open
			1348:10	Automatic Unit #1 EBD alm
1340:48 (1259)	COMPRESSEUR E.H. BASSE PRESSION GAZ DE SERVICE (2 800 kPa)	SCADA-OFF		
1342				
1349:49	COMPRESSEUR E.H. ÉVENT URGENCE (MANUEL)	SCADA-ON	1348:10	Manual (PB station) Unit #1 EBD
1349:49	COMPRESSEUR E.H. ARRÊT URGENCE DU POSTE (MANUEL)	SCADA-ON	1348:10	Manual (PB station) station ESD alm
1349:49	COMPRESSEUR E.H. ÉVENT URGENCE (AUTOMATIQUE)	SCADA-ON		
			1348:10	Power gas low-pressure alm
1349:49	COMPRESSEUR E.H. ALARME REGROUPEE DU DÉCLENCHEMENT DU VFD	SCADA-ON	1348:10	Unit #1 VFD common trip alm
1349:49	COMPRESSEUR E.H. COUPURE DISJONCTEUR TRAF0 (52-2)	SCADA-ON	1348:10	25 kV swgr pwr Xfmr brkr 52-2 trip alm

Heure (TQM)	Événement (TQM)	Source d'information (TQM)	Time (TCPL)	Event (TCPL)
1349:49 (1305)	COMPRESSEUR E.H. BAT. COMPRESSEUR BAS DÉBIT CIRCULATION AIR	SCADA-OFF		
1350:09 (1349)	COMPRESSEUR E.H. ARRÊT URGENCE DU POSTE (MANUEL)	SCADA-OFF		
			1348:10	25 kV swgr pwr Xfmr brkr 52-2 open alm
1350:19	COMPRESSEUR E.H. BAT. COMPRESSEUR BAS DÉBIT CIRCULATION AIR	SCADA-ON	1348:29	Compr. bldg circ. air low flow alm
1350:29	COMPRESSEUR E.H. ÉVENT URGENCE (MANUEL)	SCADA-ON	1348:47	Manual (PB station) Unit #1 EBD
1350:59 (1349)	COMPRESSEUR E.H. ÉVENT URGENCE DU POSTE (AUTOMATIQUE)	SCADA-OFF		
1351:29 (1350)	COMPRESSEUR E.H. ÉVENT URGENCE (MANUEL)	SCADA-OFF		
1353:49	COMPRESSEUR E.H. ÉVENT URGENCE (AUTOMATIQUE)	SCADA-ON	1352:14	Automatic Unit #1 EBD alm
1353:49	COMPRESSEUR E.H. ÉVENT URGENCE (MANUEL)	SCADA-ON	1352:14	Manual (PB station) Unit #1 EBD
1353:59 (1353)	COMPRESSEUR E.H. ÉVENT URGENCE (AUTOMATIQUE)	SCADA-OFF		
1425:54 (1353)	COMPRESSEUR E.H. ÉVENT URGENCE (MANUEL)	SCADA-OFF		
1442				
			1445:38	Stn suct. purge/press valve not closed
			1445:38	Unit #1 purge/press valve not closed
			1445:38	Unit #1 vent valve not closed
1446				
1447:28	COMPRESSEUR E.H. HAUTE PRESSION J.B. DU MOTEUR	SCADA-ON	1446:02	Unit #1 motor JB high-pressure alm
1447:28	COMPRESSEUR E.H. ARRÊT URGENCE SANS ÉVENT (AUTOMATIQUE)	SCADA-ON	1446:02	Automatic Unit #1 ESD alm
1448			1447:57	Unit #1 recycle valve closed
			1447:58	A1 recycle valve open alm
1450:10 (1349)	COMPRESSEUR E.-H. ALARME REGROUPEE DU DÉCLENCHEMENT DU VFD	SCADA-OFF		

Heure (TQM)	Événement (TQM)	Source d'information (TQM)	Time (TCPL)	Event (TCPL)
1450:50 (1349)	COMPRESSEUR E.H. COUPURE DISJONCTEUR TRAFO (52-2)	SCADA-OFF	1449:40	25 kV swgr pwr Xfmr brkr 52-2 not open
1450				
1450				
1452:11 (1350)	COMPRESSEUR E.H. BAT. COMPRESSEUR BAS DÉBIT CIRCULATION AIR	SCADA-OFF		
1452				
			1451:09	Unit#1 recycle valve not closed
			1451:09	A1 local control panel stop
			1451:29	Stn suct. isol. valve not closed
			1452:05	Stn suct. purge/press valve closed
			1454:34	Main line valve closed
			1454:34	Stn disch. isol. valve not closed
1454				
1455:11	COMPRESSEUR E.H. BASSE CONSIGNE PRESSION DE SORTIE	SCADA-ON		
1455:11 (1005)	COMPRESSEUR E.H. HAUTE CONSIGNE PRESSION ASPIRATION	SCADA-OFF		
1455				
1456				
			1456:07	25 kV swgr pwr Xfmr brkr 52-2 open alm
1457				
1458				
			1500:44	Unit #1 vent valve closed
			1501:41	Unit #1 suction valve not closed
			1504:02	Unit #1 vent valve not closed
			1505:32	Unit #1 vent valve closed
1518				
1518				
1529				
1531:45	COMPRESSEUR E.H. ALARME REGROUPEE DU DECLENCHEMENT DU VFD	SCADA-ON	1530:20	Unit #1 VFD common trip alm

Heure (TQM)	Événement (TQM)	Source d'information (TQM)	Time (TCPL)	Event (TCPL)
1531:45	COMPRESSEUR E.H. ÉVÉNEMENT URGENCE (MANUEL)	SCADA-ON	1530:20	Manual (PB station) Unit #1 EBD
1531:45	COMPRESSEUR E.H. COUPURE DISJONCTEUR TRAFO (52-2)	SCADA-ON	1530:20	25 kV swgr pwr Xfmr brkr 52-2 trip alm
1531				
			1530:54	Unit #1 suction valve closed
			1530:54	Unit #1 vent valve not closed
			1531:17	Fail to sequence Unit #1 disch. valve alm
			1531:17	Fail to seq. Unit #1 suct. valve alm
			1532:06	Fail to sequence Unit #1 disch. valve alm
			1532:06	Fail to seq. Unit #1 suct. valve alm
1533:26	COMPRESSEUR E.H. DISJONCTEUR PRINCIPAL (52-1) OUVERT	SCADA-ON		
1533:36 (1533)	COMPRESSEUR E.H. DISJONCTEUR PRINCIPAL (52-1) OUVERT	SCADA-OFF		
1534:26	COMPRESSEUR E.H. ÉVÉNEMENT URGENCE (AUTOMATIQUE)	SCADA-ON	1532:45	Automatic Unit #1 EBD alm
1534:26	COMPRESSEUR E.H. ARRÊT URGENCE DU POSTE (MANUEL)	SCADA-ON	1532:45	Manual (PB station) station ESD alm
1534:36 (1531)	COMPRESSEUR E.H. ÉVÉNEMENT URGENCE (MANUEL)	SCADA-OFF		
1534:36 (1534)	COMPRESSEUR E.H. ÉVÉNEMENT URGENCE (AUTOMATIQUE)	SCADA-OFF		
1534:36 (1534)	COMPRESSEUR E.H. ARRÊT URGENCE DU POSTE (MANUEL)	SCADA-OFF		
1534:56	COMPRESSEUR E.H. BAT. COMPRESSEUR BAS DÉBIT CIRCULATION AIR	SCADA-ON	1533:17	Compr. bldg circ. air low flow alm
1534				
			1533:17	Stn disch. isol. valve closed
			1533:17	Stn suct. isol. valve closed
			1533:36	Main line valve not closed
			1533:36	Unit #1 suction valve not closed
			1534:14	Fail to seq. stn disch. blwdn valve alm
			1542:32	Fail to seq. stn disch. blwdn valve alm

Heure (TQM)	Événement (TQM)	Source d'information (TQM)	Time (TCPL)	Event (TCPL)
1542				
1546				
			1546:30	Stn disch. blwdn valve not closed
1549:08	COMPRESSEUR E.H. ÉVENT URGENCE (AUTOMATIQUE)	SCADA-ON	1547:49	Manual (PB station) Unit #1 EBD
1549:08	COMPRESSEUR E.H. HAUTE CONSIGNE PRESSION ASPIRATION	SCADA-ON		
1549:08	COMPRESSEUR E.H. ÉVENT URGENCE (MANUEL)	SCADA-ON		
1549:08 (1455)	COMPRESSEUR E.H. BASSE CONSIGNE PRESSION DE SORTIE	SCADA-OFF		
1549:18	COMPRESSEUR E.H. BASSE CONSIGNE PRESSION DE SORTIE	SCADA-ON		
1549:18 (1549)	COMPRESSEUR E.H. ÉVENT URGENCE (AUTOMATIQUE)	SCADA-OFF		
1549:18 (1549)	COMPRESSEUR E.H. HAUTE CONSIGNE PRESSION ASPIRATION	SCADA-OFF		
1549				
			1548:08	Unit #1 suction valve closed
			1548:42	Fail to sequence Unit #1 disch. valve alm
			1548:42	Fail to seq. Unit #1 suct. valve alm
			1550:46	A1 local control panel stop
1551:48 (1549)	COMPRESSEUR E.H. ÉVENT URGENCE (MANUEL)	SCADA-OFF		
1553:08	COMPRESSEUR E.H. SYSTÈME DE SÉCURITÉ CONTOURNÉ POUR 1 HEURE	SCADA-ON	1551:37	Safety systems bypass timer alm
			1551:37	Stn disch. blwdn valve closed
			1551:37	Stn disch. isol. valve not closed
			1551:37	Stn suct. isol. valve not closed
			1551:37	Unit #1 discharge valve not closed
			1551:37	Unit #1 suction valve not closed
			1551:58	Main line valve closed
1600				
1601				
1601:15				

Heure (TQM)	Événement (TQM)	Source d'information (TQM)	Time (TCPL)	Event (TCPL)
1601:49	COMPRESSEUR E.H. ÉVÉNT URGENCE (MANUEL)	SCADA-ON	1600:20	Manual (PB station) Unit #1 EBD
1601:56				
1602				
1602:09 (1549)	COMPRESSEUR E.H. BASSE CONSIGNE PRESSION DE SORTIE	SCADA-OFF		
1602:29	COMPRESSEUR E.H. ÉVÉNT URGENCE (AUTOMATIQUE)	SCADA-ON	1600:49	Automatic Unit #1 EDB alm
1602:29	COMPRESSEUR E.H. ARRÊT URGENCE DU POSTE (MANUEL)	SCADA-ON	1600:49	Manual (PB station) station ESD alm
			1600:49	Unit #1 discharge valve closed
			1600:49	Unit #1 suction valve closed
1602:19	COMPRESSEUR E.H. HAUTE CONSIGNE PRESSION ASPIRATION	SCADA-ON	1600:49	pslowlimsp>pslowlimpv alm
			1601:12	Main line valve not closed
1602:29 (1534)	COMPRESSEUR E.H. BAT. COMPRESSEUR BAS DÉBIT CIRCULATION AIR	SCADA-OFF		
			1601:12	Stn disch. blwdn valve not closed
			1601:12	Stn disch. isol. valve closed
			1601:12	Stn suct. isol. valve closed
1602:34				
1602:59				
1603:19 (1447)	COMPRESSEUR E.H. HAUTE PRESSION J.B. DU MOTEUR	SCADA-OFF	1601:31	Fail to seq. stn disch. isol. valve alm
1605				
1605:20	COMPRESSEUR E.H. HAUTE PRESSION J.B. DU MOTEUR	SCADA-ON	1605:35	Unit #1 motor JB high-pressure alm
1606:10	COMPRESSEUR E.H. BASSE CONSIGNE PRESSION DE SORTIE	SCADA-ON		
1606:10 (1602)	COMPRESSEUR E.H. HAUTE CONSIGNE PRESSION ASPIRATION	SCADA-OFF		
1606				
1607				
			1608:22	pslowlimsp>pslowlimpv alm
16h10				

Heure (TQM)	Événement (TQM)	Source d'information (TQM)	Time (TCPL)	Event (TCPL)
1610:00 (1606)	COMPRESSEUR E.H. BASSE CONSIGNE PRESSION DE SORTIE	SCADA-OFF		
1613				
1616:32 (1605)	COMPRESSEUR E.H. HAUTE PRESSION J.B. DU MOTEUR	SCADA-OFF		
			1617:06	Unit #1 purge/press valve closed
1628				
1642				
1645				
1655:07 (1553)	COMPRESSEUR E.H. SYSTÈME DE SÉCURITÉ CONTOURNÉ POUR 1 HEURE	SCADA-OFF		
1700				
1705				
1715				
1718				
1720				
1721				
1723				
1724:41	EAST HEREFORD DÉFAUT DE COMMUNICATION AVEC BRISTOL A	SCADA-ON	1723:13	Dedicated line comm. fail alm
1726:51	EAST HEREFORD DÉFAUT DE COMMUNICATION AVEC LIEN COMMUTE	SCADA-ON		
			1732:58	Data not updating alm

Annexe H – Sigles et abréviations

ACNOR	Association canadienne de normalisation
BST	Bureau de la sécurité des transports du Canada
CEC 22.1	<i>Code canadien de l'électricité, norme C22.1, Normes de sécurité des installations électriques</i>
CSA Z662	norme CAN/CSA–Z662 intitulée <i>Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz</i>
E.H.	East Hereford
h	heure
ISO	Organisation internationale de normalisation
km	kilomètre
km/h	kilomètre à l'heure
kPa	kilopascal
m	mètre
m ³	mètre cube
mg/m ³	milligramme par mètre cube
MOPICO	motor pipeline compressor (groupe compresseur à moteur électrique)
moy.	moyenne
MW	mégawatt
ONE	Office national de l'énergie
PNGS	Portland Natural Gas System
RBQ	Régie du bâtiment du Québec
SCADA	réseau de contrôle du système et d'acquisition des données
S.O.	sans objet
STOP	arrêt normal
TCPL	TransCanada PipeLines Limited
TQM	Gazoduc TQM Inc.
UL	Underwriters Laboratory Inc.
°C	degré Celsius