



Protection contre la surpression aux points de réception

Description de l'incident

Le 8 décembre 1998, entre 22 h et 22 h 30 (HNR), une rupture s'est produite dans le pipeline Kobes Creek de Westcoast Energy Inc., qui mesure 323,9 mm (12 po) de d.e., à un endroit identifié comme la BM 10,7, au nord-ouest de Fort St. John, en Colombie-Britannique. La rupture a entraîné le rejet de gaz acide humide, qui s'est ensuite enflammé. On a établi qu'un volume de $16 \cdot 10^6 \text{ pi}^3$ de gaz acide humide, ayant une teneur en hydrogène sulfuré de 2 %, avait été rejeté dans l'atmosphère et consommé par le feu.

Le pipeline, qui fait 30,4 km de longueur, avait été construit en 1958 et exploité sans interruption depuis cette date. La pression maximale de service (PMS) de la canalisation est de 6 895 kPa (1 000 lb/pi²). Au moment où l'incident s'est produit, sept sources de production de gaz acide humide étaient connectées à divers endroits le long du pipeline, dont quatre à la BM 0,0. Toutes les vannes à la BM 0,0 sont à commande manuelle et il n'y a aucun dispositif automatique d'arrêt de pression sur le pipeline Kobes Creek à cet endroit. Pour respecter l'objectif de la clause 4.14.1 de la norme CSA Z662-96, Westcoast Energy Inc. (Westcoast) exige que tout pipeline raccordé au sien qui est connecté à une source de production exploitée à une pression supérieure à la PMS de son pipeline soit doté d'un équipement de protection contre la surpression.

Avant que la rupture survienne, on avait effectué un raclage du pipeline pour le débarrasser des liquides accumulés. À la suite de l'opération de raclage, le personnel de Westcoast a réglé les vannes du pipeline à leur position habituelle. Toutefois, une vanne située à la BM 17,91, qui devrait normalement être ouverte lorsque le gaz circule, est demeurée fermée alors que le personnel de Westcoast la croyait remise à la position ouverte. La production continue de gaz par l'une des sources de production à la BM 0,0 et l'absence d'équipement de protection contre la surpression au point de réception ont fait que la pression dans la canalisation a grimpé au-dessus de sa PMS, ce qui a finalement causé une rupture.

Cause de l'incident

L'incident est attribuable à la combinaison de deux facteurs : l'absence dans le pipeline Kobes Creek de dispositifs de protection contre la surpression à la BM 0,0 et l'exploitation d'une source de production capable d'amener le pipeline à une pression supérieure à sa pression maximale de service.

Un autre incident de surpression, découlant de causes similaires, s'est produit en 1999 sur un productoduc de l'Ontario, mais le pipeline n'a pas été endommagé.

Mesures de prévention

Les compagnies pipelinières devraient mener des vérifications et des inspections périodiques à tous les points le long de leur réseau où elles reçoivent des produits de tierces parties, afin de s'assurer que les dispositifs de protection contre la surpression, installés sur leur propre réseau ou sur la canalisation de la tierce partie, sont réglés de manière à éviter le risque de surpression dans leur réseau.