

RECHERCHE SUR LES NORMES

Évaluation des composants et de l'équipement des gazoducs pour le transport d'hydrogène

mars 2024

Auteurs

Randy Dinata, M.Sc., DNV

Alexander Burst, Ph.D., DNV

Todd Miller, DNV

Todd Janzen, P.Ing., DNV

Kenneth Lee, Ing., DNV

Shane Finneran, Ing., DNV

Jillian Johnson, P.Ing., DNV

Comité consultatif du projet

Brian Wagg, C-FER Technologies Inc.

Jenny Been, Régie de l'énergie du Canada

Larisa Logan, Groupe CSA

Mervah Khan, Groupe CSA

Dragica Jeremic Nikolic, Groupe CSA

Brett Weinkauf, Groupe CSA (chargé de projet)

Remerciements

Ce rapport de recherche a été rendu possible grâce à une contribution financière de Ressources naturelles Canada.

Clause de non-responsabilité

Cette étude a été produite par DNV et l'Association canadienne de normalisation et est la propriété de l'Association canadienne de normalisation. Elle vise à fournir de l'information de nature générale sur le sujet traité. Les opinions exprimées dans cette publication sont celles de l'auteur. DNV et l'Association canadienne de normalisation ne sauraient être tenues responsables d'aucune perte ni d'aucun dommage qui pourraient résulter de la confiance que vous accordez au contenu de cette publication ou de l'utilisation que vous en faites.

Table des matières

Sommaire 5

1 Introduction 6

2 Méthodes 6

3 Résultats et discussion 7

3.1 Aperçu des matériaux, composants et des répercussions de l'hydrogène 7

3.1.1 Tubes de canalisation, raccords, brides et soupapes 7

3.1.2 Tuyauterie de poste 15

3.1.3 Appareillage de compression 17

3.1.4 Compteurs 21

3.2 Règlements, codes et normes 23

3.2.1 Normes pertinentes pour les applications d'hydrogène et de mélange d'hydrogène 23

3.2.2 Réglementation canadienne 26

3.3 Propositions visant à combler les lacunes identifiées dans les normes soutenant le réseau canadien de pipelines 26

3.3.1 Hydrogène – Mélanges de gaz naturel à faible pression partielle d'hydrogène 29

3.3.2 Essais de résilience Charpy à entaille en V 30

3.3.3 Dureté des matériaux 32

3.3.4 Nuance du matériau basée sur la SMYS 33

3.3.5 Résistance à la traction 33

3.3.6 Tuyauterie de poste 34

3.3.7 Évaluation des répercussions de l'hydrogène sur les matériaux des pièces du compresseur 35

3.3.8 Matériaux à haute résistance et dureté dans les compresseurs centrifuges 35

3.3.9 Température de refoulement élevée dans les compresseurs alternatifs 35

3.3.10 Matériaux de fabrication des pièces des appareils moteurs des compresseurs 36

3.3.11 Évaluation de l'adéquation des matériaux des compteurs de gaz pour le transport d'hydrogène et les répercussions de l'hydrogène sur les performances de mesure des compteurs 36

3.3.12 Application de compteur de gaz à faible contrainte avec des matériaux jugés inacceptables par les normes relatives à l'hydrogène 37

3.3.13 Les normes ASME B31.12 et AMPP / NACE MR0175 relatives aux applications de compteur de gaz 37

4 Conclusions 38

Références 39

Sommaire

L'intérêt croissant envers l'utilisation de l'hydrogène comme carburant à faible teneur en carbone pour aider à décarboner le système énergétique a conduit à envisager le transport d'hydrogène par les gazoducs existants sous forme de mélange gaz naturel-hydrogène ou d'hydrogène pur. Cependant, les potentielles incidences de l'hydrogène sur les matériaux et composants des pipelines nécessitent l'évaluation de leur intégrité et des risques afin que l'exploitation demeure sûre et fiable. Le manque de connaissances et de données est susceptible de nuire à l'élaboration de normes canadiennes appropriées pour l'adaptation des infrastructures existantes pour le transport d'hydrogène. La présente étude porte sur les pratiques actuelles visant à déterminer et à recommander des solutions afin de combler les lacunes existant dans les normes et les codes canadiens concernant le transport d'hydrogène ou de mélange d'hydrogène.

Les matériaux et les composants des gazoducs visés par cette étude comprennent les tubes de canalisation en acier, les raccords, les brides, les soupapes, la tuyauterie de station, les compresseurs et les compteurs qui sont régis, entre autres, par les normes CSA Z662, CSA Z245.1, CSA Z245.11, CSA Z245.12, CSA Z245.15, API 617 et API 618. Les réseaux de gazoducs canadiens respectent généralement les exigences de la CSA Z662, qui comporte également des dispositions relatives au transport d'hydrogène ou de mélange d'hydrogène obtenues par des évaluations techniques guidées. Cette norme fait également référence à d'autres normes relatives à l'hydrogène, comme la norme ASME B31.12, qui offre des conseils supplémentaires. Les différences existant dans les exigences entre le gaz naturel et l'hydrogène sont principalement attribuables aux potentiels effets négatifs de l'hydrogène sur les matériaux, comme la fragilisation des aciers par l'hydrogène. La fragilisation par l'hydrogène est susceptible de diminuer la résistance du matériau à la défaillance et de réduire la durée de vie en fatigue du composant, et peut être influencée par plusieurs facteurs, y compris les pressions partielles d'hydrogène et la nuance du tuyau, en fonction de la limite d'élasticité minimale spécifiée du matériau. Ce phénomène est observé dans les matériaux utilisés dans le réseau de pipelines, comme les aciers au carbone à haute résistance couramment employés dans les gazoducs. D'autres matériaux moins ductiles, comme la fonte, se retrouvent dans des composants, par exemple dans certaines pièces des compteurs et des compresseurs, et pourraient ne pas convenir au transport d'hydrogène. En outre, des préoccupations existent au sujet de fuites d'hydrogène dans certains composants comportant des joints mécaniques (p. ex., les brides) en raison des molécules d'hydrogène gazeux qui sont plus petites que celles du gaz naturel.

Néanmoins, le transport d'hydrogène par des pipelines n'est pas un nouveau concept, et certains matériaux et composants utilisés pour le transport du gaz naturel ont été utilisés pour le transport d'hydrogène dans des infrastructures spécialement construites ou converties. Toutefois, les différences entre les exigences de transport du gaz naturel et de l'hydrogène devraient être évaluées en détail. Cette étude présente une liste non exhaustive des lacunes à prendre en considération, y compris la mise en œuvre d'exigences généralement plus strictes pour le transport d'hydrogène, auxquelles les infrastructures conçues pour le transport du gaz naturel pourraient ne pas répondre. Il est également essentiel de déterminer le niveau et les conditions du mélange d'hydrogène (p. ex., la pression du réseau) auxquels ces exigences s'appliquent. Les exigences pertinentes à évaluer comprennent, notamment les propriétés de résilience Charpy à entaille en V, la dureté, la limite d'élasticité minimale prescrite et la résistance à la traction du matériau. En outre, la disponibilité des données sur les propriétés des matériaux pour l'infrastructure de gaz naturel existante pourrait poser un problème, car les normes relatives à l'hydrogène telles que la norme ASME B31.12 exigent l'évaluation de paramètres qui ne sont généralement pas obligatoires dans le transport du gaz naturel, comme les valeurs de résilience Charpy à entaille en V des joints circulaires.

Les discussions portant sur les manquements identifiés dans ce rapport pourraient servir de point de départ aux parties intéressées telles que les comités de la CSA, les chercheurs, les exploitants, les organismes de réglementation et les fabricants, en vue d'évaluer en détail l'applicabilité des exigences en vigueur en matière de transport d'hydrogène, de développer des bases techniques supplémentaires, le cas échéant, et de fournir des directives claires, y compris d'autres dispositions potentielles pour faciliter la conversion de l'infrastructure canadienne de gaz naturel existante pour le transport d'hydrogène ou de mélange d'hydrogène.



« Dans le cadre de la décarbonation du système énergétique, l'utilisation de l'hydrogène comme carburant à faible teneur en carbone suscite un intérêt considérable. »

1 Introduction

Dans le cadre de la décarbonation du système énergétique, l'utilisation de l'hydrogène comme carburant à faible teneur en carbone suscite un intérêt considérable. Le transport d'hydrogène au moyen de gazoducs existants réaffectés est en cours d'évaluation comme moyen de transport de gros volumes d'hydrogène sous forme de gaz naturel – soit un mélange d'hydrogène, soit de l'hydrogène gazeux. Les systèmes de gazoducs, en plus des tubes de canalisation, sont également constitués de composants tels que des raccords, des brides, des soupapes, des compresseurs et des compteurs qui peuvent entrer en contact avec l'hydrogène. Les normes selon lesquelles les gazoducs ont été conçus et construits à l'origine comportent généralement des exigences moins strictes que les normes applicables aux hydrogénoducs (décrites à la section 3.3). De plus, des effets indésirables de l'hydrogène sur les matériaux en acier, couramment utilisés dans les pipelines, comme la réduction de la ténacité à la rupture [1] et l'accélération du taux de propagation de fissure par fatigue [2] ont été signalés dans un environnement d'hydrogène. Par conséquent, les considérations relatives à l'intégrité et à la fiabilité associées au transport d'hydrogène doivent être soigneusement évaluées afin d'assurer un transport sécuritaire, fiable et efficace.

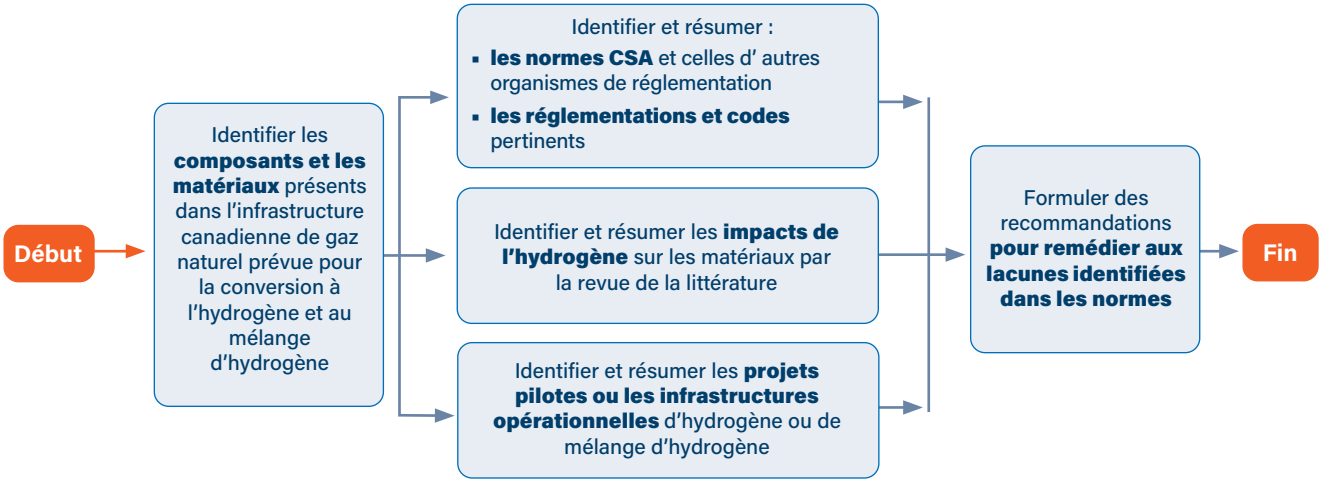
Le manque de connaissances et de données relatives aux répercussions de l'hydrogène sur les composants et les matériaux des pipelines font l'objet de recherches continues. De plus, ces lacunes pourraient nuire au développement de directives améliorées pour la réaffectation des infrastructures pour le transport d'hydrogène selon les normes canadiennes actuelles.

Cette étude vise à contribuer à l'élaboration de directives pratiques dans le cadre des règlements, codes et normes (RCN) canadiens en établissant les lacunes, les pratiques actuelles, la priorisation relative et les actions recommandées. Tout d'abord, un aperçu des matériaux et composants pertinents ainsi que des répercussions potentielles de l'hydrogène est présenté. Par la suite, une liste des normes, des codes et des règlements en date de juin 2023 est dressée. Enfin, des recommandations visant à combler les lacunes repérées dans les normes soutenant le réseau canadien de pipelines sont proposées. Cette étude porte sur les aciers et exclut les discussions sur les matériaux non métalliques tels que le polyéthylène (PE) et les élastomères.

2 Méthodes

Cette étude suit une approche structurée, présentée à la figure 1, en vue de fournir des renseignements sur la conversion de l'infrastructure canadienne du gaz naturel pour le transport d'hydrogène ou de mélange d'hydrogène. La première étape consiste à identifier les composants et les matériaux couramment retrouvés dans l'infrastructure canadienne du gaz naturel et qui devraient être adaptés pour le transport d'hydrogène ou de mélange d'hydrogène. À la deuxième étape, les RCN pertinents liés au transport de gaz naturel, d'hydrogène et de mélange d'hydrogène sont présentés et condensés. L'étude résume ensuite une revue approfondie de la littérature afin d'étudier les répercussions de l'hydrogène sur les composants et matériaux susmentionnés. Bien qu'une quantité importante de données soit disponible dans certains domaines, comme les effets de l'hydrogène sur les aciers au carbone, d'autres domaines, comme les

Figure 1 : Organigramme des méthodes de recherche mises en œuvre dans le cadre de cette étude



incidences sur les alliages de titane, peuvent manquer de données. Lorsque cela est possible et pertinent, l'étude intègre des conclusions importantes relatives aux répercussions de l'hydrogène sur les composants et les matériaux. La quatrième étape consiste à repérer et à résumer les projets pilotes ou les infrastructures opérationnelles d'hydrogène ou de mélange d'hydrogène, ou des deux, à partir de la documentation accessible au public, et qui servent de référence pour le transport d'hydrogène. Enfin, en résumant l'information recueillie, les lacunes dans les normes et les applications sont déterminées, et les exigences nécessaires pour y remédier sont proposées à des fins d'examen. L'objectif consiste à faciliter l'intégration sûre et efficace de l'infrastructure d'hydrogène ou de mélange d'hydrogène au sein du réseau canadien de gaz naturel.

3 Résultats et discussion

3.1 Aperçu des matériaux, composants et des répercussions de l'hydrogène

Cette section présente un aperçu global des matériaux et des composants utilisés, ou dont l'utilisation est prévue, dans l'équipement, la tuyauterie et les systèmes de canalisation servant à transporter et à distribuer l'hydrogène ou les mélanges d'hydrogène. L'aperçu comprend un résumé de la recherche et des pratiques dans les projets pilotes et les infrastructures d'hydrogène et de mélange d'hydrogène actuellement en service, ainsi que des répercussions de l'hydrogène sur les matériaux utilisés.

3.1.1 Tubes de canalisation, raccords, brides et soupapes

3.1.1.1 Tube de canalisation

Le tube de canalisation, plus précisément celui en acier, est défini comme un tuyau en acier soudé ou sans soudure destiné au transport par canalisation dans les industries du pétrole et du gaz naturel [3]. Les tubes de canalisation en acier utilisés dans les gazoducs existants au Canada répondent généralement aux exigences des normes CSA Z662 [4] et CSA Z245.1 [5]. L'article 17 de la norme CSA Z662 [4] contient également des dispositions supplémentaires propres au transport d'hydrogène gazeux, que ce soit pour les nouveaux pipelines conçus pour le transport d'hydrogène pur ou ceux pour le transport de mélange d'hydrogène.

Comme exposé dans un rapport sur les répercussions de l'hydrogène sur les pipelines [6], les hydrogénoducs aux États-Unis sont fabriqués en acier au carbone et ont généralement un diamètre plus petit (508 mm ou moins) que celui des gazoducs (jusqu'à 1220 mm) [7]. La plupart des hydrogénoducs ont été installés après 1970 et fonctionnent à des pressions entrainant une contrainte annulaire inférieure à 50 % de la limite d'élasticité minimale spécifiée (SMYS) et à une pression maximale de service de l'ordre de 6700 kPa, bien que certains puissent fonctionner à une pression aussi élevée que 10000 kPa [8]. Ces pipelines n'ont pas tous été initialement conçus pour le transport d'hydrogène; certains ont été convertis avec succès à partir d'autres infrastructures, comme le pipeline de

collecte de pétrole brut converti par Air Liquide, qui a fait preuve d'une grande diligence dans le processus de conversion [9].

La nuance d'acier peut constituer un point de départ pour évaluer la compatibilité avec le transport d'hydrogène. Les nuances d'acier au carbone dans les hydrogénoducs sont généralement des aciers à faible ou moyenne résistance ayant une SMYS équivalente à celles des nuances 241, 290 et 359 de la norme CSA Z245.1 [5]. La norme ASME B31.12 [10] énonce les exigences relatives aux hydrogénoducs et recommande des tubes de canalisation X52 (nuance 359 ou inférieure), mais permet une nuance supérieure avec une SMYS pouvant atteindre 80 ksi (551 MPa), moyennant des réflexions supplémentaires. Les aciers de nuance inférieure sont généralement moins touchés par la fragilisation par l'hydrogène que les aciers à plus haute résistance [11]. Une tendance générale a été signalée, montrant une diminution de la résistance à la rupture de l'acier dans un environnement d'hydrogène avec une limite d'élasticité croissante [12]. Chatzidouros et coll. [1] ont observé une réduction plus importante de la ténacité à la rupture dans l'acier X70 testé (nuance 483) que dans le X52 (nuance 359). Lorsqu'ils sont exposés à l'hydrogène, les aciers X52 et X70 testés montrent un taux de propagation de fissure de fatigue (FCGR) comparable et accéléré d'un ordre de grandeur de 1 à 1,5 par rapport aux valeurs du FCGR dans l'air [2]. Les deux nuances d'acier testées montrent une augmentation du FCGR à mesure que la pression de l'hydrogène augmente. Cependant, la relation entre les nuances d'acier, la vulnérabilité à la fragilisation par l'hydrogène et la ténacité demeure incertaine, car d'autres études indiquent que, dans les environnements d'hydrogène, l'acier X70 de nuance supérieure pourrait avoir une ténacité [1] et un FCGR [2] [13] comparables à l'acier de nuance X52 ou de nuance inférieure. Il est à noter que les nuances d'acier sont attribuées en fonction des exigences minimales de propriétés du métal de base. Par conséquent, les aciers de même nuance peuvent présenter de grandes différences dans leurs propriétés métallurgiques. En raison de cette variabilité, la nuance des tubes ne constitue pas à elle seule un critère suffisant pour déterminer si un tuyau donné est vulnérable à la fragilisation par l'hydrogène.

Du point de vue de la contrainte annulaire maximale des tubes par rapport à la SMYS du matériau et à la nuance de l'acier, les spécifications des hydrogénoducs aux États-Unis sont conformes aux normes relatives aux hydrogénoducs telles que la norme ASME B31.12 [10]. Les contraintes annulaires maximales des tubes contribuent à la formation et à la propagation des fissures dans les tubes. L'amélioration des propriétés de ténacité des tubes et la limitation de la contrainte annulaire maximale pourraient contribuer au contrôle et à l'arrêt des fissures d'un pipeline. En général, de faibles contraintes annulaires de tube peuvent réduire le risque de rupture d'un pipeline. Les spécifications des hydrogénoducs aux États-Unis, ainsi que l'aspect classique ou moderne de l'infrastructure, sont semblables à celles des gazoducs intraprovinciaux canadiens existants, plus particulièrement en Alberta [6], qui reflètent la possibilité de convertir ces pipelines existants pour le transport d'hydrogène. En revanche, les gazoducs interprovinciaux canadiens (c.-à-d., qui traversent les frontières provinciales) qui nécessiteraient généralement une contrainte annulaire maximale plus élevée et des aciers à plus haute résistance ne répondraient probablement pas aux exigences requises pour le transport d'hydrogène selon les normes relatives aux hydrogénoducs telles que la norme ASME B31.12 [10]. Les aciers à haute teneur en carbone et à haute résistance sont susceptibles à la fragilisation par l'hydrogène à haute pression [10], [6].

3.1.1.2 Raccords

Les raccords de tuyauterie sont des composants soudés ou joints mécaniquement dans le réseau de pipelines qui servent à changer la direction, à faire bifurquer ou à transitionner vers un tuyau de diamètre différent. Dans les réseaux de gazoducs canadiens existants, les raccords de tuyauterie répondent généralement aux exigences des normes CSA Z245.1 [5] et CSA Z662 [4]. La norme CSA Z245.11 [14] traite des raccords à souder bout à bout en acier forgé, y compris les collecteurs extrudés généralement destinés à être utilisés dans les oléoducs et les hydrogénoducs. Cela inclut les types géométriques constitués de collecteurs extrudés et de coudes produits en usine, ayant un diamètre nominal de tube (NPS) compris entre NPS ½ et NPS 60, selon la norme CSA Z245.11

[14], où le nombre désigne le diamètre du tuyau en pouces. La « nuance » d'un acier est une classification basée sur la SMYS du matériau et, comme pour les pipelines, les nuances d'acier disponibles pour les raccords vont de la nuance 207 à la nuance 690 pour les réseaux pétroliers et gaziers types [14] selon la norme CSA Z245.11. La performance des matériaux de raccord utilisés pour le transport d'hydrogène (p. ex., l'influence des nuances d'acier sur la fragilisation par l'hydrogène pour les raccords) devrait être comparable à celle des tubes de canalisation dont il est question à la section 3.1.1.1 [15].

La norme CSA Z245.11 [14] n'inclut pas de dispositions particulières pour le transport d'hydrogène, mais l'article 17 de la norme CSA Z662 [4] préconise des dispositions supplémentaires propres au transport d'hydrogène gazeux pour les nouveaux pipelines conçus pour le transport d'hydrogène et ceux pour le mélange d'hydrogène. Conformément à cette norme, les exploitants doivent effectuer des évaluations techniques portant sur divers sujets, comme la sélection des matériaux et la conception des pipelines, afin de prendre en compte les effets négatifs potentiels de l'hydrogène sur les matériaux des pipelines. La norme CSA Z662 [4] cite également la norme ASME B31.12 [10] comme directive supplémentaire pour le transport d'hydrogène (p. ex., relativement aux raccords filetés). Par conséquent, les dispositions définies dans les normes relatives à l'hydrogène telles que ASME B31.12 [10] sont prises en compte dans cette section.

La norme ASME B31.12 [10] est un document normalisé pour la tuyauterie et les pipelines d'hydrogène couramment utilisé comme référence à titre indicatif. Des dispositions supplémentaires concernant la conception et l'installation des raccords utilisés dans le transport et l'entreposage d'hydrogène gazeux sont précisées aux sections 704.1.2.1 à 704.1.2.5.1 et au chapitre 7 de l'*International Fuel Gas Code (IFGC)* [16]. La section 704.1.2 indique spécifiquement que les raccords, tuyaux et soupapes en fonte ne sont pas autorisés pour le transport d'hydrogène.

En ce qui a trait aux raccords pour le transport d'hydrogène, la norme ASME B31.12 [10] fait référence à trois autres normes : ASME B16.5 [17], ASME B16.9 [18] et ASME B16.11 [19]. Ces normes précisent les valeurs nominales de pression et de température, les dimensions, les tolérances, le marquage, les exigences relatives aux matériaux, les essais et les méthodes de désignation des orifices pour les brides de tube et les raccords à bride. Les normes énumérées ci-dessus concernent respectivement les raccords en fonte, en bronze coulé, en cuivre forgé et en acier; les raccords à souder bout à bout forgés; et les raccords à emboitement à souder et les raccords forgés filetés qui sont utilisés en général pour les applications pétrolières et gazières.

Dans le cas des deux ensembles de normes suivants : CSA Z245.11 [14] et ASME B16.5 [17], ASME B16.9 [18] et ASME B16.11 [19], les indications liées à l'industrie pétrolière et gazière ne sont pas spécifiquement adaptées aux applications d'hydrogène. Bien que ces documents soient similaires, ils diffèrent dans la façon dont ils abordent certains sujets. En plus de la gamme de tailles de tubes couverte dans chaque document déjà répertorié, la norme CSA Z245.11 [14] dresse une liste des nuances nominales d'acier acceptables pour une utilisation dans les raccords, tandis que les normes ASME comportent un tableau répertoriant les désignations de composition recommandées pour chaque nuance. La norme CSA Z245.11 [14] divise les raccords en deux catégories distinctes selon que les raccords comportent ou non des exigences en matière de propriétés de résistance à l'effet d'entaille éprouvées, alors que les documents de l'ASME ne le précisent. Étant donné que le transport d'hydrogène est susceptible de réduire les propriétés de résistance d'un matériau figurant dans la section 3.1.1.1, l'évaluation des raccords dont la résistance à l'effet d'entaille n'a pas été testée peut s'avérer difficile, puisque les propriétés de cette dernière sont inconnues.

Les raccords peuvent également être faits de cuivre, d'aluminium, de fonte et d'acier au carbone. Le cuivre pur pourrait ne pas être affecté par l'hydrogène à haute pression, mais un alliage de cuivre-oxygène risque de rendre le matériau vulnérable à la fragilisation par l'hydrogène [20], [21]. Cependant, la plupart des alliages de cuivre utilisés dans les systèmes pétroliers et gaziers sont désoxydés et ces derniers ne devraient donc pas être affectés au contact de l'hydrogène [22]. Les effets de l'hydrogène sur les alliages d'aluminium ne sont pas entièrement compris, bien qu'il ait été démontré que ce métal présente à la fois une faible solubilité et une faible diffusivité de l'hydrogène, et



« Pour les joints des hydrogénoducs industriels, le soudage est préférable aux raccords mécaniques, car il offre une plus grande intégrité et réduit les risques de fuites . »

que la présence d'un oxyde de surface stable inhibe davantage l'absorption de l'hydrogène dans le métal [23]. De plus, dans un environnement d'hydrogène gazeux sec, des expériences ont montré que les alliages d'aluminium semblent avoir une bonne résistance à la fissuration assistée par l'hydrogène [23]. Les aciers au carbone peuvent être classés selon le pourcentage de concentration de carbone : l'acier à faible teneur en carbone en contient moins de 0,30 %; l'acier à moyenne teneur en contient entre 0,30 à 0,60 % et l'acier à haute teneur en contient plus de 0,60 % [24]. L'augmentation de la concentration en carbone s'accompagne d'une hausse de la résistance et de la fragilité. Par conséquent, les aciers à haute teneur en carbone sont vulnérables à la fragilisation par l'hydrogène [25]. De même, la fonte, qui contient plus de 2 % de carbone, ne doit pas être utilisée en raison de sa forte vulnérabilité à la fragilisation par l'hydrogène [16]. C'est pourquoi les raccords en fonte et en acier au carbone à haute résistance peuvent être vulnérables à la fragilisation par l'hydrogène.

Les techniques courantes d'assemblage entre les raccords et le système de tuyauterie sont des connexions soudées ou des connexions mécaniques telles que les connexions filetées, brasées ou autres connexions à compression. Une soudure, comme définie dans la norme CSA Z662 [4], est une coalescence localisée de métaux produite en chauffant les matériaux à la température de soudage, avec ou sans métal d'apport. Un joint mécanique est défini comme un joint de tube installé à des fins de résistance mécanique, de résistance aux fuites ou une combinaison des deux. La résistance mécanique est développée par des extrémités de tubes filetées, rainurées, roulées, évasées ou à brides ou par des boulons, des goupilles, des genouillères ou des anneaux. La résistance aux fuites est développée par des filetages et des composés, des joints d'étanchéité, des extrémités roulées ou des surfaces usinées et accouplées [10].

Pour les joints des hydrogénoducs industriels, le soudage est préférable aux raccords mécaniques, car il offre une plus grande intégrité et réduit les risques de fuites [26]. Les soudures d'ajustement peuvent être des soudures à emboitement, des soudures en dérivation ou des soudures bout à bout, et sont généralement effectuées au moyen de soudage à l'arc sous gaz avec fil plein, de soudage à l'arc avec électrode enrobée ou de soudage à l'arc submergé, par des soudeurs qualifiés utilisant des méthodes conformément à la norme CSA Z662 [4]. Avant la sélection et l'application d'un raccord, les concepteurs et les exploitants doivent tenir compte des effets indésirables occasionnés par les conditions de fonctionnement telles que la haute pression, la charge cyclique, les vibrations, les chocs et l'expansion thermique [26], [14].

En plus de tenir compte du matériau, l'installation des raccords peut jouer un rôle dans l'intégrité des joints. Pour le transport de l'hydrogène en service,

les raccords doivent être exempts de fuites et être en mesure de maintenir leur intégrité. Des raccords mal conçus ou mal installés, comme un joint mécanique mal fait [27], l'application de débits supérieurs aux spécifications et aux dimensions du matériau [28], ou les raccords identifiés comme contenant des ébarbures ou présentant des défauts de structure ou de filetage [29] peuvent entrainer des fissures ressemblant à celles des matériaux fragiles, un type de défectuosité de la canalisation caractérisée par une propagation rapide des fissures dès leur apparition. Ce type de fissuration est particulièrement problématique en raison de sa détection difficile avant qu'une quantité suffisante de gaz ne se soit échappée et accumulée pour déclencher les alarmes de détection de gaz. [30].

Les joints de tube devraient contenir des matériaux mécaniquement et chimiquement compatibles avec le tube nominal. La résistance des soudures est nécessaire pour atteindre la résistance minimale du matériau de base. La sélection des matériaux peut inclure des essais conformes à la norme CSA/ANSI CHMC-1 [31].

Un exemple de raccords utilisés pour la conception actuelle ou prévue des canalisations de mélange d'hydrogène à une pression de service relativement basse (1207 kPag) est présenté dans le projet Low Carbon Energy Project (LCEP) d'Enbridge à Markham, en Ontario, injectant jusqu'à 2 % d'hydrogène par volume dans un réseau de distribution de gaz existant [53]. Enbridge a décrit en détail les normes qu'elle a respectées pour l'utilisation de raccords dans le transport d'hydrogène, englobant diverses conditions d'exploitation [53]. Pour un système de canalisation contenant jusqu'à 2 % en volume d'hydrogène à une pression nominale de 1200 kPag, les exploitants ont utilisé des raccords en acier au carbone NPS 6 de nuance 359 répondant aux exigences de la norme CSA Z245.11-17 [32], [53]. Pour un système de canalisation transportant 100 % d'hydrogène à une pression nominale de 3447 kPag, ils ont utilisé des raccords en acier inoxydable NPS 1 de nuance TP304 conformes aux spécifications des normes ASME B16.11 [33] ou ASTM A182 [34]. Enbridge n'a pas précisé les éditions des deux normes (il a été présumé que les éditions utilisées étaient celles de l'année de publication de [53]).

3.1.1.3 Brides

Les brides de tube sont des composants de tuyauterie qui comportent des raccords boulonnés et des joints d'étanchéité pour raccorder la conduite et les composants d'un système de tuyauterie [35]. Les brides utilisées dans l'infrastructure canadienne de gaz naturel répondent généralement aux exigences des normes CSA Z662 [4] et CSA Z245.12 [36], normes qui traitent des brides à collerette en acier forgé à souder et des brides pleines qui sont principalement destinées aux réseaux de pipelines. Les exigences dimensionnelles des brides de tuyau vont de NPS ½ à NPS 60 (le nombre indique le diamètre du tuyau en pouces), et les brides sont généralement composées de nuances d'acier convenant aux applications pétrolières et gazières, allant de la nuance 248 à la nuance 690, où le terme « nuance » classifie l'acier selon la SMYS du matériau [36]. Cette norme s'applique également aux brides dont la pression nominale de service à froid est indiquée par des classes de pression nominale (PN) allant de 20 (1900 kPa) à 420 (41370 kPa). Les brides sont également divisées en deux catégories distinctes, l'une n'exigeant pas de propriétés éprouvées de résistance à l'effet d'entaille (catégorie I) et l'autre les exigeant (catégorie II) [36].

Les répercussions de l'hydrogène sur les matériaux des brides devraient être semblables à ceux des matériaux des tubes de canalisation mentionnés à la section 3.1.1.1 [15]. Cependant, les fuites d'hydrogène sont l'une des principales préoccupations, et les joints de raccordement des brides devraient être considérés comme les plus à risque de fuite pour le transport d'hydrogène, et leur adéquation devrait être soigneusement évaluée [15]. Un joint inadapté ou endommagé risque d'entrainer une fuite à travers la bride, car la molécule d'hydrogène est plus petite que celle du gaz naturel [15]. Par conséquent, il convient de réduire les risques associés aux fuites d'hydrogène autant que possible au moyen de directives de sécurité et d'intégrité appropriées, établies lors de la conception et de l'entretien des hydrogénoducs. Cela comprend une ventilation efficace, associée à des systèmes de détection des fuites hautement sensibles, capable de déceler les plus petites fuites [37]. En outre, compte tenu du risque plus élevé d'auto-inflammation, de nombreuses sources de fuite courantes dans les systèmes de gaz naturel, comme les soupapes d'évacuation d'air ou de refoulement, sont à éviter dans la conception des hydrogénoducs.

Les brides utilisées dans les hydrogénoducs doivent être résistantes aux fuites, comme les brides à face surélevée, les brides à emboitement double ou les brides à joint annulaire [20]. Elles doivent également être compatibles avec l'hydrogène et respecter les pressions et températures nominales appropriées [20], conformément aux normes pertinentes pour le transport d'hydrogène telles que la norme ASME B31.12 [10]. De plus, elles doivent être pyrorésistantes en raison de l'inflammabilité élevée de l'hydrogène. Par conséquent, les matériaux tels que les garnitures d'étanchéité en spirale en téflon[MC] ou en graphite avec une bride à face surélevée, ou les anneaux en cuivre avec une bride d'assemblage, sont des choix courants, car ils respectent ces normes et sont difficiles à enflammer [26].

En ce qui concerne les normes applicables aux brides, la norme CSA Z245.12 [36] ne contient pas de dispositions particulières pour le transport d'hydrogène, mais l'article 17 de la norme CSA Z662 [4] comporte des dispositions supplémentaires propres au transport d'hydrogène ou de mélange d'hydrogène, bien qu'aucune disposition spécifique ne soit fournie pour les brides. La norme CSA Z662 [4] cite la norme ASME B31.12 [10] comme directive supplémentaire pour le transport d'hydrogène. Par conséquent, les dispositions définies dans les normes relatives à l'hydrogène telles que ASME B31.12 [10] sont prises en compte dans cette section. La norme ASME B31.12 [10] concerne les systèmes à hydrogène, mais fait référence à d'autres normes axées sur les brides. Les brides de canalisations et d'extrémité doivent être conformes aux exigences de la série ASME B16. Les brides filetées, les brides à emmancher et les brides à collerette à souder sont autorisées si elles sont conformes à la norme ASME B16.5; et les grandes brides si elles sont conformes à la norme ASME B16.47. Les exigences de matériau concernant le boulonnage se trouvent dans la section PL-2.2.3 Brides de la norme ASME B31.12 [10]. Les brides peuvent également être utilisées pour le transport d'hydrogène si elles répondent aux exigences de la norme ASME BPVC VIII.1 [38] en utilisant les contraintes admissibles et les limites de température spécifiées dans le code ASME B31.12 [10]. Les brides peuvent avoir divers styles et englobent plusieurs classes de pression, répertoriées dans la norme ASME B16.5, allant de 150# à 2500# [35]. Pour le transport d'hydrogène, les brides ont généralement une cote minimale de 300#, comme spécifié dans la norme ASME B16.5 [17]. Les ensembles de brides doivent également résister à la pression de fonctionnement maximale d'un pipeline (c.-à-d., qu'ils ne peuvent pas constituer le maillon le plus faible) et maintenir leurs propriétés physiques et chimiques à toutes les températures auxquelles le tube pourrait être soumis pendant le service [39]. De plus, en raison du risque de fuite associé aux brides, l'utilisation de raccords à brides pour le transport d'hydrogène devrait se limiter aux espaces spécialement conçus pour l'hydrogène et à l'extérieur [16].

Un exemple d'utilisation de brides pour le transport d'hydrogène est décrit par Chevron [39]. Selon cette publication, lorsque des brides sont requises, la fiabilité des joints est une priorité en évolution; les garnitures d'étanchéité en spirale sont préférables pour les classes de pression basse. De plus, les classes 1500# et plus sont examinées au cas par cas, et la température devient l'un des principaux facteurs [39]. Pour les raccords de tuyaux de 2 pouces ou plus qui ne peuvent pas être soudés en un joint permanent, des raccords à brides sont utilisés, le matériau du joint étant de préférence de l'acier inoxydable spiralé intercalé entre deux couches d'élastomère. De cette manière, l'acier inoxydable protège contre une rupture complète du joint en cas d'incendie, et les couches élastomères assurent une étanchéité complète lorsque les boulons des brides sont serrés [40].

Le LCEP d'Enbridge comporte un autre exemple de brides utilisées dans la conception actuelle ou prévue de pipelines de mélange d'hydrogène à une pression de service relativement basse (1207 kPag). Enbridge a décrit en détail les normes qu'elle a respectées pour l'utilisation de brides dans le transport d'hydrogène sous diverses conditions d'exploitation. Pour un réseau de pipelines contenant jusqu'à 2 % d'hydrogène avec une pression nominale de 1200 kPag, les responsables ont utilisé des tubes de canalisation en acier au carbone NPS 6 de nuance 359 avec des brides répondant aux exigences de la norme CSA Z245.12-17 [41].

3.1.1.4 Soupapes

Les soupapes sont des dispositifs utilisés dans les réseaux de pipelines pour aider à réguler, diriger ou contrôler le débit ou la pression de la matière transportée dans un réseau de pipelines [42]. L'infrastructure canadienne de gaz naturel respecte les dispositions des normes CSA Z662 [4] et CSA Z245.15 [43], relatives aux soupapes fabriquées en acier, incluant les robinets-vannes, les robinets à tournant sphérique, les robinets à bille et les clapets antiretour pour les tuyaux allant de NPS 2 à 60, le nombre indiquant le diamètre du tuyau en pouces. De plus, la norme porte sur les soupapes présentant une capacité de pression désignée par les classes de pression nominale allant de PN 20 à PN 420, et divise les soupapes en deux catégories distinctes : celles qui nécessitent des propriétés de résistance éprouvée à l'effet d'entaille (catégorie I) et celles qui n'en nécessitent pas (catégorie II) [43].

Comme pour les raccords mentionnés à la section 3.1.1.2, divers alliages métalliques sont utilisés pour les soupapes dans l'infrastructure du gaz naturel, y compris les aciers au carbone, les aciers inoxydables, le cuivre, l'aluminium, le laiton, la fonte ordinaire et la fonte ductile [21]. L'acier à haute résistance, souvent présent dans les tiges de soupapes, peut être vulnérable à la fragilisation par l'hydrogène [10].

En raison de la nature dangereuse de l'hydrogène (c.-à-d., une probabilité plus élevée d'inflammation en cas de défectuosité d'un composant vu l'énergie d'inflammation plus faible et d'une plage d'inflammabilité plus large par rapport au gaz naturel), les pièces sous pression au-dessus du sol, y compris les soupapes, ne devraient comporter que des pièces métalliques, et toute utilisation de pièces non métalliques devrait se limiter aux services qui ne fournissent pas de résistance mécanique principale, comme les composants internes des soupapes [20]. Les plastiques et les élastomères peuvent être utilisés pour les sièges de soupape internes et les joints d'étanchéité pour le transport d'hydrogène, ou dans les joints fixes, comme les joints toriques en élastomère [44]. Les plastiques, élastomères et autres matériaux non métalliques qui conservent leur intégrité à des températures élevées, qui ne sont pas susceptibles de se dégrader prématurément en présence d'hydrogène et qui résistent au frottement et à l'usure dans des environnements à haute pression, peuvent être utilisés pour les garnitures ou les joints d'étanchéité des brides et des soupapes [26], [45]. Plusieurs matériaux élastomères utilisés dans les réseaux de gazoduc qui sont également compatibles avec l'hydrogène comprennent les fluoroélastomères, le caoutchouc acrylonitrile-butadiène (NBR) et le terpolymère d'éthylène-propylène-diène (EPDM) [21].

En ce qui concerne les normes applicables aux soupapes, la norme CSA Z245.15 [43] ne comporte pas de dispositions particulières pour le transport d'hydrogène, mais l'article 17 de la norme CSA Z662 [4] contient des dispositions supplémentaires sur le transport d'hydrogène ou de mélange d'hydrogène, bien qu'aucune d'entre elles ne porte spécifiquement sur les matériaux des soupapes. La norme CSA Z662 [4] cite la norme ASME B31.12 [10] comme directive supplémentaire pour le transport d'hydrogène. Par conséquent, les dispositions définies dans les normes relatives à l'hydrogène telles que ASME B31.12 [10] sont prises en compte dans cette section.

La norme ASME B31.12 [10] comprend les règles d'utilisation des soupapes dans les hydrogénoducs, en faisant référence aux normes ASME B16.34 [46], qui définissent la norme concernant les soupapes à extrémités à brides, filetées et soudées, et ASME B16.38 [47], qui décrit le code relatif aux grandes soupapes métalliques servant à la distribution du gaz. Les soupapes peuvent être des dispositifs de sécurité critiques lorsqu'elles sont utilisées pour arrêter une partie du système en cas d'urgence ou lorsqu'une fuite est détectée [48]. Il s'agit de composants essentiels dans les réseaux de pipelines, avec une importance accrue avec l'utilisation d'hydrogène, en raison de la petite taille de ses molécules par rapport à celles du méthane. Le risque de fuite par les soupapes et des raccords connexes s'en trouve augmenté et qui doit être prise en compte dans le transport d'hydrogène [49]. La conception des soupapes doit donc tenir compte des conditions de fonctionnement extrêmes pouvant exister dans les pipelines, comme une haute pression, des températures extrêmement basses ou des vibrations excessives [50].

Voici quelques exemples de réaffectation d'oléoducs et de gazoducs pour le transport d'hydrogène actuellement exploités ou étudiés en Amérique du Nord et dans le monde qui incluent l'utilisation de soupapes dans le transport d'hydrogène :

- Air Liquide a converti à l'hydrogène un pipeline de 54,7 km, construit à l'origine en 1979 pour le transport de pétrole brut et composé de différentes nuances de tuyaux et épaisseurs de paroi [9]. Depuis 1996, le pipeline fonctionne à 5 102 kPag (740 psig) avec les robinets à bille d'origine [9].
- BP a converti un pipeline de 34,9 km en acier NPS 8 X52 (nuance 359) au transport d'hydrogène de 1977 à 1978, environ trois ans après son installation. La transition vers l'hydrogène s'est avérée relativement simple, sans nécessiter d'efforts particuliers, mais une partie de la garniture utilisée pour sceller les soupapes d'étanchéité s'est asséchée en raison de la présence antérieure d'éthylène, qui a permis à l'hydrogène moléculaire de s'échapper. Par conséquent, la vérification des soupapes, à faire tous les 7,5 mois selon la recommandation du US DOT, doit être effectuée tous les 6 mois, et il a été déterminé que des reconstructions de soupapes seraient nécessaires dans cette canalisation [51]. Il est à noter que certaines directives de l'industrie [20] recommandent que toutes les soupapes soient remises à neuf lors de la réaffectation de pipelines existants au transport d'hydrogène.
- En 2005, Air Products exploitait 563 km d'hydrogénoducs en Amérique du Nord, la plupart des systèmes étant situés au Texas, en Louisiane et en Californie, et en service depuis 1970 [52]. Les canalisations ont une dimension de NPS 4 à 12 et fonctionnent à des pressions comprises entre 2 413 et 13 100 kPag. Il y a au moins 30 soupapes de limitation de débit, des dispositifs qui peuvent se fermer automatiquement et limiter le débit d'hydrogène en cas de dépassement de la pression de consigne [52]. Certains segments de ces pipelines, initialement pour le transport de liquides et construits dans les années 1940, ont été convertis au transport d'hydrogène [52]. Une analyse métallurgique a donné lieu à des préoccupations concernant la qualité des canalisations en raison de leur composition et du processus de fabrication. Finalement, les canalisations situées dans les zones sensibles ont été remplacées, et des précautions supplémentaires ont été instaurées, comme des essais hydrostatiques plus poussés et l'installation de nombreuses soupapes de limitation de débit et de soupapes de sûreté, avec une réduction de la pression admissible [52].
- Le LCEP d'Enbridge [53] a également décrit en détail l'utilisation des soupapes et les normes respectées lors de leur mise en place selon les spécifications particulières de conception pour le transport d'hydrogène. Pour les réseaux de pipelines transportant jusqu'à 2 % en volume d'hydrogène à une pression nominale de 1 200 kPag, les exploitants ont utilisé une canalisation en acier au carbone NPS 6 de nuance 359 avec des soupapes conformes aux exigences de la norme CSA Z245.15 –17 [54]. Pour les réseaux de pipelines transportant 100 % d'hydrogène à une pression nominale de 3 447 kPag, ils ont utilisé des raccords en acier inoxydable NPS 1 de nuance TP304 conformes aux spécifications de la norme ASTM A351 [55]. Le projet distribue jusqu'à 2 % d'hydrogène dans le réseau de distribution de gaz existant, qui comprend également des matériaux non métalliques tels que des tubes en polyéthylène à densité moyenne avec soupapes, qui répondent aux exigences de la norme ASME B16.40-19 [56].
- En Europe, N.V. Nederlandse Gasunie a converti un pipeline construit en 1996 pour un mélange gazeux de 70 % à 100 % d'hydrogène et de méthane [49]. En raison du risque accru de fuites d'hydrogène par rapport au méthane, l'entreprise a procédé au remplacement des soupapes dans les deux postes de robinetterie existants par des soupapes compatibles avec l'hydrogène au début de la transition. Cela visait non seulement à éviter des problèmes liés à des fuites imprévues, mais aussi tout problème potentiel d'incompatibilité avec les soupapes existantes, comme une mauvaise compatibilité des matériaux avec l'hydrogène. Cependant, après un examen plus approfondi, on a constaté que les soupapes compatibles avec l'hydrogène étaient presque identiques à celles d'origine, à l'exception de l'épaisseur du corps, qui a été augmentée afin de réduire les contraintes maximales exercées sur celui-ci. En 2019, l'entreprise a mené des essais à l'un des postes de robinetterie remplacés à une pression de 6 619 kPag d'hydrogène. Ces essais comprenaient des tests d'étanchéité, des essais de siège, et plus de 20 opérations de purge au poste de robinetterie,

c'est-à-dire une réduction de la pression dans la canalisation par évacuation de la matière transportée (mélange de gaz et d'hydrogène dans ce cas) dans l'atmosphère pendant les activités de puisage ou pendant l'exploitation ou l'entretien des pipelines. Elle a noté que, pendant les opérations de purge, il n'y avait pas eu d'inflammation de l'hydrogène libéré, et a conclu qu'il n'était pas nécessaire de remplacer les postes de robinetterie d'origine, même pour une utilisation à 100 % d'hydrogène [49].

3.1.2 Tuyauterie de poste

Les gazoducs comprennent une tuyauterie située à l'intérieur de postes (communément appelée « tuyauterie de poste ») situés le long du pipeline, comme celle aux postes de compression, de comptage et de régulation de la pression. La tuyauterie de poste au sein de l'infrastructure de gaz naturel est exposée à l'environnement d'hydrogène lors de la conversion de l'infrastructure en vue du transport d'hydrogène ou de mélange d'hydrogène. Tout comme les tubes de canalisation décrits à la section 3.1.1.1, la tuyauterie de poste conçue pour le gaz naturel peut être faite de matériaux susceptibles aux effets indésirables de l'hydrogène, comme les aciers au carbone.

Aux fins de la présente discussion, la tuyauterie de poste peut être divisée en cinq sous-catégories : la tuyauterie de poste de gaz naturel, la tuyauterie de poste de traitement, la tuyauterie de poste de traitement d'hydrogène, la tuyauterie de poste d'hydrogène pur pour le mélange gaz naturel-hydrogène, ainsi que la tuyauterie de poste du mélange gaz naturel-hydrogène. Les trois premières sous-catégories sont respectivement régies par les normes CSA Z662 [4], ASME B31.3 [57] et ASME B31.12 [10]. Il est à noter que la dernière contient des dispositions standards pour le transport d'hydrogène, bien qu'elle ne soit pas actuellement obligatoire au Canada ou dans le monde [6]. La tuyauterie de poste d'hydrogène pur pour le mélange gaz naturel-hydrogène et la tuyauterie de poste de gaz naturel-hydrogène mélangé ne sont pas explicitement soumises aux normes en vigueur. Il est donc important de comprendre les normes connexes existantes lorsque l'ajout d'hydrogène dans la tuyauterie du poste de gaz naturel en place ou la construction de nouveaux postes de mélange de gaz naturel-hydrogène sont envisagés.

Tout comme les autres composants mentionnés précédemment (tubes de canalisation, raccords, brides et soupapes), les matériaux de tuyauterie peuvent être composés de divers alliages métalliques, comme des aciers au carbone et des aciers inoxydables, suscitant des préoccupations similaires au sujet des effets indésirables de l'hydrogène.

3.1.2.1 Tuyauterie de poste de gaz naturel

La norme CSA Z662 [4] définit quatre types de postes : les postes de compression, les postes de mesure, les postes de régulation de pression et les postes de pompage. Cette distinction est importante, car, conformément à l'article 5.1.1 de cette norme, la tuyauterie des postes de compression et de pompage pour le transport du gaz naturel au Canada est conçue conformément à la norme ASME B31.3 [57].

Des exemples de spécifications pour la tuyauterie de poste répondant aux exigences de la norme ASME B31.3 dans un projet de poste de compression de gaz naturel comprennent l'utilisation de tuyauterie de nuance B (ASTM A106 [58]) ou de nuance 6 (ASTM A333 [58]) pour des usages tels que la tuyauterie de gaz combustible [59]. Cette dernière est à considérer, puisqu'elle est également exposée à l'hydrogène, le carburant destiné au compresseur étant généralement extrait du pipeline transportant le mélange gaz naturel-hydrogène pendant la conversion du gazoduc en place.

3.1.2.2 Tuyauterie de poste de traitement

La norme ASME B31.3 [57] régit globalement la tuyauterie des postes de traitement. La section 300.1 de la norme la définit en tant que « tuyauterie généralement présente dans les raffineries de pétrole, les usines de produits chimiques, de produits pharmaceutiques, de textiles, de papier, de semiconducteurs et de production cryogénique, ainsi que dans les usines et postes de traitement connexes » [57]. La norme ASME B31.3 [57] porte sur divers types et usages des fluides, entre autres, comme le gaz naturel et l'hydrogène. Comme indiqué précédemment, la norme CSA Z662 [4] fait référence à la norme ASME B31.3 [57] pour les facteurs à considérer lors de la conception des postes de pompage et de compression. La norme ASME B31.3 [57] était également utilisée pour la conception de services relatifs à l'hydrogène avant la publication de la norme ASME B31.12 en 2008 [60].

La conception de systèmes de tuyauterie pour le transport d'hydrogène dans les usines chimiques, en particulier celles des raffineries de pétrole, peut offrir des renseignements précieux sur l'utilisation sécuritaire de la tuyauterie d'hydrogène. Ces renseignements peuvent servir de référence pour les spécifications et les pratiques relatives aux canalisations, ainsi que pour la conversion de l'infrastructure de gaz naturel existante pour le transport d'hydrogène. En particulier, bien qu'il puisse y avoir un certain chevauchement dans les exigences de conception entre les canalisations de gaz naturel et celles des raffineries de pétrole, comme les applications à haute pression et haute température (HPHT) [39], les spécifications relatives aux hydrogénoducs dans les raffineries peuvent ne pas s'appliquer directement au gaz naturel.

L'expertise de Chevron dans le raffinage reconnait que l'hydrogène peut accélérer la croissance des fissures par fatigue et en provoquer dans les matériaux durs [39]. Bien que l'hydrogène puisse réduire la ténacité à la rupture dans un environnement d'hydrogène, il n'a pas été démontré qu'il s'agissait d'une contre-indication absolue pour les conditions et épaisseurs de la tuyauterie généralement utilisée pour le raffinage [39]. En 2005, Chevron a conçu une tuyauterie d'hydrogène destinée à être utilisée dans ses opérations de raffinage conformément à la norme ASME B31.3 [57], publiée avant la norme ASME B31.12 [10]. Toutes les soudures ont fait l'objet d'un examen radiographique à 100 %, les raccords filetés ou les filetages exposés ont été évités, l'utilisation de brides ou d'autres sources de fuites potentielles a été minimisée, et le soudage par pont a été envisagé pour prévenir l'apparition de fatigue. Les spécifications relatives à la tuyauterie comprennent les normes ASTM A106 [58] pour la nuance B, et ASTM A333 [61] pour la nuance 6, qui sont semblables à celles de la tuyauterie des postes de gaz naturel mentionnées à la section 3.1.2.1 et dans la norme ASTM A672 [62]. Le tube de nuance B conforme à la norme ASTM A106 [58] équivaut à la spécification de la norme API 5L [3] de nuance B pour la composition de l'alliage et les propriétés mécaniques avec une SMYS de 250 MPa. Le tube de nuance 6 conforme à la norme ASTM A333 [61] possède une SMYS de 240 MPa. Il est important de noter que ces deux nuances de tuyaux sont adaptées aux pratiques d'utilisation d'aciers à faible résistance pour le transport d'hydrogène, conformément à la norme ASME B31.2 [10].

3.1.2.3 Tuyauterie de poste de traitement de l'hydrogène

La norme ASME B31.12 [10] s'applique à la tuyauterie de transport d'hydrogène gazeux et liquide et aux pipelines de transport d'hydrogène gazeux. Cette norme définit deux grandes catégories de systèmes à hydrogène : les pipelines et la tuyauterie industrielle. Cette dernière est définie comme « le service d'hydrogène inclus dans les raffineries de pétrole, les postes de ravitaillement, les usines chimiques, les centrales électriques, les usines de semiconducteurs, les usines de production cryogénique, les appareils à combustible d'hydrogène et les installations connexes » [10]. Dans la norme ASME B31.12 [10], la définition de la tuyauterie industrielle ne mentionne pas explicitement les postes de gaz naturel-hydrogène mélangé ni les postes d'hydrogène pur pour le mélange gaz naturel-hydrogène. Cependant, elle présente un aperçu de la compatibilité de la tuyauterie et des spécifications indépendantes de l'utilisation finale de l'hydrogène.

3.1.2.4 Tuyauterie d'hydrogène pur pour le mélange gaz naturel-hydrogène

Bien que les applications de mélange gaz naturel-hydrogène ne soient pas explicitement incluses dans la norme ASME B31.12 [10], les exploitants conçoivent des projets de mélange gaz naturel-hydrogène répondant aux exigences de la norme relative à la tuyauterie d'hydrogène pur au sein des installations [53]. Un exemple de tuyauterie de poste d'hydrogène pur pour l'utilisation du mélange gaz naturel-hydrogène est celle située à l'intérieur des installations de production d'hydrogène (p. ex., au moyen d'électrolyseurs) et celle reliant ces installations aux pipelines de gaz naturel existants, tels que ceux exploités par Enbridge à Markham en Ontario [53]. Selon Enbridge, le poste de tuyauterie contenant de l'hydrogène pur dans la station de mélange d'hydrogène d'Enbridge devrait être conçu et installé conformément aux normes ASME B31.12 [10], CAN/BNQ 1784-000 [63] et CSA B51 [64]. Cette installation injecte jusqu'à 2 % d'hydrogène mélangé dans un réseau de distribution fermé. Avec cette configuration, Enbridge exploite un poste d'hydrogène pur qui relie les réservoirs de stockage d'hydrogène au poste de mélange d'hydrogène. Le poste d'hydrogène pur utilise des tubes en acier inoxydable de nuance TP304 ayant un diamètre externe de 33,4 mm,



« Dans le contexte de la conversion d'infrastructures de gaz naturel déjà en place pour le transport d'hydrogène ou de mélange gaz naturel-hydrogène, les effets de l'hydrogène sur les compresseurs conçus pour le gaz naturel doivent être évalués. »

qui répondent aux exigences des normes ASTM A733 [65] ou ASTM A312 [66]. La pression nominale de la tuyauterie de poste est de 3 447 kPa, ce qui correspond à 8,3 % de la SMYS de la canalisation [53]. Les nuances d'acier inoxydable austénitique (p. ex., la nuance TP304 de la norme ASTM A312 de) sont considérées comme résistantes à la fragilisation par l'hydrogène et offrent généralement une performance adéquate comme métal structurel utilisé pour le transport d'hydrogène [6].

3.1.2.5 Tuyauterie de poste de gaz naturel-hydrogène mélangé

L'installation d'Enbridge, mentionnée à la section 3.1.2.4, présente également une tuyauterie de poste transportant du gaz naturel mélangé et de l'hydrogène, principalement celle régulant les pressions du mélange gaz naturel-hydrogène [53]. Dans le cadre du projet, un nouveau poste de régulation de pression a été installé pour le gaz mélangé avec des tuyaux en acier au carbone NPS 1 à 6 de nuance 290, conformément aux exigences de la norme CSA Z245.1 [5]. Cette tuyauterie de poste est conçue pour soutenir une pression de 1 207 kPa, ce qui correspond à un maximum de 5 % de la SMYS de la canalisation [53]. Selon la documentation, le poste de régulation de pression serait conçu conformément à la norme CSA Z662 [4].

3.1.3 Appareillage de compression

Les réseaux de pipelines comportent généralement des compresseurs. Ces derniers sont nécessaires pour déplacer, entreposer et utiliser des gaz tels que le gaz naturel, l'hydrogène et les mélanges gaz naturel-hydrogène. Ils sont utilisés pour diverses applications, comme dans les usines de production d'hydrogène et dans des installations, nommées postes de compression, le long des pipelines. Dans le contexte du gaz naturel, les postes de compression compriment périodiquement du gaz naturel hautement pressurisé lorsque celui-ci traverse un pipeline, en utilisant des turbines, des moteurs alimentés par du carburant ou des moteurs électriques qui entrainent le compresseur de gaz connecté afin de maintenir les pressions et les températures requises pour l'utilisation finale [67].

Les compresseurs conçus spécialement pour l'hydrogène existent depuis de nombreuses années. Cependant, dans le contexte de la conversion d'infrastructures de gaz naturel déjà en place pour le transport d'hydrogène ou de mélange gaz naturel-hydrogène, les effets de l'hydrogène sur les compresseurs conçus pour le gaz naturel doivent être évalués. L'hydrogène peut avoir une incidence sur le rendement et sur le matériau de fabrication d'un compresseur conçu pour le gaz naturel, comme il est mentionné dans les sous-sections ci-après. Cette section traite spécifiquement des répercussions de l'hydrogène sur les matériaux couramment utilisés dans les systèmes de gaz naturel et fournit des renseignements aux intervenants qui envisagent la conversion d'infrastructures canadiennes de gaz naturel pour le transport d'hydrogène.

Les compresseurs de gaz sont généralement classés selon les principes de compression, et ceux généralement utilisés pour le transport du gaz naturel

comprennent les compresseurs centrifuges entrainés par des turbines à gaz naturel et les compresseurs alternatifs entrainés par des moteurs à gaz naturel. Ces derniers sont généralement utilisés pour les applications à faible volume et à haute pression de refoulement, tandis que les premiers sont plus communément employés pour les applications à volume élevé et à faible pression de refoulement [68].

3.1.3.1 Compresseurs centrifuges

Pour les compresseurs centrifuges, la tête de compresseur ou l'augmentation de pression dépend en partie de la vitesse périphérique du rotor [69], qui dépend de son diamètre et de sa vitesse de rotation. L'introduction d'hydrogène dans le gaz naturel réduira le poids moléculaire du mélange gazeux et nécessitera souvent une vitesse de rotation plus élevée du rotor pour atteindre le rapport compression-pression voulu [70]. La vitesse de rotation est généralement restreinte par des paramètres tels que les limites mécaniques et la résistance des matériaux [71]. Pour le transport d'hydrogène basé sur la norme relative aux compresseurs centrifuges API 617 [72], l'article 6.2.1.12 stipule que l'utilisation de matériaux ayant une limite d'élasticité supérieure à 827 MPa (120 000 lb/po^2) ou une dureté Rockwell C (HRC) supérieure à 34 n'est pas autorisée lorsque les matériaux sont en contact avec de l'hydrogène et que sa pression partielle dépasse 689 kPa (100 psig) ou que sa concentration dépasse un pourcentage molaire de 90 à toute pression. Une pression partielle d'hydrogène de 689 kPa correspond à 8 % d'hydrogène par volume dans un mélange gaz naturel-hydrogène à une pression type de gazoduc (8 275 kPag). Par conséquent, pour un mélange d'hydrogène concentré à 8 % ou plus, les exploitants de pipeline doivent évaluer la résistance et la dureté des matériaux dans les compresseurs pour la conversion du pipeline. En dessous de 8 %, l'adéquation des matériaux devrait toujours être évaluée en raison de la fragilisation par l'hydrogène observée dans des matériaux comme l'acier au carbone, même à basse pression partielle d'hydrogène [73].

Le tableau 1 énumère les matériaux utilisés dans les différentes parties d'un compresseur centrifuge, tels que le titane, l'aluminium, l'acier inoxydable (austénitique seulement), les aciers, le laiton et le bronze. Conformément à l'annexe A non obligatoire de la norme ASME B31.12 [10], ces matériaux sont considérés comme acceptables pour une utilisation avec de l'hydrogène gazeux. Toutefois, il est important de noter que cette norme est principalement axée sur la tuyauterie et les pipelines d'hydrogène, et non sur les compresseurs. Les conditions, telles que

Tableau 1 : Matériaux types pour les composants des compresseurs centrifuges (adapté de [78])

Composant	Matériau
Carter (sous pression)	▪ Moulés : fonte, fonte austénitique, fonte ductile, acier, acier inoxydable, fonte d'aluminium et fonte de titane. ▪ Fabriqués : acier, acier inoxydable et aluminium.
Rotor	▪ Moulés : aluminium, acier inoxydable et titane. ▪ Fabriqués : aluminium, acier, acier inoxydable, alliage nickel-cuivre et titane.
Composants de l'arbre et du rotor	Acier, acier inoxydable, alliage nickel-cuivre et alliage nickel-molybdène-chrome.
Joints d'étanchéité	Aluminium, laiton, alliage nickel-cuivre, bronze, acier inoxydable, alliage Cr-Ni-Fe-Mo-Cu-Cb, alliage nickel-cuivre et non métallique (p. ex., PTFE, PEEK et PAEK).
Mécanismes et structures internes	Fonte moulée, fonte ductile, acier moulé, acier, acier inoxydable et aluminium.

les températures et les contraintes auxquelles ces matériaux peuvent être soumis dans un compresseur, peuvent être différentes de celles d'un pipeline, et par conséquent, une évaluation plus approfondie est requise. Par exemple, des pièces du compresseur pourraient fonctionner à haute température (jusqu'à 150 °C [68]), tandis que la température du gazoduc est généralement proche de la température ambiante du sol (-5 °C à 25 °C [74]), où la fragilisation par l'hydrogène observée est la plus importante [75]. Plusieurs publications suggèrent que la fragilisation par l'hydrogène peut se produire dans des alliages à base de titane [76].

Compte tenu de la grande variété des matériaux utilisés, comme indiqué au tableau 1, les fabricants d'équipement d'origine doivent être consultés, avant la conversion du pipeline pour le transport d'hydrogène, afin d'identifier les matériaux de fabrication du compresseur en question, et d'évaluer en détail leur adéquation pour le transport d'hydrogène. Le tableau 1 désigne aussi des matériaux jugés inacceptables par la norme, tels que la fonte, la fonte ductile et les alliages de nickel (p. ex., nickel-cuivre), qui pourraient être utilisés dans diverses pièces de compresseur. Par conséquent, des évaluations plus approfondies des compresseurs contenant les matériaux susmentionnés doivent être effectuées.

Le tableau 1 indique également des matériaux non métalliques utilisés pour les joints de compresseur, tels que le polytétrafluoroéthylène (PTFE), le polyétheréthercétone (PEEK) et les polyaryléthercétones (PAEK). La norme ISO/TR 15916 [77] précise que le PTFE convient au transport de l'hydrogène gazeux, mais ne mentionne pas la pertinence du PEEK et des PAEK.

3.1.3.2 Compresseurs alternatifs

La norme API 618 [79] comprend celles applicables aux compresseurs alternatifs. Elle présente des directives propres au transport d'hydrogène à haute pression, comme la limite de température de refoulement prévue de 135 °C, que les compresseurs conçus pour le gaz naturel peuvent dépasser (p. ex., la température de refoulement maximale autorisée des compresseurs lubrifiés peut être aussi élevée que 165 °C [137]). Toutefois, aucune directive sur les matériaux convenant au transport d'hydrogène n'y est fournie.

La norme API 618 [79] dresse également une liste des matériaux typiques utilisés dans diverses parties d'un compresseur alternatif (tableau 2). Il est à noter que certains des composants énumérés, comme le châssis, les vilebrequins et les bielles, ne sont normalement pas exposés au gaz pendant le fonctionnement normal. Toutefois, en cas de défectuosité d'un joint, en cas d'utilisation d'un compresseur lubrifié, ces composants peuvent entrer en contact avec le gaz de procédé (c.-à-d., l'hydrogène présent dans l'hydrogénoduc). Par conséquent, il est toujours important d'évaluer la compatibilité avec l'hydrogène des matériaux des pièces susmentionnées.

Le tableau 2 montre que les pièces normalement en contact avec le gaz de procédé, comme les cylindres, les chemises de cylindre, les pistons, les sièges de soupape et les plaques porte-soupapes, peuvent être composées d'acier, d'acier inoxydable ou d'aluminium. Ces matériaux (austénitiques seulement pour les aciers inoxydables) sont jugés acceptables pour le transport de l'hydrogène gazeux conformément à l'annexe A non obligatoire de la norme ASME B31.12 [10]. Toutefois, cette norme est principalement axée sur la tuyauterie et les pipelines d'hydrogène et non spécifique aux compresseurs. Comme pour les compresseurs centrifuges décrits à la section 3.1.3.1, les conditions telles que les températures et les contraintes auxquelles ces matériaux peuvent être soumis dans une application de compresseur peuvent être différentes de celles d'un pipeline. Par conséquent, d'autres évaluations doivent être effectuées. Avant la conversion au transport d'hydrogène, les fabricants d'équipement d'origine doivent être consultés afin d'identifier les matériaux de fabrication du compresseur en question, et d'évaluer en détail leur une adéquation pour le transport d'hydrogène. Des évaluations approfondies devraient être effectuées, en particulier pour les pièces mouillées du compresseur fabriquées de matériaux jugés inacceptables pour le transport d'hydrogène gazeux selon l'annexe A non obligatoire de la norme ASME B31.12 [10], comme la fonte nodulaire, la fonte grise, la fonte et la fonte Ni-Resist (utilisées dans les pièces de compresseur telles que les cylindres, les chemises de cylindre, les culasses, les pistons, les sièges de soupape et les protecteurs, comme indiqué au tableau 2).Les opérateurs de compresseurs alternatifs attribuent des indisponibilités fortuites aux défaillances de soupape, qui pourraient être atténuées par une

conception appropriée des composants de soupape tels que les protecteurs, les sièges, les plaques et les ressorts [80]. Cependant, la conception de la soupape répond généralement à un seul ensemble de conditions de fonctionnement, ce qui risque de mener à une défaillance de plaque ou de ressort dans des conditions atypiques telles que la modification du poids moléculaire du gaz [80] puisque les soupapes d'aspiration et de refoulement des compresseurs alternatifs pour le gaz naturel sont conçues en fonction du poids moléculaire du gaz [80]. Le mélange d'hydrogène réduit le poids moléculaire du mélange gazeux, occasionnant un fonctionnement des soupapes en dehors des paramètres de conception. Par conséquent, il est essentiel d'évaluer non seulement la compatibilité des matériaux des soupapes et de leurs composants avec l'hydrogène, mais aussi la conception mécanique de ces pièces avant la conversion au transport d'hydrogène.

3.1.3.3 Appareils moteurs des compresseurs

Les appareils moteurs à entrainement mécanique désignent des appareils conçus pour transférer l'énergie mécanique aux pompes et aux compresseurs. Dans le contexte de la conversion à l'hydrogène, le gaz peut avoir une incidence non seulement sur les compresseurs, mais aussi sur leurs composants-moteurs (p. ex., turbines et moteurs à gaz naturel), car le carburant utilisé est généralement extrait du pipeline, qui contient de l'hydrogène. Certaines pièces communes des moteurs à gaz naturel utilisent des matériaux faisant l'objet d'une mise en garde dans la norme ASME B31.12 [10], comme la fonte pour les cylindres du moteur. Toutefois, cette norme est principalement axée sur la tuyauterie et les pipelines d'hydrogène et ne concerne pas explicitement les moteurs à gaz [81]. Les conditions, telles que les contraintes et la température auxquelles ces

Tableau 2 : Matériaux types pour les composants des compresseurs alternatifs (adaptés de [79])

Composant	Matériau
Châssis	Fonte
Vilebrequins	Acier
Bielles	Acier
Crosses	Acier ou fonte ductile
Tourillons de crosse	Acier
Pièces d'écartement	Fonte
Cylindres	Acier, acier inoxydable, fonte nodulaire ou fonte grise
Chemises de cylindre	Acier, acier inoxydable, fonte Ni-Resist, fonte nodulaire ou fonte grise
Culasses	Acier, acier inoxydable, fonte nodulaire ou fonte grise
Pistons	Acier, fonte ou alliage d'aluminium
Tiges de piston et tiges d'embout	Acier ou acier inoxydable
Écrous de tige de piston	Acier ou acier inoxydable
Sièges et protecteurs de soupape	Acier, acier inoxydable, fonte nodulaire ou fonte
Plaques porte-soupapes	Acier inoxydable ou non métallique
Ressorts de soupape	Acier ou acier inoxydable
Garniture	Acier, acier inoxydable ou fonte
Bride de garniture	Acier
Segments de piston, bandes d'usure et bagues d'étanchéité	Métallique ou non métallique

matériaux peuvent être soumis dans un moteur à gaz, pourraient être différentes de celles d'un pipeline, et par conséquent, une évaluation plus poussée de l'adéquation de la fonte au carburant contenant de l'hydrogène devrait être effectuée. Plusieurs fabricants de moteurs à gaz ont évalué la pertinence de leur équipement pour les carburants à mélange gaz naturel-hydrogène [82]. Il n'est pas certain que la mise à niveau ou le remplacement de pièces dans les moteurs à gaz existants par des composants compatibles avec l'hydrogène serait nécessaire pour cette application.

L'appareil moteur généralement utilisé pour les compresseurs centrifuges est une turbine à gaz naturel qui entraine l'arbre de rotation du compresseur. Plusieurs fabricants de turbines à gaz suggèrent la possibilité d'utiliser un mélange gaz naturel-hydrogène comme carburant de compresseur [83]. Toutefois, comme pour les moteurs à gaz, il n'est pas certain que des ensembles de modernisation ou le remplacement de pièces seraient nécessaires pour les turbines à gaz naturel existantes.

3.1.4 Compteurs

Les compteurs sont des dispositifs mesurant le volume de gaz naturel qui entre dans un pipeline et qui en sort. Ils sont souvent conçus pour surveiller également les propriétés et la composition du gaz. Ces dispositifs sont installés le long des gazoducs aux stations de comptage et à l'emplacement de l'utilisateur final. Ils sont utilisés dans les systèmes de transport et de distribution de gaz et sont classés selon leur principe de mesure. Divers types de compteurs existent : les compteurs à turbine, à ultrasons, à orifice calibré, à déplacement rotatif, à tourbillon, à diaphragme, thermiques et les débitmètres de Coriolis.

Ils sont généralement choisis en fonction du gaz de procédé prévu, du débit volumétrique et des valeurs nominales de pression et de température. Des compteurs spécifiquement conçus pour le transport d'hydrogène existent, mais l'adéquation des compteurs installés et conçus pour le transport du gaz naturel devra être vérifiée lors de la conversion de l'infrastructure de gaz naturel existante vers le transport d'hydrogène ou de mélange d'hydrogène compte tenu du changement de matière dans le pipeline [84].

Les compteurs installés sur les gazoducs ont généralement une capacité de pression élevée autour de 10 000 kPag [85], tandis que les compteurs des réseaux de distribution peuvent fonctionner en règle générale à une pression aussi faible que 35 kPag [86] chez le client. Par conséquent, les matériaux de fabrication des compteurs, indiqués aux tableaux 3 et 4, et leur adéquation pour le transport d'hydrogène peuvent varier. Ils indiquent également que les composants des compteurs peuvent varier selon leur principe de mesure. Les tableaux 3 et 4 sont fournis à titre d'exemples seulement, car les matériaux utilisés pour fabriquer les compteurs peuvent varier considérablement en fonction de plusieurs autres attributs, comme le modèle de compteur, le fabricant, l'utilisation, les conditions de fonctionnement, la température et la capacité volumétrique [78]. Compte tenu de cette gamme de spécifications, il ne convient pas de généraliser l'adéquation des matériaux d'un compteur pour le transport d'hydrogène, surtout en se basant uniquement sur son principe de mesure. Consulter le fabricant du compteur et mener des essais et des évaluations au cas par cas pour s'assurer que le compteur convient au transport d'hydrogène demeure essentiel.

Les discussions concernant les contrecoups de l'hydrogène sur les compteurs conçus pour le transport du gaz naturel ont principalement porté sur la précision de la mesure en raison de l'introduction d'hydrogène dans le gaz transporté [87]. Cependant, l'hydrogène peut également avoir des effets indésirables sur les matériaux de fabrication des compteurs. Le tableau 3 présente des exemples de matériaux utilisés pour la fabrication des compteurs à ultrasons commerciaux dans le cadre d'une utilisation typique pour le changement de garde d'un gazoduc [78]. Cet exemple montre que le corps et la bride du compteur peuvent être constitués d'acier au carbone, d'acier inoxydable ou d'acier inoxydable duplex. Des aciers au carbone ont été utilisés pour l'hydrogène, mais certains d'entre eux ont subi une dégradation importante principalement par la fragilisation par l'hydrogène lors de son transport. Le degré de vulnérabilité à la fragilisation par l'hydrogène varie selon des facteurs tels que les microstructures, la pression partielle de l'hydrogène et la dureté [6]. L'acier inoxydable, principalement celui austénitique, tel que le TP304L et le TP316L (nuances basées sur la norme ASTM A312/A312M [66]), a été cité comme étant moins

susceptible à la fragilisation par l'hydrogène [10], et est utilisé dans les compteurs conçus pour le transport d'hydrogène [10]. De plus, les aciers inoxydables duplex pourraient également être susceptibles à la fragilisation par l'hydrogène [10], alors que des normes telles que l'EIGA Doc 121/04/E [20] suggèrent qu'ils peuvent être utilisés dans les composants d'hydrogénoducs, à condition qu'ils ne soient soumis qu'à de faibles contraintes.

Le tableau 3 montre aussi que les supports et fixations des transducteurs des compteurs peuvent être composés d'acier inoxydable ou d'alliage de nickel. Tel qu'il est indiqué au tableau 4, les alliages de nickel, matériau de la plaque à orifice, et les matériaux utilisés dans les débitmètres de Coriolis sont considérés comme inacceptables pour le transport d'hydrogène en raison de leur vulnérabilité potentielle à la fragilisation par l'hydrogène, selon la section « *Non-Mandatory Appendix A – Precautionary Considerations* » de la norme ASME B31.12 [10]. Cette annexe [10] suggère également que les matériaux en fonte, retrouvés dans les compteurs à diaphragme listés dans le tableau 4, ne sont pas acceptables pour le transport d'hydrogène gazeux.

Un autre matériau métallique, l'alliage d'aluminium, est présent dans divers composants des compteurs figurant au tableau 4, par exemple dans le corps et le rotor d'un compteur à turbine, ainsi que dans le boitier et les pistons d'un compteur à déplacement rotatif. Comme il est mentionné dans [6], il y a peu de données sur le rendement des alliages d'aluminium en présence d'hydrogène, mais celles qui sont existantes suggèrent qu'ils sont très résistants à la fragilisation par l'hydrogène lorsqu'exposés à de l'hydrogène gazeux sec [10], [77]. Toutefois, la présence de vapeur d'eau dans le gaz, que ce soit de l'hydrogène pur ou un mélange de gaz naturel-hydrogène, peut mener à une fragilisation par l'hydrogène [10]. Cependant, la norme ASME B31.12 [10] ne précise pas de niveau de teneur en humidité particulier considéré comme sécuritaire pour l'utilisation d'alliages d'aluminium dans le transport d'hydrogène.

Des matériaux non métalliques tels que le caoutchouc et le plastique se retrouvent également dans les composants des compteurs, comme indiqué aux tableaux 3 et 4. Par exemple, les joints toriques des transducteurs d'un compteur à ultrasons et les diaphragmes d'un multimètre à diaphragme peuvent être faits de NBR, tandis que le plastique peut être utilisé pour le rotor d'un compteur à turbine. Les matériaux non métalliques sont utilisés non seulement dans les compteurs, mais aussi dans divers composants des infrastructures de gazoducs, y compris les compresseurs, les joints d'étanchéité, les soupapes, les actionneurs et les matériaux des canalisations. Les matériaux élastomères, tels que le NBR, sont aussi couramment utilisés dans des composants comme les joints d'étanchéité, les garnitures et les tuyaux souples de distribution. La perméabilité des matériaux, la stabilité physique, l'usure par friction, les effets des cycles rapides et la contamination des matériaux sont quelques-unes des préoccupations associées à l'exposition des matériaux non métalliques à l'hydrogène [96]. Il semble y avoir un manque de renseignements détaillés sur ces questions actuellement, mais Melania et coll. [30] indique que des polymères tels que le polyéthylène, le polychlorure de vinyle, le caoutchouc butyle, le polychloroprène, le caoutchouc styrène-butadiène, le fluorocarbone et le NBR peuvent démontrer une bonne compatibilité avec le transport d'hydrogène, tandis que d'autres polymères comme le caoutchouc naturel et le caoutchouc de silicone se limitent à une assez bonne compatibilité avec l'hydrogène.

Tableau 3 : Exemples de matériaux utilisés pour la fabrication d'un compteur à ultrasons commercial (adapté de [78])

Pièce du compteur	Exemples de matériaux
Corps et bride	Acier au carbone
	Acier inoxydable
	Acier inoxydable duplex
Joints toriques des supports et fixations des transducteurs	Caoutchouc nitrile-butadiène (NBR)
Supports et fixations des transducteurs	Acier inoxydable
	Alliage de nickel

Tableau 4 : Autres exemples de matériaux utilisés pour la fabrication d'un compteur, classés par type de compteur

Type de compteur	Exemples de matériaux	Référence
Compteur à orifice calibré	Plaque à orifice : acier inoxydable, alliage de nickel et de cuivre, et acier au carbone	[88]
Compteur à turbine	▪ Matériaux du corps : fonte d'aluminium, acier moulé ou aciers ▪ Rotor : plastique ou métal (aluminium)	[89], [90]
Compteur à déplacement rotatif	▪ Boitier du compteur : alliage d'aluminium ▪ Pistons : alliage d'aluminium ▪ Roues de synchronisation : acier inoxydable	[91]
Compteur à tourbillon	▪ Acier inoxydable ▪ Alliages de nickel ▪ Acier au carbone forgé et acier au carbone moulé ▪ Acier inoxydable duplex	[92]
Compteur à diaphragme	▪ Boitier : acier, aluminium et fonte ▪ Diaphragme : élastomères tels que NBR	[93]
Compteur thermique	▪ Boitier : alliages d'aluminium ▪ Tube de sonde : acier inoxydable	[94]
Débitmètre de Coriolis	▪ Acier inoxydable ▪ Alliage de nickel ▪ Super duplex	[95]

3.2 Règlements, codes et normes

Les discussions relatives aux matériaux, aux composants et aux répercussions de l'hydrogène de la section 3.1 mentionnent plusieurs normes et codes applicables. Ces normes et codes comprennent la série CSA Z245, ASME B31.12 [10], ISO/TR 15916 [77] et CSA Z662 [4], et précisent les exigences relatives aux matériaux et composants en fonction des services prévus. Cette section dresse en outre des listes non exhaustives de normes et de codes, ainsi que les règlements relatifs aux applications d'hydrogène et de mélange d'hydrogène afin d'établir des considérations relatives aux matériaux lors de la conversion de l'infrastructure de gaz naturel au transport d'hydrogène et de mélange d'hydrogène.

3.2.1 Normes pertinentes pour les applications d'hydrogène et de mélange d'hydrogène

L'article 17 de la norme CSA Z662 [4] énonce des dispositions supplémentaires propres au transport d'hydrogène gazeux pour les pipelines neufs ou convertis destinés au transport d'hydrogène ou de mélange d'hydrogène. La norme exige des exploitants qu'ils procèdent à des évaluations techniques portant sur divers sujets tels que la sélection des matériaux et la conception des pipelines afin de tenir compte des potentiels effets indésirables de l'hydrogène sur les matériaux des pipelines. La norme CSA Z662 [4] cite également la norme ASME B31.12 [10] ou le supplément 2 de la norme IGEM/TD/1 [97] comme directive supplémentaire pour la conception, la construction, les essais, l'exploitation et l'entretien des pipelines pour le transport d'hydrogène. En plus de la norme CSA Z662 [4], d'autres normes de cet organisme sont pertinentes pour les applications d'hydrogène et de mélange d'hydrogène, dont une liste non exhaustive est présentée au tableau 5. La norme CSA Z662 [4] permet l'utilisation de composants conformément aux exigences des normes CSA Z245.1 [5] pour les tuyaux d'acier, CSA Z245.11 [14] pour les raccords d'acier, CSA Z245.12 [36] pour les brides d'acier et CSA Z245.15 [43] pour les soupapes en acier. La norme précise des dispositions supplémentaires propres à l'application, comme le transport de gaz naturel.

La norme ASME B31.12 [10] est généralement mise à profit comme norme pour les hydrogénoducs à haute pression. L'annexe A non obligatoire de la norme ASME B31.12 [10] fait également référence à l'EIGA Doc 121 [20] comme ligne directrice sur la personnalisation de la métallurgie des aciers au carbone pour le transport d'hydrogène et aux règles de l'art pour les gazoducs. Elle présente des considérations de précaution facultatives pour la conception technique du transport d'hydrogène, sauf si les exigences particulières de la norme mentionnent une indication contraire. Bien qu'elle soit citée dans certaines normes nationales à l'échelle mondiale, elle semble optionnelle dans la réglementation relative aux pipelines contenant de l'hydrogène dans quelque territoire que ce soit au Canada, comme il est mentionné à la section 3.2.2. Outre la norme ASME B31.12 [10] et celles de la CSA, d'autres normes et codes concernant les applications d'hydrogène et de mélange d'hydrogène sont répertoriés dans le tableau 6.

Certaines exigences de la norme CSA Z662 [4] et de la série CSA Z245, concernant le transport de gaz naturel, peuvent différer des normes de transport d'hydrogène telles que la norme ASME B31.12 [10], abordée en détail dans la section 3.3. Les différences entre les normes ASME B31.12 [10] et CSA Z662 [4] devraient être repérées et évaluées davantage afin de déterminer s'il existe des solutions de rechange, ou encore des évaluations techniques pourraient être menées plutôt que de satisfaire les exigences des normes relatives à l'hydrogène. De plus, d'autres normes et codes tels que ISO/TR 15916 [77], EIGA Doc 121 [20] et IFGC [16] énoncent des considérations relatives au transport d'hydrogène, comme les matériaux jugés appropriés à cet effet.

En ce qui concerne les matériaux des compresseurs, les compresseurs destinés à être utilisés avec le gaz naturel sont généralement conformes aux spécifications décrites dans les normes API 617 [72] et API 618 [79]. Cependant, la conception et les matériaux utilisés en pratique peuvent varier d'un fabricant à l'autre, et des applications particulières peuvent nécessiter des exigences supplémentaires précisées par les utilisateurs. Les normes API 617 [72] et API 618 [79] énoncent certaines dispositions à propos du transport d'hydrogène, dont il est question à la section 3.1.3, qui devraient être prises en compte lors de la modification des compresseurs originalement conçus pour le gaz naturel et qui seront utilisés avec de l'hydrogène ou des mélanges d'hydrogène. La conception des compresseurs peut varier considérablement et, par conséquent, les exploitants devraient demander aux fabricants de procéder à une évaluation plus approfondie afin de s'assurer qu'ils conviennent à l'application prévue.

En ce qui concerne les revêtements des canalisations, la conversion au transport d'hydrogène peut également avoir une incidence sur les revêtements conçus pour répondre aux exigences des normes CSA Z245.20 [98] et CSA Z245.30 [99]. Les répercussions de l'hydrogène sur les revêtements vont toutefois au-delà du cadre de la présente étude, mais sont traitées dans un autre rapport de recherche de la CSA [100].

Tableau 5 : Normes pertinentes de la CSA pour les applications d'hydrogène et de mélange d'hydrogène adoptées dans la réglementation canadienne

Norme	Dernière année de publication
CSA Z662 [4] *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz*	2023
CSA Z245.1 [5] *Steel pipe*	2022
CSA Z245.6 [105] *Coiled aluminum line pipe and accessories*	2021
CSA Z245.11 [14] *Steel fittings*	2022
CSA Z245.12 [36] *Steel flanges*	2021
CSA Z245.15 [43] *Steel valves*	2022
CSA Z245.20 [98] *Plant-applied external coatings for steel pipe*	2022
CSA Z245.30 [99] *Field-applied external coatings for steel pipeline systems*	2018

Tableau 6 : Normes et codes pertinents autres que ceux de la CSA pour les composants de réseaux de pipelines d'hydrogène et de mélange d'hydrogène

Norme	Année de publication	Pays d'adoption	Exigences de matériaux pour l'hydrogène
ASME B31.12 [10] *Hydrogen Piping and Pipelines*	2019	International	Oui
EIGA Doc 121 [20] *Hydrogen Transportation Pipelines* **Note :** l'EIGA Doc 121 a été préparé et est destiné à être utilisé par tous les membres de *l'International Harmonization Council : AIGA, CGA, EIGA et JIMGA*, avec des versions régionales de l'AIGA 033 [102], et de la CGA G-5.6 [103]	2014	International	Oui
IGEM/TD/1 Supplement 2 [97] *High Pressure Hydrogen Pipelines*	2021	Royaume-Uni	Oui Cite la norme ASME B31.12 [10]
IGEM/TD/3 Supplement 1 [104] *Repurposing of Natural Gas (NG) pipelines with MOP not exceeding 7 bar for NG/Hydrogen blends*	2022	Royaume-Uni	Oui
IGEM/TD/13 Supplement 1 [105] *Pressure regulating installations for Natural Gas/Hydrogen blended mixtures at pressures not exceeding 7 bar*	2021	Royaume-Uni	Oui
ISO 23555-1 [106] *Gas pressure safety and control devices for use in gas transmission, distribution and installations for inlet pressures up to and including 10 MPa — Part 1: General requirements*	2022	International	Oui Jusqu'à 10 % d'hydrogène
ISO 23555-2 [107] *Gas pressure safety and control devices for use in gas transmission, distribution and installations for inlet pressures up to and including 10 MPa — Part 2: Gas pressure regulator*	2021	International	Oui Jusqu'à 10 % d'hydrogène
ISO/TR 15916 [77] Considérations fondamentales pour la sécurité des systèmes à l'hydrogène	2015	International	Oui
***International Fuel Gas Code (IFGC)* [16]**	2021	International	Oui
API Std 617 [72] *Axial and Centrifugal Compressors and Expander-compressors*	2022	International	Oui
API Std 618 [79] *Reciprocating Compressors for Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services*	2016	International	Oui
ANSI/NACE MR0175/ISO 15156 [108] Industries du pétrole et du gaz naturel – Matériaux pour utilisation dans des environnements contenant de l'hydrogène sulfuré (H_2S) dans la production de pétrole et de gaz	2021	International	Non

3.2.2 Réglementation canadienne

Au Canada, les pipelines sont réglementés par les gouvernements fédéral ou provincial. Ceux qui traversent les frontières provinciales ou fédérales sont réglementés au fédéral par la Régie de l'énergie du Canada (REC). Ceux qui ne traversent pas de frontières provinciale ou fédérale sont réglementés par les organismes de réglementation provinciaux. Les règlements fédéraux et provinciaux au Canada ne font actuellement aucune référence particulière aux hydrogénoducs ou aux pipelines de mélange d'hydrogène, mais ils renvoient généralement tous à la norme CSA Z662 [4] pour la conception, la construction, l'exploitation, la modification, l'arrêt et la cessation d'exploitation des pipelines. Les matériaux et les composants mentionnés dans ce rapport font l'objet de références à la norme CSA Z662 [4]; toute lacune technique ne peut être traitée qu'en apportant des mises à jour aux normes.

3.2.2.1 Réglementation fédérale

Les pipelines sous réglementation fédérale sont tenus de respecter les exigences du *Règlement sur les pipelines terrestres (RPT) DORS/99-294* [109]. Le RPT ne fait pas spécifiquement référence aux hydrogénoducs ou aux pipelines de mélange d'hydrogène; toutefois, il stipule que la conception, la construction, l'exploitation ou la cessation d'exploitation des pipelines qui transportent des hydrocarbures liquides ou gazeux doivent être conformes à la norme CSA Z662 [4]. L'article 17 de la norme CSA Z662 [4] énonce des dispositions supplémentaires propres au transport d'hydrogène gazeux pour les pipelines neufs ou convertis destinés au transport d'hydrogène ou de mélange d'hydrogène.

3.2.2.2 Réglementation provinciale

Les pipelines réglementés par les provinces sont tenus de respecter les règlements provinciaux indiqués au tableau 7.

3.3 Propositions visant à combler les lacunes identifiées dans les normes soutenant le réseau canadien de pipelines

Une liste des lacunes à combler, basée sur les notions abordées à la section 3.1 et sur les règlements, codes et normes présentés à la section 3.2 est dressée au tableau 8. Le niveau de priorité attribué à chaque lacune, abordées en détail dans les sections 3.3.1 à 3.3.13, dépend de l'urgence, de l'importance et de la faisabilité. Il existe des différences entre les exigences des normes généralement utilisées pour la construction de réseaux de gazoducs au Canada et celles des normes relatives à l'hydrogène telles que la norme ASME B31.12 [10]. Une liste exhaustive de ces différences n'entre pas dans le cadre de la présente étude; toutefois, cette section mentionne certaines différences importantes. Là où la norme ASME B31.12 [10] impose des exigences plus strictes, la CSA peut envisager d'évaluer si ces exigences s'appliquent à un mélange à faible teneur en hydrogène, à des pipelines à basse pression ou aux deux, qui aboutit à une faible pression partielle d'hydrogène. Cette évaluation devrait déterminer précisément le seuil auquel les exigences propres à l'hydrogène deviennent pertinentes. Les lacunes hautement prioritaires dans le tableau 8 représentent des sujets qui comportent une incidence sur une partie importante de l'infrastructure de gaz naturel existante au Canada, qui pourraient faire obstacle à la conversion au transport d'hydrogène, ou les deux. Les lacunes de priorité moyenne, indiquées dans le tableau 8, demeurent importantes pour accélérer le développement de l'économie de l'hydrogène, mais ne constituent peut-être pas des obstacles problématiques et peuvent être comblées au moyen d'évaluations techniques au cas par cas.

Tableau 7 : Résumé des règlements provinciaux canadiens relatifs aux pipelines

Province	Organisme de réglementation	Loi/règlement	Description
Colombie-Britannique	*British Columbia Energy Regulator* (BCER)	*Energy Resources Activities Act (SBC 2008, c 36) [110] / Pipeline Regulation (BC Reg 281/2010)* [111]	Aucune référence particulière aux pipelines d'hydrogène ou de mélange d'hydrogène. Exige des détenteurs de permis de concevoir, de construire, d'exploiter, d'entretenir, de mettre hors service, de remettre en service ou de cesser l'exploitation conformément à la norme CSA Z662 [4]. En vertu du projet de loi 37, *Energy Statutes Amendment Act*, 2022, les définitions de « ressource énergétique » et de « gaz naturel » selon l'*Energy Resources Activities Act* (anciennement Oil and Gas Act) ont été ajoutées ou modifiées pour inclure l'hydrogène.
Alberta	*Alberta Energy Regulator (AER)*	Pipeline Act (Revised Statutes of Alberta 2000 c P-15) [112] / Pipeline Rules (Alberta Regulation 91/2005) [113]	Aucune référence particulière aux pipelines d'hydrogène ou de mélange d'hydrogène. Exige des détenteurs de permis de concevoir, de construire, d'exploiter, entretenir, de mettre hors service, de remettre en service ou de cesser l'exploitation conformément à la norme CSA Z662 [4].
Saskatchewan	*Ministry of the Economy*	The Pipelines Act (Statutes of Saskatchewan c P-12.1) [114] / The Pipelines Administration and Licensing Regulations (Statutes of Saskatchewan c P-12.1 Reg 2) [115] / Saskatchewan Pipelines Code (Directive PNG034) [116]	Aucune référence particulière aux pipelines d'hydrogène ou de mélange d'hydrogène. Exige que la conception, la construction, l'exploitation, la modification, l'arrêt et la cessation d'exploitation des pipelines soient conformes à la norme CSA Z662 [4].
Manitoba	Régie des services publics du Manitoba	Loi sur la Régie des services publics (c. P280 de la C.P.L.M.) [117], Loi sur les gazoducs (c. G50 de la C.P.L.M.) [118] / Loi sur le pétrole et le gaz naturel (c. O34 de la C.P.L.M.) [119] / Règlement sur le forage et la production de pétrole (R.M. 111/94) [120]	Aucune référence particulière aux pipelines d'hydrogène ou de mélange d'hydrogène. La Loi sur la Régie des services publics et la Loi sur les gazoducs exigent l'adoption des codes, normes ou règlements pertinents préparés et publiés par l'Association canadienne de normalisation (CSA). L'ordonnance nº 178/19 exige que les exploitants se conforment à la norme CSA Z 662:19 [121]. La loi *Oil and Gas Act* ne contient aucune référence spécifique aux hydrogénoducs ou aux pipelines de mélange d'hydrogène ni aucune référence à la CSA ou à d'autres normes. Les règlements pris en vertu de la loi *Oil and Gas Act* s'appliquent aux pipelines et aux conduites d'écoulement (forage et production); aucune référence n'a été trouvée aux pipelines de transport ou de distribution.
Ontario	Commission de l'énergie de l'Ontario/Office des normes techniques et de la sécurité	Loi de 2000 sur les normes techniques et la sécurité (L.O. 2000, chap. 16) [122] / Oil and Gas Pipeline Systems CAD Amendment (FS-253-20) [123] / Oil and Gas Pipeline Systems (Ontario Regulation 210/01) [124]	Aucune référence particulière aux pipelines d'hydrogène ou de mélange d'hydrogène. Le *Oil and Gas Pipeline Systems Code Adoption Document* exige que les sociétés se conforment à la norme CSA Z 662:19 [121].

Province	Organisme de réglementation	Loi/règlement	Description
Québec	Régie de l'énergie du Québec	Règlement sur les licences d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures et sur l'autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline (RLRQ, chapitre S-34.1, r. 3) [125]	Aucune référence particulière aux pipelines d'hydrogène ou de mélange d'hydrogène. Exige que tout détenteur d'autorisation qui conçoit, construit, utilise, entretient ou cesse temporairement ou définitivement d'utiliser un pipeline se conforme à la norme CSA Z662 [4].
Nouveau-Brunswick	Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick	Loi de 2005 sur les pipelines (ch. P-8.5) [126]/ Règlement sur les pipelines (Règl du N-B 2006-2) [127]	Aucune référence particulière aux pipelines d'hydrogène ou de mélange d'hydrogène. Exige des détenteurs de permis de concevoir, de construire, d'exploiter, d'entretenir, de mettre hors service, de remettre en service ou de cesser l'exploitation des pipelines qui transportent des minéraux ou des hydrocarbures liquides ou gazeux conformément à la norme CSA Z662 [4].
Nouvelle-Écosse	*Nova Scotia Utility and Review Board*	Pipeline Act [128] (R.S., c. 345, s. 1.)/Pipeline Regulations [129] (Nova Scotia) (N.S. Reg. 199/2004)	Aucune référence particulière aux pipelines d'hydrogène ou de mélange d'hydrogène. Exige des détenteurs de permis de concevoir, de construire, d'exploiter, d'entretenir, de mettre hors service, de remettre en service ou de cesser l'exploitation des pipelines qui transportent des hydrocarbures liquides ou gazeux conformément à la norme CSA Z662 [4].
Terre-Neuve-et-Labrador	S.O.	S.O.	Il n'y a pas de gazoducs dans cette province [130]. La Loi sur le pétrole et le gaz naturel ne s'applique pas à la distribution terrestre par pipeline [131].
Île-du-Prince-Édouard	S.O.	S.O.	Cette province n'est pas reliée à un réseau de distribution de gaz naturel [130]. La *Oil and Natural Gas Act* ne s'applique pas à la distribution terrestre par pipeline [131].
Territoires du Nord-Ouest	Bureau de l'organisme de réglementation des opérations pétrolières et gazières	Loi sur les opérations pétrolières (LTN-O 2014, c 14) [132]	Aucune référence spécifique aux hydrogénoducs ou aux pipelines de mélange d'hydrogène ou à la norme CSA Z662. Plusieurs pipelines actifs dans les Territoires du Nord-Ouest sont réglementés par la REC. Une société de distribution locale est réglementée par la Régie des entreprises de service public des Territoires du Nord-Ouest [130].
Yukon	S.O.	S.O.	Ce territoire n'a pas de gazoducs actuellement en service [130].
Nunavut	S.O.	S.O.	Ce territoire n'a pas de gazoducs [130].

Tableau 8 : Liste des lacunes et recommandations pour la recherche et la normalisation

Lacunes et recommandations	Priorité	Abordée dans la section
Hydrogène – Mélanges de gaz naturel à faible pression partielle d'hydrogène	Élevée	3.3.1
Tubes de canalisation, raccords, brides et soupapes		
Essais de résilience Charpy à entaille en V	Élevée	3.3.2
Dureté des matériaux	Élevée	3.3.3
Nuance du matériau basée sur la SMYS	Élevée	3.3.4
Résistance à la traction	Élevée	3.3.5
Tuyauterie de poste		
Les normes existantes ne fournissent pas de directives détaillées ni de règles normatives pour la tuyauterie des postes de gaz naturel-hydrogène mélangé	Moyenne	3.3.6.1
Différences dans les calculs de pression nominale entre les normes CSA Z662 [4], ASME B31.3 [57], and ASME B31.12 [10]	Élevée	3.3.6.2
Appareillage de compression		
Évaluation des répercussions de l'hydrogène sur les matériaux des pièces du compresseur	Élevée	3.3.7
Matériaux à haute résistance et dureté dans les compresseurs centrifuges	Élevée	3.3.8
Température de refoulement élevée dans les compresseurs alternatifs	Moyenne	3.3.9
Matériaux de fabrication des pièces des appareils moteurs des compresseurs	Élevée	3.3.10
Compteurs		
Évaluation de l'adéquation des matériaux des compteurs de gaz pour le transport d'hydrogène et des répercussions de l'hydrogène sur les performances de mesure des compteurs	Élevée	3.3.11
Application de compteur de gaz à faible contrainte avec des matériaux jugés inacceptables par les normes relatives à l'hydrogène	Élevée	3.3.12
Normes ASME B31.12 [10] et AMPP/NACE MR0175 [108] relatives aux applications de compteur de gaz	Élevée	3.3.13

3.3.1 Hydrogène – Mélanges de gaz naturel à faible pression partielle d'hydrogène

L'article 17.3.2 de la norme CSA Z662 [4] définit un pipeline de mélange d'hydrogène comme un gazoduc avec ajout d'hydrogène. Cette définition englobe une large gamme de concentration d'hydrogène dans le mélange d'hydrogène et de gaz naturel, allant d'une quantité infime à de l'hydrogène presque pur. La norme CSA Z662 [4] exige une évaluation technique avant d'introduire de l'hydrogène dans un pipeline existant et cite également la norme ASME B31.12 [10] ou le supplément 2 de la norme IGEM/TD/1 [97] pour des directives supplémentaires concernant les hydrogénoducs.

La norme ASME B31.12 [10] exclut les gaz contenant moins de 10 % d'hydrogène en volume (PL-1.3), ce qui suggère que les directives ne s'appliquent pas aux mélanges de gaz avec une concentration inférieure à 10 %. Par ailleurs, le supplément 2 de l'IGEM/TD/1 [97] mentionne l'absence de preuve soutenant que

les mélanges contenant jusqu'à 10 % d'hydrogène en volume ne dégradent pas les matériaux. La norme considère le risque comme faible. [97].

Du point de vue de l'adéquation des matériaux, il a également été démontré que la pression du réseau, en plus de la concentration d'hydrogène, influence les effets de l'hydrogène sur les matériaux des tubes. Par conséquent, la concentration d'hydrogène en elle-même peut ne pas en caractériser pleinement les effets potentiels. La pression partielle dans le mélange devrait être utilisée pour l'évaluation de l'adéquation du matériau. Il a été démontré que les matériaux des tubes en acier au carbone subissent les effets néfastes de l'hydrogène à de faibles pressions partielles [73], [133], ce qui pourrait résulter de pressions de réseau élevées et de faibles concentrations d'hydrogène. Par conséquent, le transport à faible concentration d'hydrogène risque de compromettre l'intégrité des matériaux. De plus, la quantité insuffisante d'informations concernant les essais relatifs aux effets néfastes de l'hydrogène à de faibles pressions partielles sur les matériaux des tuyaux est actuellement considérée comme un manque de données et de connaissances dans l'industrie.

Recommandation

Pour combler cette lacune, il conviendrait, avec l'avancée des recherches, d'élaborer des directives sur le transport de mélange d'hydrogène à faible pression partielle, y compris dans les prochaines versions de la norme CSA Z662. Ces directives sont cruciales pour l'industrie, en particulier au cours des premières étapes du déploiement de l'hydrogène, où les projets sont susceptibles de transporter des mélanges d'hydrogène à une concentration d'hydrogène plus faible, en partie à cause des facteurs émergents de l'offre et de la demande.

3.3.2 Essais de résilience Charpy à entaille en V

L'utilisation courante de la valeur d'énergie absorbée, déterminée par les essais de résilience Charpy à entaille en V, permet d'estimer la ténacité à la rupture du matériau, qui contribue à sa résistance à la fissuration. Diverses normes, y compris les normes API Spec 5L [3], ASME B31.12 [10] et la série CSA Z245, utilisent l'essai de résilience Charpy à entaille en V comme indicateur de la robustesse des matériaux. De plus, le supplément 2 de la norme IGEM/TD/1 [97] exige l'utilisation de l'énergie Charpy absorbée pour estimer la ténacité à la rupture en l'absence d'autres essais pour le transport de mélange d'hydrogène. Une lacune dans les normes en vigueur a été repérée : malgré l'utilisation des essais Charpy dans ces normes, y compris celles relatives au transport d'hydrogène, plusieurs études ont démontré que les corrélations entre les propriétés d'impact et la ténacité à la rupture pour l'évaluation de la fissuration assistée par l'hydrogène ne sont pas appropriées [134], [135] indiquant un écart entre la recherche de pointe et les normes existantes.

Recommandation

Afin de remédier à cette lacune et de guider les futures mises à jour pertinentes des normes CSA Z662 [4] et CSA Z245, les comités de la CSA devraient envisager d'évaluer la pertinence d'utiliser les essais de résilience Charpy à entaille en V pour estimer la ténacité à la rupture du matériau dans le transport d'hydrogène ou de mélange d'hydrogène. S'ils déterminent qu'elle n'est pas appropriée pour estimer la ténacité à la rupture du matériau dans de telles conditions de service, ils pourraient songer à l'utilisation d'autres méthodes, comme les essais d'écartement critique à fond de fissure (CTOD) ou d'éprouvette de traction à entaille latérale (SENT), afin d'aider les exploitants à évaluer la compatibilité des matériaux avec l'hydrogène. Il convient de noter que les deux normes relatives à l'hydrogène citées à l'article 17 de la norme CSA Z662 [4] pour référence ultérieure (c.-à-d., la norme ASME B31.12 [10] et le supplément 2 de la norme IGEM/TD/1 [97]) utilisent actuellement les essais de résilience Charpy à entaille en V pour estimer la ténacité à la rupture des matériaux. S'ils déterminent que l'utilisation des essais Charpy est adéquate, l'analyse comparative des exigences de ces essais dans l'ensemble de ces normes, qui sont décrites plus en détail dans les sections 3.3.2.1 à 3.3.2.3 devrait être considérée.

3.3.2.1 Métal de base

En ce qui a trait aux tubes de canalisation en acier, les exigences relatives au métal de base du corps du tube, présentées au tableau 5.1 de la norme CSA Z662 [4], sont conformes aux articles 8.4.3 et 8.4.4.2 de la

norme CSA Z245.1 [5], lesquels permettent l'utilisation des deux catégories (cat. I et cat. II) pour le transport de gaz, sous réserve des exigences relatives à l'énergie Charpy absorbée indiquées ci-dessous :

- Cat. I – aucune exigence
- Cat. II – 27 J (diamètre extérieur inférieur à 457 mm), 40 J (diamètre extérieur supérieur ou égal à 457 mm)

L'énergie Charpy absorbée minimale requise spécifiée dans la norme ASME B31.12 [10] dépend de la contrainte annulaire, de l'épaisseur de la paroi du tube et de son diamètre, mais les valeurs calculées tendent à être inférieures à 20 J pour une contrainte annulaire allant jusqu'à 60 % de la SMYS. Par conséquent, si la catégorie II est utilisée, l'exigence de la norme ASME B31.12 [10] pour l'énergie Charpy absorbée minimale du métal de base peut être inférieure (c.-à-d., moins stricte) que les exigences des normes CSA Z662 [4] et CSA Z245.1. Toutefois, si un tube de catégorie I conforme à la norme CSA Z245.1 [5] est utilisé, une comparaison des propriétés d'impact avec la norme ASME B31.12 [10] sera impossible et nécessitera une vérification du matériau.

À propos des raccords, l'article 9.3.4.1 de la norme CSA Z245.11 [14] exige une énergie Charpy absorbée minimale de 18 J pour les nuances d'acier au carbone inférieures à 359, et 27 J pour les nuances 359 ou supérieures, d'après des éprouvettes pleine grandeur. Pour les brides, l'article 9.3.4.1 de la norme CSA Z245.12 [36] exige une énergie Charpy absorbée minimale de 27 J pour toutes les tailles. Pour les soupapes, aucune valeur minimale n'est spécifiée dans la norme CSA Z245.15 [43], mais l'article 5.2.3.2 de la norme CSA Z662 [4] exige un minimum de 18 J pour les composants de soupape sous pression dont la nuance est inférieure à 359 et de 27 J pour une nuance 359 ou supérieure.

Recommandation

Afin de guider les futures mises à jour pertinentes des normes CSA Z662 [4] et CSA Z245, concernant l'énergie Charpy absorbée minimale requise, un examen plus approfondi des valeurs appropriées pour les tubes de canalisation, les raccords, les brides et les soupapes utilisées pour le transport d'hydrogène ou de mélange d'hydrogène devrait être effectué. Cela peut être fait, par exemple, en comparant :

- la mesure d'énergie Charpy absorbée du matériau,
- les exigences minimales spécifiées par les normes pertinentes, et
- l'aptitude au service du matériau au moyen d'une évaluation technique comprenant la mesure de la ténacité à la rupture à l'aide d'essais CTOD ou SENT dans un environnement d'hydrogène.

Des données supplémentaires seront également présentées au fur et à mesure que les exploitants continueront de recueillir des renseignements dans le cadre de l'exigence d'évaluation technique décrite à l'article 17 de la norme CSA Z662 [4] lorsqu'ils réaffectent des infrastructures existantes au transport d'hydrogène ou de mélange d'hydrogène. Une fois ces nouvelles données disponibles, une exigence normative d'énergie Charpy absorbée minimale pourrait être établie.

3.3.2.2 Cordon de soudure de tube et zone thermiquement affectée

L'article 8.5 de la norme CSA Z245.1 [5] précise les exigences d'énergie Charpy absorbée minimale pour les cordons de soudure de tubes et les zones thermiquement affectées. Pour les tubes de catégorie II soudés à l'arc submergé, avec une température d'essai inférieure à -5 °C, l'exigence est de 18 J. Pour les mêmes tubes, à la même température d'essai, mais joints par soudure électrique, la zone concernée devrait avoir une énergie absorbée minimale de 27 J pour un diamètre extérieur inférieur 457 mm et de 40 J pour un diamètre extérieur supérieur ou égal à 457 mm. De plus, un minimum de 18 J est requis pour la ligne de fusion de soudure. En revanche, la norme ASME B31.12 [10] exige une énergie Charpy absorbée minimale de 27 J pour les cordons de soudure et la zone thermiquement affectée selon l'article PL-3.7.1 (-f). Par conséquent, les tubes de canalisation fabriqués conformément aux exigences minimales de la norme CSA Z245.1 [5] ne répondent pas aux exigences de la norme ASME B31.12 [10] (plus précisément la ligne de fusion de soudure pour les tubes soudés électriquement).

Recommandation

Afin de guider les futures mises à jour pertinentes des normes CSA Z662 [4] et CSA Z245, concernant l'énergie Charpy absorbée minimale requise, un examen plus approfondi des valeurs appropriées pour les soudures et la zone thermiquement affectée des tubes de canalisation, les raccords, les brides et les soupapes utilisées pour le transport d'hydrogène ou de mélange d'hydrogène devrait être effectué. Cela peut être fait, par exemple, en comparant :

- la mesure d'énergie Charpy absorbée du matériau,
- les exigences minimales spécifiées par les normes pertinentes, et
- l'aptitude au service du matériau au moyen d'une évaluation technique comprenant la mesure de la ténacité à la rupture à l'aide d'essais CTOD ou SENT dans un environnement d'hydrogène.

Des données supplémentaires seront également présentées au fur et à mesure que les exploitants continueront de recueillir des renseignements dans le cadre de l'exigence d'évaluation technique décrite à l'article 17 de la norme CSA Z662 [4] lorsqu'ils réaffectent des infrastructures existantes au le transport d'hydrogène ou de mélange d'hydrogène. Une fois ces nouvelles données disponibles, une exigence normative d'énergie Charpy absorbée minimale pourrait être établie.

3.3.2.3 Joints circulaires

Pour le transport du gaz naturel, la norme CSA Z662 [4] n'exige pas la collecte de données d'énergie Charpy absorbée ni de valeurs minimales pour les joints circulaires dans les pipelines, à l'exception du transport d'hydrogène ou de mélange d'hydrogène, comme décrit à l'article 17 de la norme CSA Z662. Par conséquent, les exploitants des gazoducs existants construits conformément aux exigences minimales de la CSA Z662 [4] pour le transport du gaz naturel peuvent ne pas disposer de comptes rendus de ces données cruciales et les matériaux pourraient déroger aux dispositions relatives au transport d'hydrogène ou de mélange d'hydrogène mentionnées à l'article 17 de la norme CSA Z662 [4] et aux normes relatives à l'hydrogène, comme la norme ASME B31.12 [10].

L'article 17, tableau 17.1 de la norme CSA Z662 [4] exige que les exploitants évaluent l'adéquation de la ténacité à la rupture des soudures pour le transport, ainsi que le risque de fragilisation par l'hydrogène (p. ex., en menant des essais Charpy), mais ne fournit aucun détail sur les exigences.

Recommandation

Pour guider les mises à jour futures de la norme CSA Z662 [4], les comités de la CSA devraient envisager de fournir des détails sur les exigences relatives à l'énergie Charpy absorbée, y compris les valeurs minimales requises et les emplacements (p. ex., métal de soudure et zone thermiquement affectée). Comme pour les sections 3.3.2.1 et 3.3.2.2, cela pourrait être fait en comparant :

- la mesure d'énergie Charpy absorbée du matériau,
- les exigences minimales spécifiées par les normes pertinentes, et
- l'aptitude au service du matériau au moyen d'une évaluation technique comprenant la mesure de la ténacité à la rupture à l'aide d'essais CTOD ou SENT dans un environnement d'hydrogène.

Des données supplémentaires seront également présentées au fur et à mesure que les exploitants continueront de recueillir des renseignements dans le cadre de l'exigence d'évaluation technique décrite à l'article 17 de la norme CSA Z662 [4] lorsqu'ils réaffectent des infrastructures existantes au le transport d'hydrogène ou de mélange d'hydrogène. Une fois ces nouvelles données disponibles, une exigence normative d'énergie Charpy absorbée minimale pourrait être établie.

3.3.3 Dureté des matériaux

Comme mentionné dans un rapport de recherche de la CSA sur les répercussions de l'hydrogène sur les canalisations [6], une dureté marquée de l'acier pourrait indiquer une microstructure martensitique (un type de structure cristalline), celle qui est la plus vulnérable à la fragilisation par l'hydrogène. Les exigences relatives à la dureté maximale varient selon les normes, comme cela est indiqué ci-dessous.

Conformément à la norme CSA Z245.1, la dureté maximale admissible dans la zone de cordon de soudure des tubes, indiquée à l'article 5.4.4.2, est de 24 HRC pour le transport de gaz non sulfureux. Toutefois, pour les nuances de 483 ou plus, la dureté maximale autorisée, indiquée à l'article 5.4.4.3, est de 30 HRC. Dans le cas d'un tuyau joint par soudure électrique ayant un diamètre extérieur de 323,9 mm ou plus, la dureté superficielle maximale dans le corps du tuyau est une dureté Vickers (HV) de 225, tandis que dans le cordon de soudure, elle passe à 300 HV (conformément à l'article 11.5.7). Pour le transport de gaz sulfureux, le métal de soudure et la zone thermiquement affectée figurant sur la qualification des modes opératoires de soudage devraient avoir une dureté maximale de 248 HV (spécifié à l'article 16.3). De plus, la dureté maximale autorisée pour le corps du tube est de 22 HRC (spécifié à l'article 16.4), et pour la zone de soudure de tube soudé électriquement, elle est de 248 HV (précisé à l'article 16.5).

Pour les raccords et les brides, la limite de dureté maximale est de 30 HRC (équivalente à environ 293 HV) à n'importe quel emplacement, conformément à l'article 9.4.1 de la norme CSA Z245.11 [14] et à l'article 9.4.1 de la norme CSA Z245.12 [36]. Pour les soupapes, la norme CSA Z245.15 [43] ne précise pas explicitement de limites de dureté pour le transport de gaz non sulfureux. En cas de transport de gaz sulfureux, elle renvoie à d'autres normes pertinentes telles que la norme ISO 15156-2 ou NACE MR0175/ISO 15156-2 [108]. Pour les soudures de qualification de mode opératoire dans le transport de gaz sulfureux, la norme CSA Z245.15 [43] fixe une limite maximale de 22 HRC ou 250 HV (article 10.5) et de 248 HV si la spécification ne comprend pas le traitement thermique après soudage (article 10.6).

Contrairement aux normes de la CSA mentionnées (CSA Z245.1 [5], CSA Z245.11 [14], CSA Z245.12 [36] et CSA Z245.15 [43]), celles relatives à l'hydrogène telles que la norme ASME B31.12 [10] imposent des exigences de dureté plus strictes. Si la dureté dépasse une dureté Brinell (BHN) de 225 (équivalente à 20 HRC et 227 HV), le piquage sur conduite en charge est interdit pour les tubes de canalisation. La limite de dureté mentionnée dans la norme ASME B31.12 [10] pour les soudures de production est de 237 BHN (équivalente à 241 HV et 22 HRC).

Recommandation

Afin de tenir compte des différentes exigences dans les normes relatives à l'utilisation d'hydrogène, les comités de la CSA devraient envisager l'évaluation et la détermination des limites de dureté de l'acier dans les futures mises à jour de leurs normes, une fois que les données recueillies dans le cadre des recherches seront disponibles.

3.3.4 Nuance du matériau basée sur la SMYS

Pour le transport de gaz non sulfureux, les normes CSA Z245.1 [5], CSA Z245.11 [14] et CSA Z245.12 [36] permettent l'utilisation de matériaux jusqu'à des nuances spécifiques : respectivement 825, 690 et 690. Cependant, les normes relatives aux hydrogénoducs, comme la norme ASME B31.12 [10], imposent des restrictions sur l'utilisation de matériaux dont la SMYS dépasse 552 MPa (c.-à-d., des matériaux ayant une nuance supérieure à 550) en raison de la plus grande susceptibilité des matériaux à haute résistance aux effets indésirables de l'hydrogène [10].

Recommandation

Les exploitants, en collaboration avec les organismes de recherche et les organismes d'élaboration de normes comme la CSA et l'ASME, devraient effectuer des évaluations supplémentaires des SMYS maximales. Il serait avantageux de procéder à des essais complémentaires sur des matériaux de tuyauterie à haute résistance, y compris les aciers ayant une nuance supérieure à 550. Ces données pourraient servir de fondement technique pour élaborer des directives supplémentaires relatives à la conversion pour le transport d'hydrogène ou de mélange d'hydrogène des infrastructures existantes construites avec des aciers à haute résistance, comme les gazoducs interprovinciaux.

3.3.5 Résistance à la traction

La norme ASME B31.12 [10] impose des limites de résistance à la traction des matériaux jusqu'à 758,4 MPa. Cependant, les normes CSA Z245.11 [14] et CSA Z245.12 [36] ne la limitent pas tandis que la norme CSA Z245.1 [5] la limite à 1 145 MPa pour l'acier de nuance 825.



« Les normes existantes ne comportent pas de directives détaillées ni de règles normatives pour le mélange gaz naturel-hydrogène. »

Recommandation

Les exploitants, en collaboration avec les organismes de recherche et les organismes d'élaboration de normes comme la CSA et l'ASME, devraient effectuer des évaluations complémentaires sur les limites maximales de résistance à la traction pour le transport d'hydrogène et de mélange d'hydrogène. Des essais avec des matériaux de canalisation ayant une résistance à la traction supérieure à 758,4 MPa dans un environnement d'hydrogène seraient utiles. Ces données pourraient servir de fondement technique pour élaborer des directives supplémentaires applicables à la conversion d'infrastructures existantes qui utilisent des aciers de résistance moyenne à élevée capables de dépasser la limite de résistance à la traction de 758,4 MPa.

3.3.6 Tuyauterie de poste

3.3.6.1 Les normes existantes ne comportent pas de directives détaillées ni de règles normatives pour le mélange gaz naturel-hydrogène

L'article 17 de la norme CSA Z662 [4] présente des considérations générales sur les réseaux de pipeline de mélange d'hydrogène, y compris des considérations supplémentaires relatives aux installations, mais ne précise pas de règles normatives pour la conception et l'exploitation de la tuyauterie de poste de mélange gaz naturel-hydrogène (p. ex., tuyauterie de poste pour le réseau de gaz combustible transportant un mélange gaz naturel-hydrogène à l'intérieur d'un poste de compression).

Recommandation

Une fois que l'industrie aura poussé plus loin ses essais et qu'un plus grand nombre de données sera disponible, de nouvelles directives détaillées ou règles normatives sur la tuyauterie de poste pour le transport de mélange d'hydrogène pourront être ajoutées dans la norme CSA Z662 [4], tant pour les infrastructures de gaz naturel nouvellement construites que converties.

3.3.6.2 Différences dans les calculs de pression nominale entre les normes CSA Z662, ASME B31.3 et ASME B31.12 pour la tuyauterie de poste

Une différence importante entre les normes CSA Z662 [4], ASME B31.3 [57] et ASME B31.12 [10] est le calcul de la pression nominale des tubes utilisé pour déterminer l'épaisseur minimale requise de la paroi. Chacune d'elles y intègre différentes variables, ce qui se traduit par des résultats de pression nominale et d'épaisseur de paroi inégaux : la norme CSA Z662 [4] utilise les variables uniques du facteur de conception F, du facteur d'emplacement L et du facteur de joint J; la norme ASME B31.3 [57] emploie la variable unique du facteur de réduction de la résistance des joints de soudure W; la norme ASME B31.12 [10] se sert de la variable unique du facteur de performance de matériau hydrogène M_f, qui diminue avec l'augmentation de la nuance et de la pression des tubes et qui peut amener une réduction de la pression jusqu'à 32,2 %. Non seulement les différents calculs mènent à des résultats variables, mais les différents facteurs utilisés pour les calculs peuvent faire que les exploitants ignorent quelle norme devrait être appliquée dans le processus de conception de la tuyauterie de poste contenant de l'hydrogène.

Recommandation

Pour remédier à ce manque de clarté, il faudrait envisager de fournir des lignes directrices explicites concernant la conception de la tuyauterie de poste contenant de l'hydrogène dans les futures mises à jour de la norme CSA Z662 [4].

3.3.7 Évaluation des répercussions de l'hydrogène sur les matériaux des pièces du compresseur

En plus des études concernant les effets de l'hydrogène sur le rendement du compresseur [87], il est également important d'évaluer les effets de l'hydrogène sur les matériaux utilisés dans les compresseurs. Cette évaluation est nécessaire pour assurer leur intégrité. À l'heure actuelle, il semble y avoir un manque de recherche dans ce domaine, bien que les fabricants d'origine participent activement à la recherche et au développement [136].

Comme il est mentionné à la section 3.1.3, le choix des matériaux pour les composants de compresseur peut varier en fonction de l'usage particulier, du fabricant d'origine et du lieu. Les normes de l'industrie, telles que la norme ASME B31.12 [10], ont établi des lignes directrices pour la sélection des matériaux convenant au transport d'hydrogène dans des tubes, mais un besoin de directives spécifiques pour les applications de compresseur dans le transport d'hydrogène et de mélange d'hydrogène existe. Le fonctionnement des compresseurs implique souvent des paramètres différents par rapport aux pipelines, comme des températures plus élevées (p. ex., 165 °C [137]) comparativement à la température d'exploitation type du réseau de pipelines, qui est généralement proche de la température ambiante du sol (p. ex., -5 à 25 °C [74], sauf immédiatement en aval du compresseur).

Recommandation

Pour remédier à l'absence de directives sur les matériaux des pièces de compresseur soumis aux conditions de fonctionnement régulier, les exploitants, les fabricants d'origine et les organismes de recherche devraient mener une étude comprenant des essais de matériaux en laboratoire dans un environnement d'hydrogène ainsi que des essais pilotes sur le terrain. Cette directive, une fois établie, pourrait être intégrée à des normes spécifiques telles que la norme API 617 [72].

3.3.8 Matériaux à haute résistance et dureté dans les compresseurs centrifuges

Comme il en est fait mention à la section 3.1.3.1, la norme API 617 [72] comporte des dispositions relatives aux matériaux utilisés pour le transport d'hydrogène. Plus précisément, il est interdit d'utiliser des matériaux dont la limite d'élasticité est supérieure à 827 MPa (120 000 lb/po^2) ou dont la dureté dépasse 34 HRC dans les applications d'hydrogène gazeux où la pression partielle d'hydrogène excède 689 kPa (100 lb/po^2) ou avec une concentration d'hydrogène supérieure au pourcentage molaire de 90 à toute pression. Une pression partielle d'hydrogène de 689 kPa correspond à 8 % d'hydrogène par volume dans un mélange gaz naturel-hydrogène à une pression normale de gazoduc (8 275 kPag). Par conséquent, pour un mélange d'hydrogène de 8 % ou plus, les exploitants de pipeline doivent évaluer la résistance et la dureté des matériaux dans les compresseurs pour la conversion de l'hydrogène. En dessous de 8 %, l'adéquation des matériaux devrait toujours être évaluée en raison de la fragilisation par l'hydrogène observée dans les matériaux, même à basse pression partielle d'hydrogène [73].

Recommandation

D'autres conseils ou solutions de rechange pour permettre la conversion au transport d'hydrogène des compresseurs conçus pour le gaz naturel, en particulier ceux qui ne répondent pas à ces exigences de limite d'élasticité et de dureté, devraient être développés par des organismes d'élaboration de normes telles que l'API et la CSA, en collaboration avec les fabricants d'origine et les organismes de recherche. Cela peut inclure des essais de matériaux en laboratoire dans un environnement d'hydrogène, ainsi que des essais pilotes approfondis sur le terrain.

3.3.9 Température de refoulement élevée dans les compresseurs alternatifs

Comme mentionné à la section 3.1.3.2, la norme API 618 [79] présente des directives propres au transport d'hydrogène à haute pression, comme la limite de température de refoulement prévue de 135 °C, que les compresseurs conçus pour le gaz naturel peuvent dépasser (p. ex., la température de refoulement maximale autorisée des compresseurs lubrifiés peut être aussi élevée que 165 °C [137]). Un exploitant

qui convertit un compresseur existant conçu pour le gaz naturel peut devoir abaisser la limite de haute température pour satisfaire à cette exigence, réduisant ainsi le taux de compression et la capacité du système.

Recommandation

Des conseils supplémentaires de la part des comités de la norme API 618 [79] sur cette exigence seraient utiles à l'industrie afin de permettre une conversion à l'hydrogène sécuritaire, fiable et adaptée. Ces conseils peuvent inclure une discussion concernant les matériaux plus et moins susceptibles aux effets indésirables de l'hydrogène sur les applications à haute température associées aux compresseurs. Des essais en laboratoire dans un environnement d'hydrogène à haute température ou des essais pilotes approfondis sur le terrain, ou les deux peuvent être nécessaires.

3.3.10 Matériaux de fabrication des pièces des appareils moteurs des compresseurs

Comme il en est fait mention à la section 3.1.3.3, les appareils moteurs des compresseurs (p. ex., les moteurs et les turbines à gaz naturel) peuvent être affectés par l'hydrogène, car leur carburant est généralement extrait du pipeline qui contient de l'hydrogène ou du mélange d'hydrogène.

La plupart des références évaluent les performances de l'appareil moteur avec de l'hydrogène, comme les émissions, la puissance de sortie et les problèmes de fonctionnement envisageables (p. ex., cognement du moteur à gaz), mais elles n'abordent pas spécifiquement les répercussions potentielles de l'hydrogène sur les matériaux de fabrication des pièces des appareils moteurs qui y sont exposées [87].

Certaines pièces communes des moteurs à gaz naturel utilisent des matériaux non recommandés par la norme ASME B31.12 [10] tels que des cylindres en fonte [81]. Toutefois, la norme porte sur la tuyauterie et les pipelines d'hydrogène, et elle n'est pas spécifique aux moteurs à gaz. Les conditions telles que les contraintes et la température auxquelles ces matériaux peuvent être soumis dans un moteur à gaz peuvent différer de celles d'un pipeline, comme une température beaucoup plus élevée (p. ex., 600 °C [138]) dans les moteurs à gaz comparativement aux pipelines qui fonctionnent à 30 °C [74].

Recommandation

Pour remédier à cette lacune, des directives sur les matériaux couramment utilisés dans les appareils moteurs à gaz naturel et leur adéquation pour le transport d'hydrogène à court et à long terme devraient être établies par les organismes de normalisation comme l'API et la CSA, en collaboration avec les fabricants d'origine et les organismes de recherche. De plus, étant donné que les essais pilotes sur le terrain en cours [139],[140] n'évaluent que les répercussions de l'hydrogène à court terme (en quelques heures), les connaissances sur les répercussions à long terme de l'hydrogène sur les matériaux des compresseurs sont déficientes et font l'objet de recherches supplémentaires, lesquelles pourront guider l'élaboration de dispositions pertinentes pour les normes. Cela peut inclure des essais en laboratoire ou des essais pilotes approfondis sur le terrain, ou les deux.

3.3.11 Évaluation de l'adéquation des matériaux des compteurs de gaz pour le transport d'hydrogène et les répercussions de l'hydrogène sur les performances de mesure des compteurs

La norme CSA Z662 [4] ne comprend pas de directives particulières concernant les matériaux de fabrication des compteurs de gaz utilisés dans le transport d'hydrogène et de mélange gaz naturel-hydrogène. De même, les normes ASME B31.12 [10] et ISO/TR 15916 [77] relatives à l'hydrogène ne comportent pas de spécifications pour les matériaux des compteurs de gaz, mais dressent une liste de ceux potentiellement acceptables et non acceptables dans le cadre du transport d'hydrogène.

Les discussions sur la pertinence des compteurs de gaz naturel pour le transport d'hydrogène dans la documentation scientifique sont principalement axées sur les effets de l'hydrogène sur les performances de mesure [87]. Comme la section 3.1.4 l'indique, les composants d'un compteur de gaz peuvent être fabriqués à partir de matériaux susceptibles aux effets indésirables de l'hydrogène, ce qui peut se répercuter sur l'intégrité du compteur.

L'ensemble des connaissances sur l'adéquation des matériaux des composants des compteurs continue

d'évoluer, et des recommandations normatives n'ont pas encore été établies. Par conséquent, les exploitants qui envisagent la conversion de leur infrastructure existante avec des compteurs de gaz qui utilisent des matériaux connus comme étant sensibles aux effets indésirables de l'hydrogène doivent évaluer l'adéquation de ces matériaux au cas par cas ou remplacer complètement les compteurs de gaz par des compteurs de gaz conçus spécialement pour le transport d'hydrogène. En raison de la variation des matériaux dans les compteurs, il peut être avantageux dans certains cas, de les remplacer directement par des compteurs compatibles avec l'hydrogène, si l'évaluation et les essais sont impraticables.

Recommandation

Les fabricants d'équipement d'origine et les organismes de recherche dans le domaine des compteurs de gaz devraient effectuer une évaluation plus poussée de l'adéquation des matériaux de compteurs pour le transport d'hydrogène dans diverses conditions d'exploitation (p. ex., haute et basse pression, pression partielle d'hydrogène élevée et faible), en plus d'évaluer les répercussions de l'hydrogène sur la précision des mesures des compteurs, ce qui pourrait servir de base à une normalisation future.

3.3.12 Application de compteur de gaz à faible contrainte avec des matériaux jugés inacceptables par les normes relatives à l'hydrogène

Les compteurs de gaz naturel existants sur le site des utilisateurs finaux résidentiels et industriels fonctionnent généralement à une pression aussi basse que 35 kPag, ce qui est susceptible d'exercer une faible contrainte sur les composants contenant le gaz à l'intérieur des compteurs. Comme indiqué à la section 3.1.4, ces composants de compteur peuvent être fabriqués en fonte, ce qui est jugé inacceptable par la norme ASME B31.12 [10] en raison du risque de fragilisation par l'hydrogène. Comme le suggère l'annexe C de la norme ISO/TR 15916 [77], un matériau sensible à la fragilisation par l'hydrogène, même extrêmement fragilisé, peut toujours être utilisé pour le transport d'hydrogène si les conditions de service permettent son utilisation (p. ex., sous contrainte suffisamment faible).

Recommandation

Les fabricants d'origine de compteurs de gaz et les organismes de recherche devraient effectuer une évaluation et des essais supplémentaires sur l'adéquation des compteurs de gaz au moyen de matériaux jugés inacceptables par les normes relatives aux hydrogénoducs pour les applications à faible contrainte, comme les compteurs de gaz industriels et résidentiels, qui pourraient servir de base à une future normalisation.

3.3.13 Les normes ASME B31.12 et AMPP / NACE MR0175 relatives aux applications de compteur de gaz

Comme indiqué par l'EPRI [141], antérieurement à 2008 et à la publication de la première édition de la norme ASME B31.12 [142], certains hydrogénoducs ont été conçus pour répondre aux exigences de sélection et de qualification des matériaux pour le transport d'hydrogène dans le cadre de la production de pétrole et de gaz naturel décrites dans la norme AMPP/NACE MR0175, modifiée pour la dernière fois en 2022 [108]. Des compteurs de gaz certifiés pour le transport de gaz sulfureux conformes aux exigences de la norme AMPP/NACE MR0175 sont utilisés dans l'industrie. Une étude comparant les exigences des normes AMPP/NACE MR0175 [108] et ASME B31.12 [10], en particulier quant à la dureté des matériaux comme indicateur de leur vulnérabilité à la fragilisation par l'hydrogène, montre que les exigences des deux normes sont comparables [141].

Recommandation

Les fabricants d'origine de compteurs de gaz, en collaboration avec les organismes de recherche, devraient mener une étude de recherche visant à évaluer l'adéquation des matériaux des compteurs de gaz sulfureux pour le transport d'hydrogène, ainsi que la nécessité de les remplacer lors de la conversion des installations de transport du gaz naturel au transport d'hydrogène. Cette étude pourrait s'avérer utile pour aider les exploitants et les organismes d'élaboration de normes à déterminer si les infrastructures de transport de gaz sulfureux devraient être priorisées pour la conversion de l'hydrogène. De plus, cela peut également permettre aux exploitants et aux organismes d'élaboration de normes d'utiliser des compteurs de gaz sulfureux facilement accessibles pour l'hydrogène.

4 Conclusions

La conversion de l'infrastructure canadienne du gaz naturel au transport d'hydrogène ou de mélange d'hydrogène nécessite des évaluations et peut exiger des modifications. Les composants des pipelines tels que les tubes, raccords, brides et soupapes peuvent être sensibles aux effets indésirables de l'hydrogène. Divers paramètres, tels que la pression partielle d'hydrogène, la nuance de l'acier, la dureté, la SMYS, la résistance à la traction et la ténacité à la rupture, peuvent influencer la sensibilité aux défaillances associées à un environnement d'hydrogène. D'autres composants d'un réseau de pipelines, comme les compresseurs, les compteurs et la tuyauterie de poste, peuvent également être sensibles aux effets indésirables de l'hydrogène.

Malgré les potentiels effets indésirables de l'hydrogène, son transport par des pipelines en acier au carbone n'est pas un nouveau concept. L'utilisation d'hydrogénoducs construits et convertis à cet effet est répandue en Amérique du Nord et dans le monde entier depuis plusieurs décennies. De plus, des projets pilotes de mélange d'hydrogène ont été déployés avec succès.

En date de juin 2023, les règlements fédéraux et provinciaux canadiens sur les pipelines ne font pas spécifiquement référence aux hydrogénoducs ou aux pipelines de mélange d'hydrogène, mais renvoient à la norme CSA Z662 [4] pour la conception, la construction, l'exploitation, la modification, la mise hors service et la cessation d'exploitation des pipelines. La version 2023 de cette norme comprend des dispositions supplémentaires relatives au transport de l'hydrogène gazeux dans l'article 17 et renvoie à la norme ASME B31.12 [10] en tant que document de référence supplémentaire.

Plusieurs lacunes dans les normes, les connaissances et les données d'essai ont été révélées. Pour combler ces lacunes, l'étude soumet les propositions suivantes :

- L'élaboration de directives sur le transport de mélange d'hydrogène à faible pression partielle d'hydrogène.
- L'évaluation de la pertinence des essais de résilience Charpy à entaille en V comme approximation de la ténacité à la rupture de matériaux pour le transport d'hydrogène ou de mélange d'hydrogène, et de la possibilité de proposer d'autres méthodes comme les essais CTOD ou SENT dans le cas où les essais Charpy ne seraient pas appropriés. S'ils le sont, les exigences minimales de résilience Charpy à entaille en V, conformément à la série de normes CSA Z662 [4] et CSA Z245 pour les tubes de canalisation, les brides, les raccords et les soupapes, devraient être évaluées et comparées aux normes existantes relatives à l'hydrogène telles que la norme ASME B31.12 [10].
- La détermination des limites appropriées de dureté, de SMYS et de résistance à la traction pour le transport d'hydrogène ou de mélange d'hydrogène comme base technique pour les futures mises à jour des normes CSA.
- L'élaboration de directives détaillées ou de règles normatives pour la tuyauterie de poste dans le transport de mélange d'hydrogène, aux fins d'examen lors de futures mises à jour de la norme CSA Z662 [4].
- Le lancement d'une étude visant à remédier à l'absence de directives spécifiques pour les matériaux des compresseurs et des pièces des appareils moteurs soumis à des conditions de fonctionnement normales des compresseurs. Cette étude peut comprendre des matériaux à haute résistance, à température élevée ou les deux.
- L'évaluation et l'élaboration de lignes directrices relatives à l'adéquation des matériaux des compteurs de gaz pour le transport d'hydrogène dans diverses conditions d'exploitation, notamment les conditions de faible et forte contrainte, et de transport de gaz sulfureux.

Références

[1] E. V. Chatzidouros, V. J. Papazoglou et D. I. Pantelis, "Hydrogen effect on fracture toughness of API 5L X70, X65 and X52 pipeline steel welds: An overview," dans ASME 2011 30th Int. Conf. on Ocean, Offshore and Arctic Eng., vol. 3, 19-24 juin 2011, Document OMAE2011-493482011, doi : https://doi.org/10.1115/omae2011-49348

[2] E. Drexler, A. Slifka, R. Amaro et D. Lauria, "Fatigue crack growth rates of API X70 pipeline steels in pressurized hydrogen gas compared with an X52 pipeline in hydrogen service," dans *Proc. Int. Hydrogen Conf. (IHC 2016): Materials Performance Hydrogen Environments,* 2017. p. 210-218. Disponible : https://doi.org/10.1115/1.861387_ch22

[3] *API Specification 5L, Line Pipe,* 46e édition, American Petroleum Institute, Washington, DC, États-Unis, avr. 2018. [En ligne]. Disponible : https://www.lksteelpipe.com/Content/upload/pdf/20197851/API-SPEC-5L-46TH-Edition.pdf

[4] *Réseau de canalisations de pétrole et de gaz,* CSA Z 662:23, Association canadienne de normalisation, Toronto, ON, Canada, 2023.

[5] *Steel Pipe,* CSA Z 245:1-2018, Association canadienne de normalisation, Toronto, ON, Canada, 2022.

[6] R. Dinata et coll., "Assessment of natural gas pipeline materials for hydrogen service," Association canadienne de normalisation, Toronto, ON, 2024. [En ligne]. Disponible : https://www.csagroup.org/article/research/assessment-of-natural-gas-pipeline-materials-for-hydrogen-service/

[7] "Transitioning line pipe to hydrogen service - service experience," EPRI, Palo Alto, CA, 2022. Nº de produit 3002025327.

[8] Texas Railroad Commission. "New pipeline permits." rrc.texas.gov. https://www.rrc.texas.gov/pipeline-safety/permitting-and-mapping/permitting/new-permits/ (consulté le 6 avr. 2023).

[9] Air Liquide, "Questions and issues on hydrogen pipelines, DOE hydrogen pipeline working group meeting," 31 août 2005.

[10] *Hydrogen Piping and Pipelines,* ASME B31.12, American Society of Mechanical Engineers, New York, États-Unis, 2019.

[11] "Transporting pure hydrogen by repurposing existing gas infrastructure: Overview of existing studies and reflections on the conditions for repurposing," European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), Slovénie, juil. 2021.

[12] J. A. Ronevich, E. J. Song, B. P. Somerday et C. W. San Marchi, "Hydrogen-assisted fracture resistance of pipeline welds in gaseous hydrogen," dans *Int. J. Hydrogen Energy,* vol. 46, nº 10, p. 7601-7614, févr. 2021, doi : https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.11.239

[13] J. Ronevich et C. San Marchi, "Hydrogen effects on pipeline steels and blending into natural gas," Sandia Nat. Lab., Californie, oct. 2019. Consutlé le 24 févr. 2023. [En ligne]. Disponible : https://www.osti.gov/biblio/1646101

[14] *Steel Fittings,* CSA Z 245.11:22, Association canadienne de normalisation, Toronto, ON, Canada, 2022.

[15] "Hyready." GERG.eu. https://www.gerg.eu/projects/hydrogen/hyready/ (consulté le 3 mai 2023).

[16] "Gaseous hydrogen systems." ICCsafe.org. https://codes.iccsafe.org/content/IFGC2018/chapter-7-gaseous-hydrogen-system (consulté le 3 mai 2023).

[17] *Pipe Flanges and Flanged Fittings,* ASME B16.5, American Society of Mechanical Engineers, New York, États-Unis, 2020.

[18] *Factory-Made Wrought Buttwelding Fittings,* ASME B16.9, American Society of Mechanical Engineers, New York, États-Unis, 2018.

[19] *Forged Fittings, Socket-Welding and Threaded,* ASME B16.11, American Society of Mechanical Engineers, New York, États-Unis, 2021.

[20] *Hydrogen Pipeline Systems,* IGC Doc 121/14, European Industrial Gases Association, Bruxelles, 2014.

[21] A. Raju et A. Martinez-Morales, "Hydrogen blending impacts study," The California Public Utilities Commission, Californie, juil. 2022. Consulté le 3 mai 2023. [En ligne]. Disponible : https://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Efile/G000/M493/K760/493760600.PDF

[22] C. San Marchi et B. P. Somerday, "Technical reference on hydrogen compatibility of materials – copper alloys: Pure copper (code 4001)," Sandia Nat. Laboratories, 1er mai 2006. Consulté le 3 mai 2023. [En ligne]. Disponible : https://www.sandia.gov/app/uploads/sites/158/2021/12/4001TechRef_Cu.pdf

[23] C. San Marchi et B. P. Somerday, "Technical reference on hydrogen compatibility of materials - Aluminum alloys, non-heat treatable alloys: Pure aluminum (code 3101)." Sandia Nat. Laboratories. Consulté le 3 mai 2023. [En ligne]. Disponible : https://www.sandia.gov/app/uploads/sites/158/2021/12/3101TechRef_pureAlumi num.pdf

[24] "Mild steels." AHSSinsights.org. https://ahssinsights.org/metallurgy/steel-grades/lower-strength-steels/mild-steels/ (consulté le 3 mai 2023).

[25] B. Somerday et C. San Marchi, "Effects of hydrogen gas on steel vessels and pipelines," Sandia Nat. Laboratories, 1er mars 2006. Consulté le 3 mai 2023. [En ligne]. Disponible : https://www.osti.gov/servlets/purl/1727338

[26] *Standard for Hydrogen Piping Systems at User Locations,* Asia Industrial Gases Association, Singapour, 2014.

[27] "Pipeline safety: Issues related to mechanical couplings used in natural gas distribution systems," Federal Register, 4 mars 2008. Consulté le 3 mai 2023. [En ligne]. Disponible : https://www.federalregister.gov/documents/2008/03/04/E8-4155/pipeline-safety-issues-related-to-mechanical-couplings-used-in-natural-gas-distribution-systems.

[28] "Understanding pipe fitting failures part 1: Why do pipe networks fail?" Wolfcreekcompany.com, 1er avr. 2019. https://www.wolfcreekcompany.com/why-do-pipe-networks-fail/ (consulté le 10 nov. 2023).

[29] "Workshops and defects." ICCsafe.org. https://codes.iccsafe.org/s/IFGC2021P1/chapter-4-gas-piping-installations/IFGC2021P1-Ch04-Sec403.6#:~:text=Jan%202023%20Errata- (consulté le 10 nov. 2023).

[30] M. W., Melaina, O. Antonia et M. Penev, "Blending hydrogen into natural gas pipeline networks: A review of key issues," Nat. Renewable Energy Lab. Tech. Rep. NREL/TP-5600-51995, mars 2013. [En ligne]. Disponible : https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/51995.pdf

[31] *Test Methods for Evaluating Material Compatibility in Compressed Hydrogen Applications – Metals,* ANSI/CSA CHMC 1-2014 (R2023), Association canadienne de normalisation, Toronto, ON, Canada, 2014.

[32] *Steel Fittings*, CSA Z 245.11:17, Association canadienne de normalisation, Toronto, ON, Canada, 2017.

[33] *Forged Fittings, Socket-Welding and Threaded,* ASME B16.11, American Society of Mechanical Engineers, New York, États-Unis, 2016.

[34] *Standard Specification for Forged or Rolled Alloy and Stainless Steel Pipe Flanges, Forged Fittings, and Valves and Parts for High-Temperature Service*, ASTM A182/A182M, American Society for Testing and Materials, West Conshohocken, PA, 2019.

[35] "Pipe Flange - pipe fitting | weld neck - slip on - blind flange." Trupply.com. https://www.trupply.com/pages/pipe-flange-types#:~:text=A%20pipe%20flange%20connects%20piping (consulté le 3 mai 2023).

[36] *Steel Flanges*, CSA Z 245.12:21, Association canadienne de normalisation, Toronto, ON, Canada, 2021.

[37] E. Corner, "Achieving accurate leak detection in hydrogen pipelines," World Pipelines, 1er nov. 2022. [En ligne]. Disponible : https://www.worldpipelines.com/special-reports/01112022/achieving-accurate-leak-detection-in-hydrogen-pipelines/

[38] *BPVC Section VIII-Rules for Construction of Pressure Vessels Division 1, BPVC.VIII.1 – 2023*, American Society of Mechanical Engineers, New York, États-Unis, 2023.

[39] Chevron, "Hydrogen piping experience in Chevron refining, DOE hydrogen pipeline working group meeting," 31 août 2005.

[40] T.-P. Chen, "Hydrogen delivery infrastructure option analysis," USDOE Office of Hydrogen, Fuel Cells, and Infrastructure Technologies Program (EE-2H), mai 2010. Consulté le 3 mai 2023. [En ligne]. Disponible : https://www.osti.gov/biblio/982359

[41] *Steel Flanges*, CSA Z245.12-17, Association canadienne de normalisation, Toronto, ON, Canada, 2017.

[42] "Oil and gas pipeline valves at Everlasting Valve Company: What to know," Everlasting Valve Company, 7 nov. 2022. https://www.everlastingvalveusa.com/pipeline-valves/ (consulté le 3 mai 2023).

[43] *Steel Valves,* CSA Z245.22:22, Association canadienne de normalisation, Toronto, ON, Canada, 2022.

[44] R. Barth, K. Simmons et C. San Marchi, "Polymers for hydrogen infrastructure and vehicle fuel systems," USDOE National Nuclear Security Administration (NNSA), oct. 2013. Consulté le 3 mai 2023. [En ligne]. Disponible : https://www.osti.gov/biblio/1104755

[45] K. Simmons et coll., "Compatibility of polymeric materials used in the hydrogen infrastructure," Pacific Northwest Nat. Lab., 4 mai 2017. Consulté le 10 nov. 2023. [En ligne]. Disponible : https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review17/scs026_simmons_2017_o.pdf

[46] *Valves--Flanged, Threaded, and Welding End,* ASME B16.34, American Society of Mechanical Engineers, New York, États-Unis, 2020.

[47] *Large Metallic Valves for Gas Distribution,* ASME B16.38, American Society of Mechanical Engineers, New York, États-Unis, 2017.

[48] "How it works: Pipeline safety." SLB.com. 1er janv. 2016. https://www.slb.com/resource-library/article/valve-insights/how-it-works-pipeline-safety (consulté le 10 nov. 2023).

[49] O. J. C. Huising et A. H. M. Krom, "H2 in an existing natural gas pipeline," dans *Proc. ASME 2020 13th Int. Pipeline Conf., vol. 1: Pipeline and Facilities Integrity. Virtual*, 28-30 septembre 2020, V001T03A057, doi : https://doi.org/10.1115/IPC2020-9205

[50] "Hydrogen valve." Hyfindr.com. https://hyfindr.com/hydrogen-valve/ (consulté le 3 mai 2023).

[51] BP, "BP and hydrogen pipelines, DOE hydrogen pipeline working group meeting," 31 août 2005.

[52] Air Products, "Hydrogen pipeline experience, DOE hydrogen pipeline working group meeting," 31 août 2005.

[53] Ontario Energy Board Case #EB-2019-0294. EGI_APPL_REDACTED_LTC_Markham_Low Carbon Energy_20191220 (consulté le 10 nov. 2023).

[54] *Steel Valves,* CSA Z245.15-17, Association canadienne de normalisation, Toronto, ON, Canada, 2017.

[55] *Standard Specification for Castings, Austenitic, for Pressure-Containing Parts,* ASTM A351/A351M, American Society for Testing and Materials, West Conshohocken, PA, 2018.

[56] *Manually Operated Thermoplastic Gas Shutoffs and Valves in Gas Distribution Systems*, ASME B16.40, American Society of Mechanical Engineers, New York, États-Unis, 2019.

[57] *Process Piping*, ASME B31.3, American Society of Mechanical Engineers, New York, États-Unis, 2022.

[58] *Standard Specification for Seamless Carbon Steel Pipe for High-Temperature Service*, ASTM A106, American Society for Testing and Materials, West Conshohocken, PA, 2021.

[59] "Section 2: Technical description." Westcoast Energy Inc. Consulté le 10 nov. 2023 [En ligne]. Disponible : https://docs2.cer-rec.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90464/90550/90718/3546473/3596844/3713803/3593997/A93501%2D14_Section_2_%2D_Technical_Description_%2D_A6G7X1.pdf?nodeid=3594994&vernum=-2

[60] C. Shargay, H. L. Livingston, Hani Moukabaa et K. Duggan, "Comparison of ASME B31.12 versus B31.3 for hydrogen-containing piping in refinery services," dans *Proc. ASME 2011 Pressure Vessels and Piping Conf.*, vol. 6, 17-21 juil. 2011, https://doi.org/10.1115/PVP2011-57209

[61] *Standard Specifications For Seamless And Welded Steel Pipe For Low-Temperature Service,* ASTM A333, American Society for Testing and Materials, West Conshohocken, PA, 2017.

[62] *Standard Specification for Electric-Fusion-Welded Steel Pipe for High-Pressure Service at Moderate Temperatures,* ASTM A672, American Society for Testing and Materials, West Conshohocken, PA, 2019.

[63] *Code canadien d'installation de l'hydrogène, CAN/BNQ 1784-000/2022, Bureau de normalisation du Québec, Québec, Canada, 2022.*

[64] *Code sur les chaudières, les appareils et les tuyauteries sous pression, CSA B51:19, Association canadienne de normalisation, Toronto, ON, Canada, 2019.*

[65] *Standard Specification for Welded and Seamless Carbon Steel and Austenitic Stainless Steel Pipe Nipples*, ASTM A733, American Society for Testing and Materials, West Conshohocken, PA, 2022.

[66] *Standard Specification for Seamless and Welded Austenitic Stainless Steel Pipes*, ASTM A312, American Society for Testing and Materials, West Conshohocken, PA, 2017.

[67] "Compressor stations." Enbridge.com. https://www.enbridge.com/projects-and-infrastructure/projects/~/link.aspx?_id=5AADB0A75DE94DC49BB550E2147C558A&_z=z (consulté le 10 nov. 2023).

[68] *Engineering Data Book*, 12e éd. Tulsa, OK: Gas Processors Suppliers Association, 2004.

[69] "Impeller tip speed." ScienceDirect.com. https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/impeller-tip-speed (consulté le 10 nov. 2023).

[70] K. Brun et Elliott Group, "Technology options for hydrogen compression." Consulté le 10 nov. 2023. [En ligne]. Disponible : https://netl.doe.gov/sites/default/files/netl-file/22TMCES_Brun.pdf

[71] K. Brun et S. Simons, "Compression options for the hydrogen economy," Gas Compression Magazine, mai 2021. [En ligne]. Consulté le 4 mai 2023. Disponible : https://www.elliott-turbo.com/Files/Admin/Articles/compression-options-hydrogen-report-may-%28reduced%29.pdf

[72] *Axial and Centrifugal Compressors and Expander-Compressors,* API Standard 617, 8e éd., American Petroleum Institute, Washington, DC, États-Unis, 2014.

[73] T. T. Nguyen, J. Park, W. S. Kim, S. H. Nahm et U. B. Beak, "Effect of low partial hydrogen in a mixture with methane on the mechanical properties of X70 pipeline steel," *Int. J. Hydrogen Energy,* vol. 45, no 3, janv. 2020, p. 2368-2381, doi : https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.11.013

[74] G. P. Williams et L. W. Gold, "Ground temperatures," National Research Council Canada, juil. 1976. [En ligne]. Disponible : https://doi.org/10.4224/40000712

[75] J. F. Lancaster, *Metallurgy of Welding*. Woodhead Publishing Limited, 1999. doi: https://doi.org/10.1533/9781845694869

[76] D. Arditti, "The hydrogen embrittlement of titanium alloys," Ph.D. diss., Dept. of Mat., Imperial College Of Sci., Tech. & Med., Londres, Royaume-Uni, 1993. Consulté le 10 nov. 2023. [En ligne]. Disponible : https://spiral.imperial.ac.uk/bitstream/10044/1/11438/2/Arditti-DL-1994-PhD-Thesis.pdf

[77] *Basic Considerations for the Safety of Hydrogen Systems*, ISO/TR 15916:2015, International Organization of Standards, Genève, Suisse, 2015.

[78] "Rosemount 3418 eight-path gas ultrasonic flow meter." Emerson.com. https://www.emerson.com/en-us/catalog/rosemount-3418-eight-path-gas-ultrasonic-flow-meter (consulté le 4 mai 2023).

[79] *Reciprocating Compressors for Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services*, API Standard 618 5e éd., American Petroleum Institute, Washington, DC, États-Unis, 2007.

[80] K. Brun et M. Nored, "Valve performance and life of reciprocating compressors," dans *Proc. of the Forty-First Turbomachinery Symposium*, Turbomachinery Lab., Texas A&M University, sept. 2012.

[81] "L7042GSI." Calroc.ca. Consulté le 10 nov. 2023. [En ligne]. Disponible : https://calroc.ca/equipment/media/Waukesha-L7042GSI-Engine-Data-Sheet.pdf

[82] "Powering sustainability." Cat.com. https://www.cat.com/en_US/by-industry/electric-power/electric-power-industries/hydrogen.html (consulté le 7 nov. 2023).

[83] "Hydrogen technologies." Bakerhughes.com. https://www.bakerhughes.com/hydrogen-technologies (consulté le 10 nov. 2023).

[84] "The nature of hydrogen gas and the benefits of Coriolis fluid measurement technology," Micro Motion. Consulté le 26 avr. 2023. [En ligne]. Disponible : white-paper-hydrogen-gas-benefits-of-coriolis-fluid-measurement-technology-micro-motion-en-65050

[85] "The Nature of Hydrogen Gas and the Benefits of Coriolis Fluid Measurement Technology." Emerson Process Management. Consulté le 10 nov. 2023. [En ligne]. Disponible : https://www.emerson.com/documents/automation/white-paper-hydrogen-gas-benefits-of-coriolis-fluid-measurement-technology-micro-motion-en-65050.pdf

[86] J. Thomson, "Fundamentals and principles of diaphragm meters." Consulté le 10 nov. 2023. [En ligne]. Disponible : https://asgmt.com/wp-content/uploads/2004/01/A7.pdf

[87] K. Domptail et coll., "PR-720-20603-R01 Emerging Fuels – Hydrogen SOTA gap analysis and future project roadmap," Pipeline Research Council International. https://www.prci.org/Research/Measurement/MEASProjects/MEAS-15-02/178529/202786.aspx (consulté le 26 avr. 2023).

[88] AGA rapport nº 3, "Orifice metering of natural gas, part 2 specification and installation requirements," Washington, DC, États-Unis, 2003.

[89] AGA rapport nº 7, "Measurement of natural gas by turbine meter," Washington, DC, États-Unis, 2006.

[90] "GT, GTS, GTX and AccuTest turbine gas meters." Elster American Meter. Tech. Bull. Consulté le 25 avr. 2023. [En ligne]. Disponible : https://www.honeywellgasdepot.com/media/catalog/category/specifications/EAM-TB4510-7.pdf

[91] "TYL rotary gas meter." Tancy.com. Consulté le 25 avr. 2023. [En ligne]. Disponible : https://www.tancy.com/ywpdf/TYL%20Catalog.pdf

[92] « Débitmètres à effet vortex Rosemount série 8800 ». Emerson.com. https://www.emerson.com/fr-ca/catalog/rosemount-8800-vortex (consulté le 24 avril 2023).

[93] "Four common natural gas meter types." Aymcdonald.com, 29 déc. 2020. https://www.aymcdonald.com/post/four-common-natural-gas-meter-types#:~:text=The%20meter%20itself%20is%20often (consulté le 26 avr. 2023).

[94] "Opearting instructions for thermal energy flowmeter for gasses." Kobold. https://koboldusa.com/media/flow/KEC/datasheet-thermal-energy-flow-meter-calorimetric-kec.pdf (consulté le 26 avr. 2023).

[95] "Mico Motion™ ELITE™ Coriolis flow and density meters." Emerson.com. Mars 2023. https://www.emerson.com/documents/automation/product-data-sheet-micro-motion-elite-coriolis-flow-density-meters-en-66748.pdf (consulté le 26 avr. 2023).

[96] "Hydrogen compatibility of polymers, hydrogen tools." H2tools.org. https://h2tools.org/resources/h2cop (consulté le 1er mars 2023).

[97] *High Pressure Hydrogen Pipelines, IGEM/TD/1 Édition 6, supplément 2, Institution of Gas Engineers and Managers, Royaume-Uni, nov. 2021. [En ligne]. Disponible :* https://doi.org/Institution%20of%20Gas%20Engineers%20and%20Managers%20(IGEM)

[98] *Plant-Applied External Coatings for Steel Pipe*, CSA Z245.20:22, Association canadienne de normalisation, Toronto, ON, Canada, 2022.

[99] *Field-Applied External Coatings for Steel Pipeline Systems*, CSA Z245.30:18, Association canadienne de normalisation, Toronto, ON, Canada, 2022.

[100] Li, Y., Huard, M., Wong, K., Wang, X. et Adane, K. F. (2024). Assessment of Natural Gas Pipeline Materials for Hydrogen Service. Association canadienne de normalisation, Toronto, ON.

[101] *Coiled Aluminum Line Pipe and Accessories,* CSA Z245.6:06 (R2021), Association canadienne de normalisation, Toronto, ON, Canada, 2006.

[102] *Hydrogen Pipeline Systems,* AIGA 033/14, Asia Industrial Gases Association, Singapour, 2014.

[103] *Hydrogen Pipeline Systems*, CGA G-5.6, Compressed Gas Association, McLean, Virginie, États-Unis, 2005.

[104] *Repurposing of Natural Gas (NG) Pipelines with MOP not Exceeding 7 Bar for NG/Hydrogen Blends,* IGEM/TD/3 Édition 5, supplément 1, Institution of Gas Engineers and Managers, Royaume-Uni, déc. 2022. [En ligne]. Disponible : https://doi.org/Institution%20of%20Gas%20Engineers%20and%20Managers%20(IGEM)

[105] *Pressure Regulating Installations for Natural Gas/Hydrogen Blended Mixtures at Pressures Not Exceeding 7 Bar*, IGEM/TD/13 Édition 2, supplément 2, Institution of Gas Engineers and Managers, Royaume-Uni, janv. 2023. [En ligne]. Disponible : https://www.igem.org.uk/resource/igem-td-13-supplement-2.html

[106] *Gas Pressure Safety and Control Devices for Use in Gas Transmission, Distribution and Installations for Inlet Pressures up to and Including 10 MPa Part 1: General Requirements*, ISO 23555-1:2022, International Organization of Standards, Genève, Suisse, 2022.

[107] *Gas Pressure Safety and Control Devices for use in Gas Transmission, Distribution and Installations for Inlet Pressures up to and including 10 MPa Part 2: Gas Pressure Regulator*, ISO 23555-2:2022, International Organization of Standards, Genève, Suisse, 2022.

[108] *Industries du pétrole et du gaz naturel – Matériaux pour utilisation dans des environnements contenant de l'hydrogène sulfuré (H2S) dans la production de pétrole et de gaz, MR0175/ISO 15156, Association for Materials Protection and Performance, Texas, États-Unis, 2022.*

[109] L. S. Branch. « Règlement de la Régie canadienne de l'énergie sur les pipelines terrestres. » Justice. gc.ca. 2 février 2022. https://laws-lois.justice.gc.ca/fra/reglements/DORS-99-294/index.html (consulté le 6 avril 2023).

[110] "Oil and Gas Activities Act." BClaws.gov.bc.ca. https://www.bclaws.gov.bc.ca/civix/document/id/complete/statreg/08036_01 (consulté le 30 octobre 2023).

[111] "Pipeline regulation." BClaws.gov.bc.ca. https://www.bclaws.gov.bc.ca/civix/document/id/complete/statreg/281_2010 (consulté le 11 mai 2023).

[112] G. de l'Alberta, "Alberta king's printer," 17 sept. 2012. [En ligne]. Disponible : https://kings-printer.alberta.ca/1266.cfm?page=p15.cfm&leg_type=Acts&isbncln=9780779840717

[113] "Pipeline Rules." Consulté le 11 mai 2023. [En ligne]. Disponible : https://kings-printer.alberta.ca/documents/Regs/2005_091.pdf

[114] "Pipelines Act, 1998, P-12.1." Publications.saskatchewan.ca. https://publications.saskatchewan.ca/#/products/754 (consulté le 11 mai 2023).

[115] "The pipelines administration and licensing regulations." Publications.saskatchewan.ca. https://publications.saskatchewan.ca/#/products/104013 (consulté le 11 mai 2023).

[116] "Directive PNG034: Saskatchewan pipelines code." Publications.saskatchewan.ca. https://publications.saskatchewan.ca/#/products/103915 (consulté le 11 mai 2023).

[117] Loi sur la Régie des services publics. c. P280 de la C.P.L.M. Canlii.org. https://www.canlii.org/fr/mb/legis/lois/cplm-c-p280/derniere/cplm-c-p280.html (consulté le 26 octobre 2023).

[118] M. Justice. c. G50 de la C.P.L.M. Web2.gov.mb.ca. https://web2.gov.mb.ca/laws/statutes/ccsm/g050.php (consulté le 11 mai 2023).

[119] M. Justice. c. O34 de la C.P.L.M. Web2.gov.mb.ca. https://web2.gov.mb.ca/laws/statutes/ccsm/o034.php (consulté le 11 mai 2023).

[120] « Règlement sur le forage et la production de pétrole », 1994. Consulté le 11 mai 2023. [En ligne]. Disponible : https://web2.gov.mb.ca/laws/regs/current/_pdf-regs.php?reg=111/94

[121] *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz*, CSA Z 662:19, Association canadienne de normalisation, Toronto, ON, Canada, 2019.

[122] « Loi de 2000 sur les normes techniques et la sécurité (L.O. 2000, chap. 16) », 1er juillet 2022. [En ligne]. Disponible : https://www.ontario.ca/fr/lois/loi/00t16

[123] Technical Standards and Safety Authority, "Fuels safety program oil and gas pipeline systems code adoption document amendment," 2020. Consulté le 11 mai 2023. [En ligne]. Disponible : https://www.tssa.org/en/fuels/resources/Pipelines-CAD-Dec-8-2020.pdf

[124] "O. Reg. 210/01: Oil and Gas Pipeline Systems," 27 juin 2001. [En ligne]. Disponible : https://www.ontario.ca/laws/regulation/010210.

[125] « S-34.1, r. 3 – *Règlement sur les licences d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures et sur l'autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline » [En ligne]. Disponible :* https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/en/document/cr/S-34.1,%20r.%203 (consulté le 11 mai 2023).

[126] « Pipeline Act, 2005 Loi de 2005 sur les pipelines. » Consulté le 11 mai 2023. [En ligne]. Disponible : https://laws.gnb.ca/en/ShowPdf/cs/P-8.5.pdf

[127] « Règlement sur les pipelines (Règl du N-B 2006-2) ». CanlII.org. https://www.canlii.org/fr/nb/legis/regl/regl-du-n-b-2006-2/derniere/regl-du-n-b-2006-2.html (consulté le 16 mai 2023).

[128] "RSNS 1989, c 345 | Pipeline Act | CanLII." Canlii.org. https://www.canlii.org/en/ns/laws/stat/rsns-1989-c-345/latest/rsns-1989-c-345.html (consulté le 11 mai 2023).

[129] Gouvernement de la Nouvelle-Écosse, "Pipeline Regulations (Nova Scotia) - Pipeline Act (Nova Scotia)." Consulté le 11 mai 2023. [En ligne]. Disponible : https://novascotia.ca/just/regulations/regs/pipregns.htm

[130] REC Gouvernement du Canada, « REC – Profils énergétiques des provinces et territoires – Terre-Neuve-et-Labrador », 2 février 2024. [En ligne]. Disponible : https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/marches-energetiques/profils-energetiques-provinces-territoires/profils-energetiques-provinces-territoires-terre-neuve-labrador.html

[131] Gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard, "Oil and Natural Gas Act Oil and Gas Conservation Regulations." Consulté le 11 mai 2023. [En ligne]. Disponible : https://www.princeedwardisland.ca/sites/default/files/legislation/O%2605-2-Oil%20and%20Natural%20Gas%20Act%20Oil%20and%20Gas%20Conservation%20Regulations.pdf

[132] Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, « Loi sur les opérations pétrolières ». Consulté le 11 mai 2023. [En ligne]. Disponible : https://www.justice.gov.nt.ca/en/files/legislation/oil-and-gas-operations/oil-and-gas-operations.a.pdf

[133] L. Briottet et H. Ez-Zaki, "Influence of hydrogen and oxygen impurity content in a natural gas / hydrogen blend on the toughness of an API X70 steel," dans *Proc. ASME 2018 Pressure Vessels and Piping Conf.*, vol. 6B, 15-20 juil. 2018, doi : https://doi.org/10.1115/pvp2018-84658

[134] C. W. San Marchi et B. P. Somerday, "Technical reference for hydrogen compatibility of materials," Sandia Rep. SAND2012-7312, Sandia Nat. Laboratories, sept. 2012. [En ligne]. Disponible : https://www.osti.gov/servlets/purl/1055634

[135] M. Cauwels, R. Depraetere, Wim De Waele, Stijn Hertelé, K. Verbeken et T. Depover, "Effect of hydrogen charging on Charpy impact toughness of an X70 pipeline steel," *Procedia Structural Integrity*, vol. 42, p. 977-984, janv. 2022, doi : https://doi.org/10.1016/j.prostr.2022.12.123

[136] T. Bullard, A. Steinbrenner, P. Stuttaford, D. Jansen et T. de Bruijne, "Improvement of premixed gas turbine combustion system fuel flexibility with increased hydrogen consumption in a renewable marketplace," dans *Proc. of ASME Turbo Expo 2018 / GT2018,* 11-15 juin 2018, Oslo, Norvège.

[137] "Maximum allowable discharge temperature." Ariel-corp.com. https://www.arielcorp.com/support/application-manual/performance-application-limits/maximum_allowable_discharge_temp.html (consulté le 10 nov. 2023).

[138] A. Huonder et D. Olsen, "Methane emission reduction technologies for natural gas engines: A review," Energies, vol. 16, nº 20, p. 7054, janv. 2023, doi : https://doi.org/10.3390/en16207054

[139] EPRI, "Hydrogen blending demonstration at UMERC's A. J. Mihm Generating Station: Wärtsilä 18V50SG reciprocating internal combustion engine," mars 2023. [En ligne]. Disponible : https://www.wartsila.com/docs/default-source/energy-docs/technology-products/white-papers/executive_summary_hydrogen_blending_demonstration_wartsila50sg.pdf?sfvrsn=99bd3d43_5

[140] "Cooper & Southern Star central gas pipeline launch joint hydrogen initiative," Cooper Machinery Services, 29 oct. 2021. https://www.cooperservices.com/cooper-and-southern-star-launch-joint-hydrogen-initiative/ (consulté le 7 nov. 2023).

[141] "Transitioning line pipe to hydrogen service - literature review," EPRI, Palo Alto, CA, 2022. Nº produit 300205050.

[142] *Hydrogen Piping and Pipelines,* ASME B31.12, American Society of Mechanical Engineers, New York, États-Unis, 2008.

Recherche du Groupe CSA

Dans le but de favoriser l'adoption de solutions normatives fondées sur le consensus afin d'accroître la sécurité et de favoriser l'innovation, le Groupe CSA soutient et effectue des recherches dans des domaines qui visent les industries nouvelles ou émergentes ainsi que sur des sujets et des questions qui touchent une vaste gamme de parties prenantes actuelles et potentielles. Les résultats de nos programmes de recherche étaieront l'élaboration de solutions normatives futures, ils offriront aux industries des directives provisoires sur la conception et l'adoption de nouvelles technologies et ils contribueront à démontrer notre engagement continu envers l'édification d'un monde meilleur, plus sécuritaire et plus durable.

GROUPE CSA[MC]

© 2024 Association canadienne de normalisation. Tous droits réservés.