

RECHERCHE SUR LES NORMES

Revêtements et membranes pour hydrogénoducs

février 2024

Auteurs

Yuan Li, ing., Ph. D., InnoTech Alberta

Martin Huard, ing., Ph. D., InnoTech Alberta

Kira Wong, B. Sc., ing. chim. InnoTech Alberta

Xinkui Wang, ing., Ph. D., InnoTech Alberta

Kofi Freeman Adane, ing., Ph. D., InnoTech Alberta

Comité consultatif du projet

Aissa Van Der Veen, TC Énergie

Amal Al-Borno, Charter Coating Service (2000)

Jeff Rogozinski, Sherwin-Williams

Jenny Been, Régie de l'énergie du Canada

Olumoye Ajao, Ressources naturelles Canada

Dragica Jeremic Nikolic, Groupe CSA

Larisa Logan, Groupe CSA

Mervah Khan, Groupe CSA

Brett Weinkauf, Groupe CSA (chargé de projet)

Remerciements

Les auteurs expriment leur gratitude aux divers représentants de l'industrie et des organismes de réglementation qui ont participé à des entrevues et qui ont fourni des commentaires et des renseignements précieux sur les normes, les règlements et les technologies abordés dans le présent rapport. Ce rapport de recherche a été élaboré grâce à une contribution financière de Ressources naturelles Canada.

Clause de non-responsabilité

Cette étude a été réalisée par InnoTech Alberta et appartient à l'Association canadienne de normalisation. Elle vise à fournir des renseignements de nature générale sur le sujet traité. Les opinions exprimées dans cette publication sont celles des auteurs et des participants d'étude. InnoTech Alberta et l'Association canadienne de normalisation ne sauraient être 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 4

1 Introduction 6

2 Méthodes 7

3 Résultats et discussion 8

3.1 Défis techniques liés aux hydrogénoducs 8

3.1.1 Fragilisation de l'acier par l'hydrogène gazeux (FH) 8

3.1.2 Capacité de transport d'énergie de l'hydrogène par pipeline 9

3.1.3 Réaffecter les gazoducs au transport d'hydrogène 10

3.1.4 Injection d'hydrogène pour mélange gazeux 10

3.1.5 Inhibiteurs pour atténuer la fragilisation par l'hydrogène gazeux 10

3.2 Revêtements internes et externes et membranes pour le transport d'hydrogène 11

3.2.1 Importance des revêtements et des membranes pour les pipelines 11

3.2.2 Polymères 12

3.2.3 Métaux 17

3.2.4 Céramique 21

3.2.5 Composites 23

3.3 Règlements et normes relatifs aux revêtements internes et externes ainsi qu'aux membranes pour les infrastructures de pipeline 24

3.3.1 Règlements 24

3.3.2 Normes 27

3.4 Écarts de normalisation et recommandations 51

3.4.1 Besoins critiques et lacunes potentielles dans les règlements et les normes 51

3.4.2 Recommandations pour les normes 55

4 Conclusions 57

Références 60

Sommaire

Le transport de l'hydrogène par pipeline peut être considéré comme une méthode efficace, économique et sécuritaire pour soutenir l'objectif de carboneutralité du Canada en matière de gaz à effet de serre (GES) d'ici 2050.

Le Canada possède un vaste réseau de pipelines, qui pourrait être considéré à des fins de réaffectation potentielle au transport d'hydrogène, en plus du mélange de l'hydrogène dans le réseau de gaz naturel. Les revêtements et membranes utilisés dans les infrastructures de pipeline sont essentiels pour préserver l'intégrité des actifs et assurer la protection des biens, des actifs, des communautés locales et de l'environnement. Il est important d'harmoniser les règlements, les codes et les normes (RCN) avec les nouvelles technologies de revêtement et de gainage pour assurer le fonctionnement sécuritaire et efficace des hydrogénoducs.

Le but de ce rapport est de passer en revue les technologies potentielles de revêtement et de gainage, et de démontrer la nécessité de disposer de solutions normalisées pour soutenir leur utilisation dans les réseaux de pipelines d'hydrogène et d'hydrogène/gaz naturel. Ce rapport fournit un examen complet non seulement des technologies potentielles de revêtement et de gainage pour les hydrogénoducs et pour les équipements, mais aussi des normes, des codes, des pratiques exemplaires et des règlements pertinents.

En plus de protéger les infrastructures de pipeline contre la corrosion et les dommages mécaniques, les revêtements et les membranes pourraient contribuer à réduire les défis techniques posés par l'hydrogène gazeux et les nouvelles technologies utilisées dans les hydrogénoducs. Ces défis comprennent la fragilisation par l'hydrogène (FH) gazeux, la faible efficacité du transport énergétique, la réaffectation des gazoducs existants au transport d'hydrogène, le mélange de l'hydrogène dans les gazoducs et les effets secondaires des inhibiteurs de la FH.

Certaines technologies existantes et émergentes en matière de revêtement et de gainage d'hydrogénoducs comprennent des solutions à base de polymère, de métal, de céramique et de composite, qui peuvent être en mesure de relever les défis mentionnés ci-dessus.

- **Polymère :** le polyéthylène (PE) et la résine époxy sont les matériaux de revêtement et de gainage les plus utilisés dans les gazoducs. Ils sont capables de résister aux conditions de fonctionnement typiques d'un hydrogénoduc. Les revêtements époxy commerciaux qui améliorent l'écoulement sont plus susceptibles de s'appliquer aux hydrogénoducs. Le polyalcool de vinyle (PVAL) et le polychlorure de vinylidène (PVDC) offrent de bonnes performances comme barrières à l'hydrogène, mais la facilité d'application et la résistance chimique demandent d'être améliorées.
- **Métal :** le nickel, le zinc, le cuivre, l'aluminium et l'acier inoxydable peuvent fonctionner efficacement comme revêtement barrière à l'hydrogène en raison de la faible perméabilité et de la maturité des méthodes d'application.
- **Céramique :** les oxydes et les nitrures peuvent constituer une barrière à l'hydrogène efficace, mais leur utilisation dans les hydrogénoducs est restreinte en raison de leur nature fragile et des défis liés à l'application à grande échelle. Les revêtements vitreux et d'oxyde noir sont applicables à de grandes structures de pipeline.

- **Composite:** des polymères renforcés de fibres (PRF) et des tuyaux entrecroisés en spirale ont été utilisés pour les hydrogénoducs. Leurs caractéristiques de performance pour la perméabilité à l'hydrogène, la résistance mécanique, l'efficacité de l'écoulement et la résistance à la corrosion dépendent du matériau choisi pour les couches individuelles et de leurs méthodes de fabrication.

Quant aux revêtements externes des hydrogénoducs, ils ont la même fonction que celle attribuée aux gazoducs. Les technologies existantes, les meilleures pratiques, les normes et les règlements relatifs aux revêtements externes ont le potentiel d'être appliqués aux hydrogénoducs avec une révision, pour respecter les exigences plus strictes relatives à la sécurité, qui sont censées apparaître dans les années à venir, comme indiqué dans les normes internationales relatives aux hydrogénoducs.

Les revêtements internes ou les membranes utilisés dans les hydrogénoducs sont censés conserver leurs propriétés matérielles et leur intégrité structurelle ou les maintenir dans les limites permises. Un protocole de qualification de produit fera référence aux normes existantes pour les revêtements internes et les membranes des gazoducs, avec des modifications aux conditions d'essai et aux critères d'acceptation pour s'aligner sur les exigences relatives aux hydrogénoducs.

Les revêtements internes et les membranes disponibles dans le commerce, faits d'époxy, de PE et de PRF sont censés répondre aux exigences minimales relatives au transport d'hydrogène. Les meilleures pratiques pour ces revêtements et ces membranes, conformément aux gazoducs, peuvent également s'appliquer aux hydrogénoducs, pourvu qu'ils continuent d'atteindre les objectifs prévus, comme la réduction du frottement, la protection contre la corrosion et la résistance à l'érosion.

Bien que l'efficacité des revêtements et des membranes dans la résolution des défis des hydrogénoducs n'ait pas été démontrée expérimentalement, leur potentiel d'atténuer la FH et d'améliorer l'efficacité de l'écoulement est reconnu. Dans le but de promouvoir l'avancement des hydrogénoducs et des technologies de revêtement et de gainage, il existe des occasions de rationaliser le processus par la normalisation. Les recommandations suivantes sont priorisées pour promouvoir la sécurité, la qualité, l'économie, l'innovation et la durabilité.

- Établir des normes autonomes pour les revêtements internes de pipeline, en suivant le style des standards des revêtements externes comme les normes CSA Z245.20 et CSA Z245.30.
- Normaliser les protocoles de qualification des matériaux pour les hydrogénoducs comme condition préalable à la normalisation des composants des infrastructures d'hydrogène, comme les revêtements et les membranes.
- Normaliser les protocoles de qualification des revêtements internes et des membranes comme mesures d'atténuation de la FH, quand les meilleures pratiques d'essai visant à déterminer la performance des barrières à l'hydrogène sont établies par l'industrie ou le milieu universitaire.
- Normaliser les meilleures pratiques pour l'adoption des revêtements internes et des membranes dans la réhabilitation des pipelines issues des spécifications techniques fournies par divers fabricants et entrepreneurs.
- Normaliser les meilleures pratiques et les protocoles de qualification des revêtements et des membranes émergents pour l'entretien des hydrogénoducs.



« Le Canada sera vraisemblablement un important exportateur mondial d'hydrogène, car il est prévu que la production d'hydrogène augmente de cinq à neuf fois entre 2030 et 2050. »

1 Introduction

L'hydrogène est de plus en plus reconnu comme un élément essentiel pour atteindre la carboneutralité des émissions de gaz à effet de serre (GES) d'ici 2050. Le Canada sera vraisemblablement un important exportateur mondial d'hydrogène, car il est prévu que la production d'hydrogène augmente de cinq à neuf fois entre 2030 et 2050 [1], [2].

L'hydrogène a la capacité d'être stocké et transporté sous forme gazeuse et liquide, ainsi que combiné à des porteurs d'hydrogène liquide organique [3]. Les remorques porte-tubes ou les camions-citernes transportant de l'hydrogène gazeux comprimé ou de l'hydrogène liquéfié sont principalement utilisés pour la distribution régionale en raison de leur flexibilité, de leur technologie éprouvée et de leur faible coût total d'investissement. À mesure que les distances de transport augmentent, les pipelines transportant de l'hydrogène gazeux offrent des avantages exceptionnels en termes de coût par kilomètre, d'efficacité, de capacité et de sécurité [4]. Les producteurs actuels d'hydrogène au Canada se fient à diverses méthodes de production et matières premières. De grandes distances entre les producteurs et les marchés nationaux et internationaux nécessitent des moyens de transport efficaces, économiques et sécuritaires.

Le pipeline est ciblé comme l'un des moyens de transport admissibles, avec une préparation technique élevée et une infrastructure existante massive pouvant être réaffectée au transport d'hydrogène, que ce soit pour l'hydrogène gazeux pur ou mélangé [4]. Le Canada possède un vaste réseau de pipelines de 840 000 km, la majeure partie se trouvant en Alberta [5]. Bien que l'Alberta dispose actuellement de plus de 100 km de pipelines qui transportent l'hydrogène pur vers des utilisateurs industriels, il n'existe pas de pipelines à haute pression importants au Canada qui fournissent de l'hydrogène pur aux principaux centres de demande [6]. L'infrastructure de pipelines du pays est principalement conçue pour transporter le pétrole brut, le gaz naturel, les produits raffinés issus du pétrole brut et le gaz naturel liquide vers les raffineries, les usines de transformation et les principaux centres de demande au Canada et aux États-Unis. En plus de construire une infrastructure spécifique à l'hydrogène, la réaffectation des pipelines existants serait une approche faisable pour augmenter la capacité de transport inférieure de l'hydrogène en temps opportun. Le coût de cette réaffectation est estimé à 10 à 35 % des coûts de construction de nouvelles infrastructures [7].

Pour réduire l'impact sur les appareils et les infrastructures de transport des utilisateurs finaux, le mélange d'hydrogène avec du gaz naturel est généralement considéré comme une première étape vers l'atteinte des objectifs de carboneutralité des émissions de GES. Plusieurs projets pilotes de mélange d'hydrogène sont en cours dans le monde entier, ce qui contribue à renforcer l'expérience en ingénierie, en exploitation et en réglementation des infrastructures [8]. Au Royaume-Uni, la société Northern Gas Networks a lancé le projet de fusion de Winlaton de 2021 à 2022 [9]. Le projet a permis d'alimenter 668 maisons et

d'autres bâtiments communautaires avec un mélange d'hydrogène à 20 % (V/V). Plus tôt, l'Université Keele a testé un mélange d'hydrogène à 20 % (V/V) dans un réseau universitaire privé, alimentant 100 maisons et 30 bâtiments universitaires [8]. ATCO a commencé à livrer un mélange de gaz naturel contenant 5 % d'hydrogène (V/V) dans une sous-section du réseau de distribution du gaz naturel de Fort Saskatchewan en octobre 2022, alimentant 2100 clients pour leurs besoins résidentiels et commerciaux [10]. Enbridge Gas, en partenariat avec Cummins, a réalisé le premier projet pilote de mélange d'hydrogène en Amérique du Nord avec un rapport de mélange de 2 % pour servir 3600 clients de la communauté de Markham en janvier 2022 [11].

Pour atteindre l'objectif ambitieux de la carboneutralité d'ici 2050, de nombreux projets contenant 100 % d'hydrogène ont été lancés. Le groupe APA a réaffecté une section de 43 km du gazoduc Parmelia au transport d'hydrogène pur en Australie, et l'étude de faisabilité en deux phases a été menée en 2023 [12]. L'étude pilote a déterminé que le tube X52 de classe API 5L de 50 ans, soudé par résistance électrique, d'une taille nominale de DN350, a la capacité d'offrir un rendement satisfaisant. Il répond aux paramètres d'exploitation sécuritaire à une pression opérationnelle maximale autorisée de 5,6 MPa, avec des cycles de pression limités à 20 % du maximum (quotidien) et un intervalle de réinspection en ligne maximal de 10 ans [13]. PipeChina a testé des tuyaux multisegments sous pression à 6,3 MPa pendant 30 jours en 2023 et a confirmé la compatibilité avec l'hydrogène pur, en fournissant une barrière performante et une étanchéité aux différents points de raccordement [14].

Bien que 100 % des hydrogénoducs existent depuis des décennies, ils sont principalement destinés aux besoins des usines de pétrochimie exploitées à basse pression et ne sont pas gainés à l'intérieur [15]-[17]. Cependant, les revêtements et les membranes se sont avérés efficaces pour protéger les infrastructures de gazoduc et continueront vraisemblablement à jouer un rôle crucial dans l'évolution du secteur énergétique. Leur utilisation dans les infrastructures de pipeline est un élément essentiel pour protéger les biens, les actifs, les communautés locales et l'environnement et en préserver l'intégrité [15].

Au fil des ans, une multitude de codes, de normes et de règlements ont été définis dans le but de fournir des conseils pour les applications de revêtement et de gainage. À mesure que de nouvelles technologies de revêtement et de gainage sont mises au point pour assurer l'exploitation sécuritaire, efficace et pratique des hydrogénoducs, il est important d'aligner ces innovations par rapport au cadre existant des règlements, des codes et des normes (RCN). De plus, les produits émergents et les lignes directrices basés sur des déploiements et des essais précoces devraient être documentés et intégrés dans le cadre global des RCN au moment de la commercialisation.

Le but de ce rapport est de faire un état des lieux actuel de l'application des revêtements et des membranes aux équipements et aux réseaux de pipelines pour le transport d'hydrogène gazeux et combiné. Cela comprend la réalisation d'une évaluation des besoins pour cibler les problèmes, les lacunes et les écarts liés aux codes et aux normes pertinents. Le rapport fournit des renseignements sur les types de revêtements et de membranes prioritaires, les protocoles de qualification, l'état des lieux actuel des RCN et les recommandations liées à la normalisation.

2 Méthodes

Les méthodes de recherche consistent principalement en une analyse documentaire de l'information disponible dans le domaine public. Cela comprend les RCN en vigueur, les publications universitaires et industrielles, les manuels, les articles de nouvelles, les divulgations d'entreprise et les déclarations réglementaires, les sites Web d'entreprise et les rapports du marché. Les sources documentaires proviennent de portails gouvernementaux ouverts fédéraux et provinciaux canadiens, du service de bibliothèque interne d'Alberta Innovates et des bases de données standard de diverses organisations telles que la CSA, l'American Society of Mechanical Engineers (ASME, société américaine des ingénieurs en mécanique), ASTM International, l'Association for Materials Protection and Performance (AMPP, association pour la performance et la protection des matériaux), l'Organisation internationale de normalisation (ISO), l'American Petroleum Institute (API, institut américain du pétrole), SAE International et le

Plastics Pipe Institute (IPP, institut des canalisations en plastique). Les mots-clés utilisés pour la recherche de documents étaient, en anglais, pipeline d'hydrogène, perméabilité à l'hydrogène, efficacité d'écoulement, mélange d'hydrogène, fragilisation par l'hydrogène, revêtement, membrane, mesures d'atténuation, etc.

Les lacunes mises en lumière dans l'analyse documentaire ont été classées par ordre de priorité en fonction de l'urgence et de l'importance. Des approches potentielles pour combler les lacunes en matière de normes ont tenu compte de la faisabilité des solutions, par exemple, de la préparation technologique et de l'harmonisation avec les RCN internationaux.

Sept représentants de l'industrie et d'organismes de réglementation ont été approchés pour compléter l'analyse documentaire et des lacunes, en fonction de leurs expériences partagées sur les sujets suivants :

- Les conditions d'exploitation des pipelines transportant de l'hydrogène, du gaz naturel et du gaz naturel mélangé à de l'hydrogène ;
- La spécification des revêtements et des membranes utilisés pour les gazoducs et dans les projets pilotes d'hydrogène et de mélange d'hydrogène ;
- Les revêtements et les membranes utilisés pour atténuer la fragilisation par l'hydrogène (FH) et améliorer l'efficacité de l'écoulement ;
- Les normes canadiennes et internationales applicables aux hydrogénoducs, ainsi qu'aux revêtements et aux membranes pour les applications de l'hydrogène ;
- Des suggestions sur la normalisation de la procédure de qualification des revêtements et des membranes pour les hydrogénoducs.

3 Résultats et discussion

3.1 Défis techniques liés aux hydrogénoducs

Il y a des hydrogénoducs dans le monde entier depuis de nombreuses décennies, et leurs bilans en termes de sécurité sont largement considérés comme étant bons [15]. Ces pipelines sont généralement utilisés pour transporter de l'hydrogène ou du gaz de synthèse vers des usines pétrochimiques sur de courtes distances, et ils fonctionnent à de faibles pressions allant de 60 à 350 lb/po^2 [15]-[17]. Toutefois, cette expérience ne s'extrapole pas nécessairement à des pipelines de transport longue distance conçus pour transporter de l'hydrogène, y compris des mélanges allant jusqu'à 100 % à des pressions allant jusqu'à 100 bars (1 450 lb/po^2) pour le marché de l'énergie [18]. Les marges de sécurité, les exigences relatives à la conception, les conditions opérationnelles et les RCN pertinents pour ces pipelines à haute pression et longue distance diffèrent considérablement de ceux des pipelines plus courts et à plus basse pression [15]. Le présent rapport porte principalement sur les pipelines à haute pression et à longue distance destinés au transport du gaz naturel mélangé à de l'hydrogène jusqu'à 100 % pour une utilisation sur le marché de l'énergie [15].

Les infrastructures de pipeline servant au transport d'hydrogène font face à des défis techniques particuliers qui méritent d'être abordés pour assurer un fonctionnement sécuritaire et fiable. Cela comprend la FH et la capacité de transport d'énergie inférieure à celle du gaz naturel. Les technologies de transition, comme la réaffectation de pipelines existants et le mélange de gaz naturel avec de l'hydrogène, rendent les conditions opérationnelles encore plus complexes et augmentent davantage les difficultés techniques mentionnées ci-dessus.

Exploiter des pipelines à une faible pression de transport ou avec un faible rapport de mélange d'hydrogène permet de réduire ces impacts nuisibles sur les matériaux des pipelines et d'éviter les coûts de mise à niveau des équipements [19], [20]. Cependant, la diminution de la capacité de transport d'énergie résultant de la basse pression et des faibles rapports de mélange n'est qu'une solution temporaire et n'est pas une réponse à long terme idéale pour le marché en pleine expansion de l'hydrogène.

3.1.1 Fragilisation de l'acier par l'hydrogène gazeux (FH)

Les molécules d'hydrogène à la surface des matériaux d'acier subissent une adsorption dissociative, créant ainsi de l'hydrogène atomique à la surface en acier qui a la capacité de se dissoudre dans les interstices

de la structure d'acier en treillis et de se diffuser à travers ceux-ci [21]. Les interactions entre les atomes d'hydrogène et les imperfections métallurgiques existantes, telles que les dislocations, les vides, les inclusions, les précipitations et les limites, ont le potentiel de réduire la ductilité et la résistance aux fractures des matériaux métalliques, ce qui conduit à divers types de fragilisation, de fissuration assistée par l'environnement et de défaillance due à la fatigue [22]. La FH est définie comme étant la principale cause de défaillance des matériaux d'acier exposés à des environnements contenant de l'hydrogène [23] en compromettant l'intégrité des infrastructures de pipeline et en posant des risques pour la sécurité énergétique, environnementale et communautaire. La propension des pipelines à la FH augmente avec la qualité de l'acier (p. ex., à mesure que la résistance à la traction augmente) et la pression partielle de l'hydrogène (c.-à-d. la pression exercée par l'hydrogène dans un mélange). Des recherches ont démontré que la présence de contraintes résiduelles et de défauts métallurgiques et de surface causés pendant la fabrication, le soudage et la manutention des pipelines a la capacité d'augmenter la propension des matériaux à la FH [24].

Le mécanisme de la FH comporte six étapes :

1. La génération de l'atome d'hydrogène (H) ;
2. L'adsorption de l'atome H par la surface en acier ;
3. L'absorption de l'atome H par la sous-surface en acier ;
4. La diffusion de l'atome H à travers le treillis d'acier ;
5. Le piégeage de l'atome H dans les imperfections métallurgiques ;
6. La dégradation des propriétés mécaniques.

La FH gazeux diffère de la FH aqueux largement étudiée, en particulier durant les trois premières étapes énumérées ci-dessus. Par exemple, lors de la première étape, le sulfure d'hydrogène (H_2S)en solution aqueuse a la capacité de s'ioniser pour libérer des ions H^+ et sulfurés, tandis que l'acier est corrodé pour libérer des ions ferreux et des électrons, pour finalement former un atome H et du sulfure de fer (FeS) comme sous-produits de la corrosion [24]. Les atomes H formés à la deuxième étape adhèrent à la surface métallique (H_{ad}) et, comme l'indique l'équation 1, à la troisième étape, ils se combinent pour former des molécules d'hydrogène (H_2, évolution en gaz) ou pour être absorbés dans la matrice métallique (H_{abs}). Étant donné que le sulfure est un poison issu de la recombinaison des atomes H, la quantité de H_{ad} qui se recombine pour former H2 à la surface est considérablement réduite, augmentant ainsi la quantité de H_{abs} dans la matrice métallique [24].

Équation 1:

$$2H^+ (\text{aqueux}) + 2e^- \rightarrow 2H_{ad} \rightarrow H_2 \ (\text{évolution en gaz})$$
$$\searrow 2H_{abs}$$

Dans le cas de l'hydrogène transporté par pipeline, les atomes H sont générés par un mécanisme de désorption dissociative [21]. Lors de la première étape, les molécules d'hydrogène (H_2) adhèrent à la surface en acier (H_{2ad}) puis se divisent en atomes H (H_{ad}) lorsque les conditions thermodynamiques sont respectées. Au cours de la troisième étape, H_{ad} se recombine pour former H_2 ou est absorbé dans la matrice métallique (H_{abs}). Les trois étapes de l'interface entre l'environnement gazeux et le substrat d'acier sont les suivantes :

Equation 2:

$$H_2 \ (\text{gazeux}) \rightarrow H_{2ad} \rightarrow 2H_{ad} \rightarrow 2H_{abs}$$

Il est essentiel de comprendre les différents mécanismes de la FH aqueux et gazeux pour élaborer et sélectionner des mesures d'atténuation efficaces pour les hydrogénoducs, puisque les meilleures pratiques existantes pour traiter la FH aqueux pourraient convenir à l'atténuation de la FH gazeux. Théoriquement, un mécanisme qui entrave une ou plusieurs étapes de l'équation 2 permet d'atténuer la FH gazeux.

3.1.2 Capacité de transport d'énergie de l'hydrogène par pipeline

Un autre défi technique dans le transport par pipeline est la capacité de transport d'énergie plus faible de l'hydrogène gazeux [20]. L'hydrogène a une valeur calorifique environ trois fois inférieure à celle du gaz naturel, soit 3.5 kWh/Nm^3 par rapport à 11 kWh/Nm^3, respectivement. Toutefois, l'hydrogène a la capacité d'être transporté trois fois plus rapidement que le gaz

naturel, selon les conditions de fonctionnement. Par conséquent, la capacité de transport d'énergie de l'hydrogène pur est de 80 à 90 % celle du gaz naturel [7]. Cependant, une puissance de compression trois fois plus élevée est nécessaire pour le transport de l'hydrogène par rapport au gaz naturel pour obtenir un flux d'énergie similaire, en raison de la difficulté de comprimer l'hydrogène gazeux [26]. En pratique, le débit élevé rend l'hydrogène plus sensible à la rugosité de la surface interne du pipeline, ce qui entraîne plus de turbulence et de perte d'énergie que pour le transport du gaz naturel. La faible capacité de transport d'énergie et l'efficacité de la compression nécessitent des investissements dans la mise à niveau des équipements et dans les compresseurs pour le transport d'hydrogène [20].

3.1.3 Réaffecter les gazoducs au transport d'hydrogène

Malgré des coûts plus faibles, la réaffectation de gazoducs existants au transport de l'hydrogène pur ou de mélanges d'hydrogène, plutôt que la construction de pipelines neufs, présente des défis techniques supplémentaires. Les défauts préexistants, tels que la corrosion, les fissures et les bosses, ont le potentiel d'entraîner le piégeage de l'hydrogène et d'accroître la propension à la FH de l'acier du pipeline [27]. Les pipelines construits il y a des décennies ont été faits d'acier fabriqué à l'aide d'anciennes procédures métallurgiques, qui contiennent généralement plus d'impuretés et qui sont plus sensibles à la FH que les aciers modernes. Certaines recherches suggèrent que les pipelines existants présentent une plus grande fragilité en raison du vieillissement dans les environnements souterrains pendant des décennies [28]. Le changement des propriétés mécaniques de l'acier augmente le risque de perte d'intégrité du pipeline en ce qui a trait à la FH. De plus, les surfaces rugueuses causées par des défauts préexistants ont le potentiel d'augmenter le frottement et la turbulence de l'écoulement, ce qui entraîne des pertes d'énergie et un débit restreint. Les pipelines existants sont plus sensibles à la FH et aux problèmes de faible efficacité que les nouveaux pipelines, ce qui nécessite des approches de réhabilitation lors des projets de réaffectation.

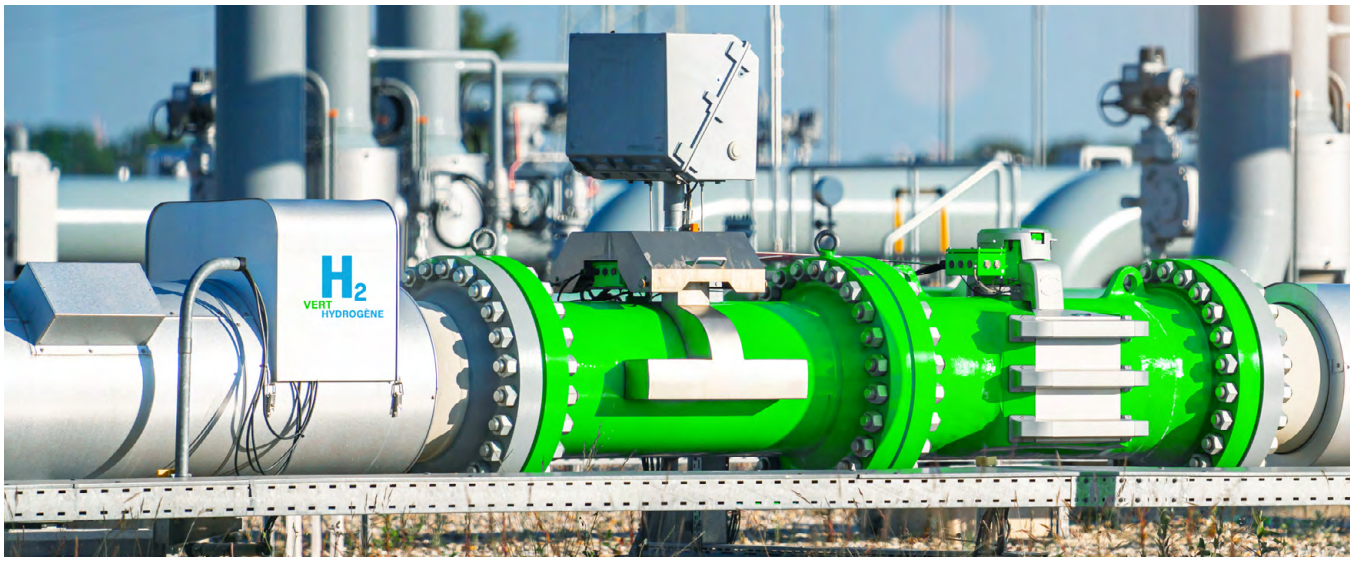
3.1.4 Injection d'hydrogène pour mélange gazeux

L'injection d'hydrogène dans le flux de gaz naturel pour obtenir des mélanges d'hydrogène et de gaz naturel a le potentiel de provoquer des changements soudains dans les caractéristiques de l'écoulement gazeux, ce qui a une incidence sur le fonctionnement des pipelines. Une approche numérique démontre que l'hydrogène injecté dans les réseaux de gaz naturel à l'état stable entraîne une chute de pression au port d'injection et une concentration de contraintes potentielles à proximité, ainsi qu'un mauvais mélange [29], [30]. En raison de sa masse moléculaire plus faible et de la force ascensionnelle, les concentrations d'hydrogène et, par conséquent, les risques de FH sont plus élevés près de la paroi supérieure du tuyau [30].

Le mélangeur statique d'un pipeline conventionnel a le potentiel d'améliorer l'homogénéité des mélanges de gaz en induisant de la turbulence. Cependant, la vitesse d'écoulement plus élevée de l'hydrogène gazeux augmente déjà la probabilité d'un écoulement turbulent, ce qui accroît le risque de vibrations induites par les phénomènes acoustiques. Par conséquent, l'installation d'un mélangeur statique peut augmenter le risque de défaillance des pipelines due à la fatigue [31].

3.1.5 Inhibiteurs pour atténuer la fragilisation par l'hydrogène gazeux

Des preuves en laboratoire appuient l'utilisation de faibles concentrations d'oxygène (O_2) et de dioxyde de carbone (CO_2) pour atténuer la présence de FH gazeux dans les pipelines transportant de l'hydrogène gazeux [32]. Les études [33] ont montré que l'absorption de l'oxygène atomique sur les surfaces en fer est beaucoup plus importante que celle de l'hydrogène atomique, ce qui réduit l'infiltration d'hydrogène atomique dans le fer en supprimant la réaction décrite à l'équation 2. Cependant, il est important de noter qu'à cause de la présence d'humidité dans l'écoulement gazeux, les inhibiteurs deviennent corrosifs pour l'acier du pipeline. Cela représente une menace pour l'intégrité du pipeline et augmente la résistance à l'écoulement en raison de la corrosion sur la surface interne.



3.2 Revêtements internes et externes et membranes pour le transport d'hydrogène

3.2.1 Importance des revêtements et des membranes pour les pipelines

Selon la norme CSA Z662 [34], une membrane protectrice interne est définie comme un produit tubulaire inséré dans une canalisation enterrée pour former une barrière résistante à la corrosion ou une canalisation autonome séparée qui retient la pression. En revanche, les revêtements sont appliqués à la surface interne ou externe de la canalisation, formant un film continu. Ils protègent les infrastructures contre la corrosion, l'abrasion et les dommages mécaniques, ce qui améliore l'efficacité opérationnelle lors de la manutention et de l'entretien. Les revêtements ont besoin d'adhérer au substrat pour assurer une protection adéquate, tandis qu'un espace annulaire peut exister entre une membrane protectrice interne et la canalisation. Les différences entre les méthodes d'installation et les types de produits entre les revêtements et les membranes ont le potentiel d'affecter leurs mécanismes de protection et les scénarios d'application.

Les membranes ont généralement une épaisseur plus importante que les revêtements et sont davantage susceptibles d'être utilisées dans des environnements plus difficiles en raison d'une meilleure performance comme barrières et d'une structure plus robuste.

La membrane à enfiler est la méthode standard de l'industrie pour installer les différents types de membranes dans les pipelines. Leur facilité d'utilisation fait des membranes protectrices un outil essentiel dans la réhabilitation des pipelines – pour arrêter la dégradation structurelle ou réparer les dommages d'un composant du pipeline et prolonger sa durée de vie [35]. L'utilisation de membranes pour la réhabilitation des pipelines entraîne des coûts et des temps d'arrêt de service considérablement inférieurs à ceux de leur remplacement.

Entre-temps, les revêtements sont plus polyvalents en termes de fonctionnalité et de compatibilité plus larges avec les composants des pipelines de divers diamètres et structures complexes.

Les membranes et les revêtements internes et externes ont été utilisés pour maintenir l'intégrité des gazoducs pendant des décennies [36].

Les membranes et revêtements intérieurs offrent :

- Une protection contre la corrosion des pipelines pendant le transport, l'entreposage, l'installation, les essais hydrostatiques, la mise en service et le fonctionnement ;
- Une mise en service plus facile et plus rapide du pipeline en raison d'un séchage plus court comparativement aux tuyaux sans membrane après les essais hydrostatiques ;

- Une simplification de la procédure d'inspection en ligne en améliorant la mobilité de l'équipement d'essai qui passe dans un tuyau à revêtement interne ;
- Une résistance aux impuretés du gaz et à l'humidité ainsi qu'une inhibition de la formation de poudre noire dans le gazoduc, au risque d'entraîner des défaillances causées par l'érosion et des dommages aux équipements de pipeline.

Les revêtements externes :

- Protègent les pipelines contre la corrosion et les dommages mécaniques pendant le transport, l'entreposage, l'installation, la mise en service et l'exploitation ;
- Améliorent l'efficacité de la protection cathodique tout en réduisant le courant appliqué ;
- Servent d'isolants thermiques ;
- Apportent une aide lors de l'installation par poussée et tirage dans le pipeline en réduisant la friction lors du glissement.

Les pipelines d'hydrogène gazeux bénéficient des avantages susmentionnés relativement aux revêtements et aux membranes, lesquels constituent également des mesures pratiques pour protéger les pipelines contre la FH gazeux, tout en améliorant l'efficacité de l'écoulement à des pressions plus hautes pour le transport et à des rapports plus élevés en termes de mélange d'hydrogène. Les avantages économiques des revêtements internes qui améliorent l'efficacité de l'écoulement sont plus importants à des débits gazeux plus élevés [31], car l'hydrogène circule plus rapidement à la même pression que le gaz naturel.

L'acier de haute qualité permet de construire des réseaux de pipelines efficaces avec des pressions de fonctionnement plus élevées et des diamètres plus importants, en utilisant moins de matériaux. Cependant, l'acier de haute qualité est plus sensible à la FH que l'acier doux [37]. Les revêtements internes et les membranes offrent une utilisation plus sécuritaire de l'acier de haute qualité dans les hydrogénoducs.

La réhabilitation est généralement requise avant de réaffecter des pipelines existants au transport d'hydrogène, et l'application de revêtements internes ou de membranes, voire les deux, permet leur restauration fonctionnelle [38]. Pour relever les principaux défis du transport de l'hydrogène dans les pipelines, les revêtements internes et les membranes devraient présenter une faible perméabilité à l'hydrogène et une surface lisse. Les autres propriétés importantes du revêtement et de la membrane incluent [39] :

- Le maintien des caractéristiques spécifiques et de l'intégrité structurelle pendant la manutention, l'entreposage, l'installation, l'exploitation et l'inspection ;
- La compatibilité avec d'autres technologies de protection des pipelines comme la protection cathodique et l'indicateur d'inspection des pipelines ;
- a facilité d'application et de réparation ;
- La résistance aux conditions environnementales et aux risques géologiques (p. ex., les tremblements de terre, les glissements de terrain et les inondations) ;
- La non-toxicité pour l'environnement et l'utilisateur final.

3.2.2 Polymères

Les polymères sont les matériaux de revêtement et de gainage les plus utilisés dans l'industrie des pipelines, en raison des avantages tels que la facilité de traitement, le rapport coût-efficacité, la résistance à la corrosion et les caractéristiques mécaniques. La nature de certains polymères et de certaines méthodes de traitement permet d'obtenir une surface de revêtement au fini extrêmement lisse, ce qui facilite le flux d'hydrogène gazeux. Divers types de polymères ont été testés pour la perméabilité à l'hydrogène gazeux [37], [40]-[44], comme résumé dans le tableau 1.

Bien qu'aucun revêtement polymérique ne soit entièrement imperméable aux molécules d'hydrogène, de nombreuses propriétés ou caractéristiques des polymères ont une incidence sur leur perméabilité aux gaz. La perméabilité des polymères à d'autres gaz a été largement étudiée [45]-[47], et les directives existantes pour la sélection des matériaux et le développement des produits pourraient également s'appliquer à l'hydrogène gazeux, comme indiqué ci-dessous.

Tableau 1 : Perméabilité à H_2 de divers polymères à température ambiante

Plastiques	Perméabilité à H_2 mol/(m•s•Pa)
Polyéthylène basse densité (PEBD)	$1{,}33 - 2{,}84 \times 10^{-15}$
Polyéthylène haute densité (PEHD)	$4{,}93 - 9{,}25 \times 10^{-16}$
Époxy	$1{,}71 - 4{,}05 \times 10^{-16}$
Polypropylène (PP)	$1{,}38 \times 10^{-14}$
Polyméthacrylate de méthyle (PMMA)	$1{,}24 \times 10^{-15}$
Polyalcool de vinyle (PVAL)	$5{,}02 \times 10^{-18}$
PVAL + glutaraldéhyde (PVAL+GA)	$2{,}81 \times 10^{-18}$
Chlorure de polyvinyle (PVC)	$8{,}17 \times 10^{-16}$
Chlorure de polyvinylidène (PVDC)	$1{,}60 \times 10^{-17}$
Polyfluorure de vinyle (PVF)	$1{,}8 \times 10^{-16}$
Polystyrène (PS)	$7{,}58 \times 10^{-15}$
Polytétrafluoroéthylène (PTFE)	$3{,}20 \times 10^{-15}$
Polyimides fluorés	$1{,}60 - 36{,}2 \times 10^{-15}$

Élastomères	Perméabilité à H_2 mol/(m•s•Pa)
Polybutadiène (BR)	$1{,}41 \times 10^{-14}$
Polyuréthane (PU)	$6{,}63 - 60{,}6 \times 10^{-16}$
Caoutchouc chloro-isobutène-isoprène (CIIR)	$8{,}57 \times 10^{-16}$
Caoutchouc chloroprène (CR)	$2{,}23 - 4{,}55 \times 10^{-15}$
Caoutchouc isobutène-isoprène (IR)	$2{,}42 \times 10^{-15}$
Caoutchouc naturel (NR)	$4{,}09 \times 10^{-15}$
Caoutchouc acrylonitrile-butadiène (NBR)	$1{,}45 - 8{,}43 \times 10^{-15}$
Caoutchouc acrylonitrile-isoprène (NIR)	$2{,}49 \times 10^{-15}$
Caoutchouc styrène-butadiène (SBR)	$2{,}98 \times 10^{-15}$
Polyéthylène chlorosulfoné (CSM)	$1{,}31 - 3{,}68 \times 10^{-15}$
Terpolymère éthylène-propylène-diène (EPDM)	$6{,}96 \times 10^{-15}$
Fluoroélastomère (FKM), Viton A, Viton GF	$3{,}50 - 7{,}32 \times 10^{-15}$
Caoutchouc de silicone (substituts au vinyle et au méthyle) (VMQ)	1×10^{-13}

- **Type de polymère et cristallisation :** la perméabilité aux gaz des polymères augmente généralement d'un élastomère à un polymère amorphe à un polymère semi-cristallin, en raison de la cristallisation et des variations du volume libre.
- **Densité :** les polymères à haute densité ont une perméabilité inférieure, car ils ont moins de volume libre entre les molécules de leur structure. La cristallisation et la densité d'un polymère sont fortement liées. Une cristallisation plus élevée entraîne une densité plus élevée et une perméabilité plus faible.
- **Ramification moléculaire :** les types de polymères complexes et à chaîne latérale volumineuse ont la capacité d'entraver le mouvement de la chaîne et de réduire la perméabilité aux gaz, comparativement à un polymère entièrement linéaire.
- **La masse moléculaire** des polymères a peu d'effet sur la perméabilité, sauf pour une très faible gamme de masses moléculaires.
- **Orientation ou alignement des molécules de polymère :** un polymère extrudé dont la chaîne est alignée avec le sens de l'extrusion peut présenter une perméabilité inférieure à celle du même polymère qui a été moulé en solution.
- **La réticulation** diminue la perméabilité des polymères, en particulier pour les degrés de réticulation plus élevés (au-dessus du poids moléculaire d'enchevêtrement) et pour les perméats qui sont plus grands que la distance entre les liaisons transversales.
- **Température de transition vitreuse (Tv) :** les taux de perméation des gaz sont beaucoup plus élevés au-dessus de la Tv d'un polymère qu'en dessous, en raison de l'augmentation du volume libre et du mouvement de la chaîne à des températures plus élevées.
- **Les additifs plastifiants** augmentent la perméabilité d'un polymère lorsque sa densité et sa Tv diminuent.
- **L'humidité ou la vapeur d'eau présente dans un flux gazeux** augmentent la perméabilité de certains polymères hydrophiles.
- **Les films moulés en solution** ont des propriétés variables selon le type de solvant utilisé et la technique de séchage. Les solvants de mauvaise qualité ont tendance à produire des films à perméabilité supérieure en raison de la contraction des chaînes polymères et d'un volume libre plus élevé.
- **Agents de remplissage :** les agents de remplissage inorganiques, comme la silice ou l'argile, offrent une barrière physique à la diffusion et réduisent la perméabilité. L'effet dépend du type, de la forme et de la quantité de l'agent de remplissage, ainsi que de son interaction avec le polymère.
- **Relations structure-propriété :** les groupes polaires de la molécule de polymère sont censés entraver la diffusion et la solubilité des molécules d'hydrogène non polaires selon le principe voulant que « des substances semblables se dissolvent mutuellement ».

3.2.2.1 Polyéthylène (PE)

Le polyéthylène (PE) est un matériau thermoplastique largement utilisé dans l'industrie des pipelines en raison de sa grande résistance aux produits chimiques, de sa résistance à l'usure et de ses propriétés mécaniques avantageuses. Sa faible adhérence aux surfaces métalliques lisses mène souvent à son utilisation comme couche supérieure d'un revêtement composite multicouche [48]. Quatre types de revêtements en PE sont disponibles pour une utilisation externe : rubans, revêtements à double couche, à triple couche et à plusieurs composants. Le PE peut également être intégré dans des membranes protectrices et inséré dans des pipelines pour une protection interne.

Le PE présente généralement une bonne résistance aux acides, aux alcalis et à la plupart des solvants, ses propriétés variant en fonction de sa densité et des additifs. Les additifs et les agents de remplissage permettent d'améliorer certaines propriétés, telles que la résistance à la dégradation aux rayons ultraviolets (UV) et la perméation. Les différents types de PE sont principalement différenciés par les densités de résine et les poids moléculaires, allant du PE basse densité (PEBD) au PE à haut poids moléculaire (PE hpm). À mesure que la densité augmente, la performance de la barrière contre les espèces étrangères, y compris les molécules d'hydrogène, s'améliore en raison d'une microstructure plus compacte [42]. Les gaines et les membranes en PE sont fabriquées à l'aide d'un



« L'époxy est un autre revêtement à base de polymère largement utilisé, caractérisé par un degré élevé de réticulation, une excellente adhérence aux substrats en acier et une grande résistance chimique. »

procédé d'extrusion, avec alignement de la chaîne polymère dans le sens de l'extrusion, qui améliore la performance comme barrière à l'hydrogène [41].

À ce jour, les essais de perméabilité aux gaz se sont principalement concentrés sur les matériaux en PE vierge plutôt que sur la vaste gamme de produits de revêtement et de gainage en PE. Diverses méthodes d'application du revêtement, telles que le gainage thermorétractable, l'enveloppement manuel avec ruban adhésif et le revêtement en poudre, pourraient affecter les microstructures du revêtement et de la membrane et, par la suite, leurs performances comme barrières à l'hydrogène [41]. Les réparations sur place et l'assemblage des membranes protectrices sont inévitables durant le processus d'installation. Les méthodes telles que l'application d'une pièce ou l'assemblage par fusion bout à bout devraient présenter différents niveaux de perméabilité à l'hydrogène par rapport au matériau de base, en raison du changement de la microstructure. L'adhérence du PE peut être améliorée en appliquant au matériau avant ou pendant la fabrication des traitements chimiques mécaniques et humides ou des procédés en phase gazeuse. Cela augmente généralement la polarité du revêtement et améliore l'interaction moléculaire avec l'acier [48]. Cependant, l'effet sur la performance de la barrière à l'hydrogène découlant de la forme du produit de PE (c.-à-d. le revêtement ou la membrane), de l'application, de la réparation, de l'assemblage et des changements de polarité n'a pas été étudié de façon approfondie dans la documentation.

3.2.2.2 Résines époxy

L'époxy est un autre revêtement à base de polymère largement utilisé, caractérisé par un degré élevé de réticulation, une excellente adhérence aux substrats en acier et une grande résistance chimique. De plus, les résines époxy sont perméables aux courants de protection cathodique, ce qui permet à ceux-ci d'atteindre le substrat en acier du pipeline pour une meilleure protection contre la corrosion [39]. Les revêtements époxy se classent en deux catégories : l'époxy bicomposé et l'expoxy lié par fusion.

- Les époxys bicomposés sont appliqués en mélangeant la résine et l'agent de durcissement puis en appliquant le produit soigneusement mélangé sur une surface préparée. Elles sont faciles à traiter et à appliquer, que ce soit dans une usine ou sur le terrain, et elles durcissent généralement dans des environnements à température ambiante sans post-traitement. Les méthodes de projection automatiques offrent l'application la plus rapide avec un contrôle plus élevé de l'épaisseur et de l'uniformité du revêtement, tandis que l'application à la main est idéale pour les réparations.
- Les époxys liés par fusion sont des matériaux thermodurcissants en poudre collés à une surface en acier par une réaction chimique générée par la chaleur. En usine, elles sont appliquées sur les tuyaux préchauffés à l'aide de lits fluidisés, de jets d'air ou de méthodes de projection électrostatique [49].

De nombreux produits époxy commerciaux [50]-[52] ont été utilisés comme revêtements internes pour les gazoducs pour augmenter l'efficacité de l'écoulement. Ces produits sont annoncés comme ayant une résistance chimique accrue au gaz naturel, aux mélanges H_2S, and CO_2, ce qui indique une adéquation avec les pipelines transportant de l'hydrogène gazeux avec des impuretés corrosives.

Comme pour les PE, des additifs sont intégrés aux résines époxy pour améliorer des propriétés spécifiques. Des études sur l'entreposage souterrain ont montré que certains additifs, comme les cendres volantes, ont le potentiel de réduire davantage la perméabilité du revêtement à l'hydrogène [53]. En raison du grand nombre de produits disponibles sur le marché et des variations dans la composition des matériaux à base d'époxy, les agents de durcissement et les structures finales, la perméabilité à l'hydrogène et les propriétés de diffusion de chaque époxy nécessitent d'être étudiées et testées séparément. Par exemple, des études ont mis à l'essai l'époxy à base de butanédiol et d'éther diglycidique du bisphénol A avec différentes amines comme agents de durcissement. Bien que des gaz autres que l'hydrogène aient été utilisés pour tester la perméabilité, l'époxy durci avec des amines aliphatiques a présenté les meilleures propriétés comme barrière aux gaz parmi les matériaux testés [40]. L'excellente adhérence des époxys est attribuable à la liaison de l'hydrogène à l'oxyde de fer (substrat) [54]. Ce type d'interaction dipôle-dipôle peut entraver la production d'hydrogène atomique, ce qui nuit à la perméation de l'hydrogène au niveau de l'interface revêtement/acier, comme décrit à l'équation 2. Cependant, le comportement de l'hydrogène au niveau de l'interface revêtement/acier n'a pas fait l'objet d'études approfondies.

Lorsqu'ils sont exposés à de l'hydrogène pur à 100 bars, les tuyaux avec une limite d'élasticité minimale de 485 MPa, recouverts d'un revêtement époxy bicomposé, améliorant l'efficacité de l'écoulement et contenant un volume de 82 à 97 % de particules solides, appliqué à une épaisseur comprise entre 61 µm et 120 µm, n'ont montré aucune dégradation, aucun cloquage, ni aucune adhérence lors d'essais dans des conditions ISO 15741 [55]. Les échantillons de test ont suggéré que la petite taille moléculaire de l'hydrogène n'avait pas affecté la résistance à l'écoulement du revêtement interne lors de fluctuations spontanées de la pression. Bien que ce type d'essais n'ait pas été largement signalé, on peut s'attendre à ce que les produits de revêtement époxy présentent une résistance similaire, puisque l'hydrogène gazeux est inerte par rapport à l'époxy à la température ambiante.

3.2.2.3 Polychlorure de vinyle (PVC)

Le polychlorure de vinyle (PVC) présente une faible perméabilité aux gaz et est utilisé dans diverses industries pour les produits barrières et résistant à la corrosion [56], [57]. La fabrication de produits en PVC implique généralement le moulage par trempage en solution, où le PVC est dissous dans du tétrahydrofuranne et ensuite coulé sur une surface en acier. Bien que les produits en PVC ne soient pas populaires pour les conduites de gaz sous pression comme revêtements internes ou membranes en raison de leur fragilité à basse température et des inconvénients liés à leur application, leur performance est modifiable en ajoutant des plastifiants ou en incorporant des nanoparticules ou de la silice pour créer des revêtements composites [58]. Cette approche améliore les propriétés globales du PVC, ce qui peut le rendre plus adapté à diverses applications.

3.2.2.4 Polyalcool de vinyle (PVAL)

Le polyalcool de vinyle (PVAL) se distingue des autres polymères en raison de sa faible perméabilité à l'hydrogène. Cependant, il n'a pas été utilisé comme revêtement dans l'industrie des pipelines, car il présente une absorption d'eau élevée et même une solubilité dans l'eau. La formation de liaisons hydrogène dans la structure polymère crée des régions pliées et compactées qui sont imperméables à l'hydrogène, ce qui fait du PVAL une option potentielle pour empêcher la FH. Les revêtements en PVAL sont fabriqués à l'aide d'un moulage par trempage en solution avec de l'eau comme solvant. Les solutions de PVAL sont dissoutes directement dans l'eau ou mélangées à une autre solution, comme le glutaraldéhyde. Après avoir moulé les solutions sur une surface en acier, elles sont laissées à sécher dans des conditions ambiantes.

Pour traiter les aspects négatifs du PVAL comme l'absorption d'eau, les chercheurs ont étudié les composites basés sur la réticulation du PVAL pour améliorer le rendement global du matériau [59]. Le PVAL réticulé, avec ou sans réactif supplémentaire, réduit la perméabilité aux gaz en raison d'une structure moléculaire plus dense. Lorsqu'il est ajouté, le glutaraldéhyde agit comme réactif efficace pour favoriser la réticulation, ce qui entraîne une diminution de l'enflure du revêtement dans l'ensemble. Le PVAL a présenté de meilleures propriétés comme barrière que les différents époxys et PVC disponibles sur le marché, principalement en raison de leur réticulation interne. De plus, la modélisation a démontré que les revêtements en PVAL réticulé d'une épaisseur de 2 mm prolongent le temps de diffusion de l'hydrogène dans le revêtement parfois jusqu'à sept ans, voire plus longtemps si la structure interne du polymère est optimisée [40].

3.2.2.5 Polychlorure de vinylidène (PVDC)

Le polychlorure de vinylidène (PVDC), principalement utilisé dans l'industrie de l'emballage, est reconnu pour sa faible perméabilité aux gaz et à la vapeur d'eau. Bien qu'il partage des similitudes avec les matériaux thermoplastiques comme le PE et le PVC, son utilisation dans l'industrie des pipelines a été limitée en raison des inconvénients semblables à ceux du PVC. Cependant, des solutions novatrices contribuent à l'augmentation des applications du PVDC dans l'industrie des pipelines. Un coliant PVDC-acrylique à base d'eau a été développé et introduit comme solution de rechange à base d'eau pour les apprêts anticorrosifs à l'époxy [60]. La copolymérisation du PVDC avec les acrylates combine les propriétés d'adhérence et de barrière performante ainsi que la formation uniforme du film du premier avec les propriétés de durabilité et de flexibilité des seconds. Le produit de revêtement en PVDC-acrylique a présenté des performances comparables en matière de barrière contre les vapeurs d'oxygène et d'eau par rapport au PVDC vierge, ce qui suggère une application potentielle comme barrière à l'hydrogène.

3.2.2.6 Polymères multicouches et autres

Les revêtements polymères multicouches présentent également une option potentielle pour les applications d'hydrogène, avec des études sur ces revêtements qui démontrent des résultats prometteurs. Par exemple, le polyéthylèneimine (PEI) et l'acide polyacrylique (PAA) ont été disposés en couches alternées en un mince film sur un support en polyéthylène téréphtalate (PET), atteignant une épaisseur totale de 305 nm [61]. Ce revêtement a réduit le taux de transmission d'oxygène non polaire de 1700 fois par rapport au PET de référence lors de l'essai. Des performances de revêtement similaires sont avancées pour l'hydrogène non polaire. De plus, le PET combiné à l'oxyde de graphène pour créer un revêtement de 10 couches doubles a diminué de 78,8 % le taux de transmission de l'hydrogène par rapport au PET de référence [62].

Malgré ces résultats, la complexité de la fabrication rend difficile l'application de tels revêtements multicouches pour les zones de canalisation plus étendues et les canalisations enfouies. Les applications sur le terrain, en particulier, favorisent les revêtements qui peuvent être utilisés à des températures presque ambiantes, qui nécessitent un traitement minimal pour le durcissement sans chauffage ou produit chimique et qui sont économiques sans avoir besoin de matériaux coûteux.

Les caractéristiques des divers systèmes de revêtement et de gainage à base de polymère examinés à la section 3.2.2 sont résumées dans le tableau 2.

3.2.3 Métaux

Les métaux sont couramment utilisés comme matériaux de revêtement pour protéger l'acier contre la FH. L'or, le chrome, l'aluminium, le cuivre, le nickel et le tungstène présentent une faible perméabilité à l'hydrogène atomique et réduisent considérablement l'absorption de l'hydrogène dans l'acier. Cependant, tous les métaux ne conviennent pas à cette fin – le plomb et l'étain ont été découverts comme accélérant l'électrodiffusion de l'hydrogène dans le fer [63]. De plus, l'application de revêtements métalliques demande généralement beaucoup d'énergie. Cela, associé au coût élevé des métaux nobles, fait des revêtements métalliques une solution de rechange viable seulement pour la protection dans des conditions opérationnelles extrêmes.

Les méthodes d'application des revêtements métalliques les plus utilisées pour l'équipement pétrolier et gazier comprennent le placage, le gainage, le trempage à chaud et la projection thermique. Le placage implique un procédé électrochimique ou

Tableau 2 : Comparaison des solutions de revêtement et de gainage à base de polymère

Éléments	PE	Résines époxy	PVC	PVAL	PVDC	Polymères multicouches et autres
Préparation commerciale dans l'industrie des pipelines	Gammes de produits éprouvés pour revêtements internes et externes et pour membranes	Gammes de produits éprouvés pour revêtements internes et externes	Gammes de produits éprouvés pour revêtements externes, produits de gainage en émergence	Aucun produit commercial sur le marché	Produits commerciaux en émergence	La plupart d'entre eux sont à l'étape de concept et de prototype.
Méthode d'application commerciale	**En usine :** extrusion, moulage, projection **Sur le terrain :** enveloppement	**En usine :** projection **Sur le terrain :** brossage, projection	**En usine :** moulage pour les membranes **Sur le terrain :** pour les revêtements externes, expansion thermique pour les membranes	S. O.	Brossage, projection	Dépend des propriétés du revêtement et des exigences.
Performance de la barrière à l'hydrogène	Moyen dans la catégorie des polymères	Moyen dans la catégorie des polymères	Moyen dans la catégorie des polymères	Bon dans la catégorie des polymères	Bon dans la catégorie des polymères	Dépend de la structure et de la conception du revêtement.
Rendement contribuant à l'écoulement	Non indiqué	Il existe des produits commerciaux	Non indiqué	Non indiqué	Non indiqué	Non indiqué
Résistance à la corrosion	Bon avec un bilan industriel de longue date	Bon avec un bilan industriel de longue date	Bon avec un bilan industriel de longue date	Faible en raison de l'absorption d'eau importante	Bon avec un bilan industriel de courte durée	Dépend de la structure et de la conception du revêtement.
Résistance aux dommages mécaniques	Bien	Généralement inférieur pour la résistance à la flexion	Généralement inférieur pour la résistance à la flexion	Non indiqué	Non indiqué	Dépend de la structure et de la conception du revêtement.

chimique pour le dépôt d'un métal dissemblable sur un substrat. En revanche, les trois autres méthodes superposent du métal fondu ou chauffé au rouge sur le substrat au moyen de processus physiques ou mécaniques. Bien que les dépôts électrolytique et autocatalytique entraînent généralement un fini de surface lisse, la surface grossière résultant de la méthode de projection thermique nuit à l'efficacité de l'écoulement. Pour obtenir la meilleure performance comme barrière par rapport aux matériaux pulvérulents, les revêtements métalliques peuvent nécessiter un recuit à haute température pour éliminer les défauts métallurgiques après l'application. Ce processus modifie toutefois la microstructure et les propriétés mécaniques de l'acier du pipeline. Le trempage à chaud et le gainage soudé ont le potentiel de réduire le temps d'application, mais peuvent tout de même entraîner un impact thermique important sur les substrats minces. Une exception est le laminage à chaud de couches d'acier inoxydable sur les tuyaux. Ce processus est généralement intégré aux procédés de fabrication des tuyaux standard, où le traitement thermique est contrôlé pour assurer les propriétés mécaniques appropriées du substrat. L'application d'un scellant polymère après application constitue une autre option pour éviter les chocs à haute température. Cependant, la perméabilité aux gaz plus élevée des polymères serait le point faible des revêtements utilisés comme barrières à l'hydrogène. Les réactions impliquées lors du dépôt électrolytique et du dépôt autocatalytique ont la capacité de libérer

de l'hydrogène atomique dans le substrat d'acier. Pour réduire la FH, un traitement thermique de 150 à 180 °C peut être recommandé pour conserver les propriétés mécaniques de l'acier du pipeline [64].

Le procédé électrochimique de charge de l'hydrogène est largement utilisé pour tester la sensibilité des métaux à la FH aqueux. Toutefois, cette méthode néglige la dissociation de la molécule d'hydrogène décrite dans l'équation 2 à la surface du métal, et la prudence devrait être de mise lors de l'interprétation des données. La plupart des résultats de perméabilité à l'hydrogène gazeux pour divers métaux sont actuellement testés à des températures de 400 à 500 °C et à un flux à l'état stable; les résultats connexes sont disponibles dans la référence [65]. La perméabilité à l'hydrogène des métaux suit une relation exponentielle avec la température et l'énergie d'activation, de sorte que la perméabilité réelle à l'hydrogène à température ambiante est estimée inférieure à plusieurs ordres de grandeur aux résultats signalés à des températures élevées, rendant la mesure très difficile [66]. Par conséquent, un seul résultat mesuré à température ambiante a été obtenu dans les publications examinées – la perméabilité à l'hydrogène de l'acier AISI-1020 était d'environ 1×10^{-14} mol/(m·s·$PA^{0,5}$). [66].

3.2.3.1 Métal pur

Le nickel est souvent mentionné comme revêtement de tuyaux pour les adaptations à l'hydrogène, car il présente une capacité de diffusion de l'hydrogène atomique inférieure par rapport aux aciers communs. Sa capacité de diffusion de l'hydrogène est de $2,2 \times 10^{-13}$ m^2/s at 25°C, comparativement à la plupart des aciers qui sont à environ 10^{-10} m^2/s. Le nickel est généralement déposé par dépôt électrolytique sur une surface en acier, sur laquelle un échantillon nickelé est traité thermiquement pour permettre à l'hydrogène induit dans l'acier de s'échapper, de même qu'elle est chromatée pour améliorer la résistance à la corrosion [40].

Le zinc est couramment utilisé comme couche de protection galvanique pour les structures en acier. Le zinc est déposé par dépôt électrolytique ou appliqué par trempage à chaud dans un bain de zinc fondu, connu sous le nom de galvanisation. Cette dernière méthode est populaire dans l'industrie des pipelines en raison d'une accumulation de forte épaisseur, de la rentabilité et des exigences minimales relatives au post-traitement. Il a été démontré que le revêtement de zinc est une barrière à l'hydrogène potentielle pour les aciers à température ambiante en raison de ses faibles taux de diffusion de l'hydrogène [67].

L'aluminium a la capacité d'être recouvert de structures en acier à l'aide du procédé de trempage à chaud. Pendant le trempage, l'aluminium se diffuse dans l'acier en créant une couche intermétallique au niveau de l'interface, ce qui provoque une forte liaison entre le revêtement et le substrat. L'aluminium est capable de former spontanément une couche d'oxyde d'aluminium sur la surface exposée, qui offre une grande résistance à l'abrasion et à la corrosion. La céramique à l'oxyde d'aluminium est caractérisée par une perméabilité à l'hydrogène inférieure à celle de l'aluminium, ce qui améliore encore davantage la performance du revêtement comme barrière à l'hydrogène [37].

Les propriétés du tungstène comprennent un point de fusion élevé, une conductivité thermique élevée et un faible rendement de pulvérisation s'il est déposé par pulvérisation. Les espaces libres ou les défauts dans le revêtement en métal massif ont le potentiel d'agir comme sites de piégeage pour réduire la capacité de diffusion et la solubilité de l'hydrogène, avec des résultats expérimentaux montrant un facteur moyen de réduction de la perméabilité de 50 pour un revêtement de 1,5 µm [68].

Le cadmium est un autre métal de dépôt électrolytique pour lequel la capacité de diffusion de l'hydrogène est inférieure à celle des aciers courants et qui a la capacité d'atténuer la corrosion. Comme pour le dépôt électrolytique au nickel, le procédé a le potentiel d'entraîner l'hydrogène à pénétrer dans l'acier, et un traitement thermique après revêtement doit être effectué pour que l'hydrogène diffusible s'échappe du métal [64]. Cependant, après les essais, des échantillons recouverts de cadmium ont montré une FH, ce qui suggère que le cadmium n'est pas un candidat idéal pour les hydrogénoducs [40].

Le béryllium a peut-être des propriétés prometteuses comme barrière à l'hydrogène, mais les résultats des essais avec l'hydrogène sont variés, probablement en raison de difficultés expérimentales découlant des



« Le gainage en acier inoxydable est une solution de rechange économique aux tuyaux en acier inoxydable massif, qui présente des économies de 20 à 50 % . »

subtilités du travail avec des films en béryllium. Les films sont fabriqués à l'aide d'une presse à chaud sous vide, où les différentes tailles de grains influencent les propriétés générales de la propagation [65].

3.2.3.2 Alliages

Le gainage en acier inoxydable est une solution de rechange économique aux tuyaux en acier inoxydable massif, qui présente des économies de 20 à 50 % [69]. L'épaisseur du gainage varie généralement de 1,5 à 5 mm, avec une épaisseur recommandée de 3 mm pour la plupart des applications. La fabrication des tuyaux en acier gainés, les propriétés et les essais, ainsi que l'inspection et l'entretien sont spécifiés dans la spécification API 5LD [70]. La protection contre la FH dépend de la formation d'une couche d'interdiffusion au niveau de l'interface entre le gainage et le métal de base. Il a été démontré que la couche d'interdiffusion au niveau de l'interface améliore la force de liaison et la performance de la barrière à l'hydrogène [71].

Le revêtement de nickel obtenu par dépôt autocatalytique est un produit commercial qui consiste en une couche uniforme de nickel-phosphore, qui a été utilisée avec succès comme revêtement interne sur les pipelines et les raccords pour contrer la corrosion et l'abrasion [72]. Contrairement au dépôt électrolytique, ce processus est une réaction autocatalytique qui n'exige pas de faire passer un courant électrique dans le bain et le substrat. Le placage par dépôt autocatalytique crée une couche métallique uniforme, peu importe la géométrie de la surface, tandis que le dépôt électrolytique crée une densité de courant inégale en raison de la forme du substrat [73]. La latitude dans le volume et l'épaisseur du placage, la capacité d'obtenir un fini brillant avec une rugosité de surface minimale et les méthodes d'application éprouvées font du placage par dépôt autocatalytique un candidat pour le revêtement des hydrogénoducs.

Les revêtements en alliage de zinc-nickel (Zn-Ni) obtenus par dépôt électrolytique ont été testés pour détecter l'effusion d'hydrogène à température ambiante et à 200 °C. La préparation standard de la surface comprenait le dégraissage thermique, le décapage et le dégraissage électrolytique. Le processus de dépôt électrolytique a été modifié pour obtenir différentes microstructures. L'alliage Zn-Ni a affiché moins d'absorption d'hydrogène que le zinc seul en raison de l'intercouche riche en nickel [74].

Les alliages de nickel-cobalt (Ni-Co) ont été utilisés comme revêtements résistants à la corrosion et à l'abrasion, et ont montré des résultats expérimentaux prometteurs pour la réduction de la FH. Dans une étude, un alliage Ni-Co a fait l'objet d'un dépôt électrolytique sur des attaches en acier conformément à la norme ASTM B994, et a été testé conformément aux normes ASTM F519 et ASTM G59 pour les taux de FH et de corrosion électrochimique, respectivement. L'alliage Ni-Co a réduit la production d'hydrogène à la surface du revêtement et a empêché la perméabilité à l'hydrogène [75], [76].

3.2.4 Céramique

La céramique, qu'il est possible de classer en nitrure, en carbure et en oxyde, peut être une option comme barrière à l'hydrogène en raison de ses microstructures denses et de sa perméabilité aux gaz inférieure à celles des revêtements en polymère et en métal décrits précédemment. Les revêtements en céramique de haute qualité sont généralement appliqués par dépôt chimique ou physique en phase vapeur dans des conditions sous vide. Ces méthodes produisent une surface lisse qui est capable de réduire efficacement le frottement de l'écoulement. Pour la production industrielle à grande échelle, un jet thermique est souvent utilisé. Semblable au revêtement métallique obtenu par projection thermique, cette technique risque d'entraîner un volume plus élevé de défauts qui ont le potentiel d'agir comme raccourcis en termes de perméabilité à l'hydrogène. De plus, la nature fragile de la céramique peut entraîner des fissures pendant ces processus d'application, ce qui risque de compromettre l'efficacité du revêtement. Le rendement du revêtement dépend alors des conditions opérationnelles, bien que les défauts de la surface métallique et les contraintes localisées aient le potentiel d'user ou d'endommager les revêtements [40]. La plupart des revêtements en céramique sont principalement utilisés pour atténuer la FH à des températures élevées ; les résultats de la perméabilité à l'hydrogène mesurés à 400 °C sont disponibles dans la référence [65]. Tout comme les métaux, les résultats quant à la perméabilité à l'hydrogène à température ambiante sont rarement consignés, mais sont estimés en fonction des méthodes d'extrapolation. Bien que la céramique offre une meilleure performance comme barrière à l'hydrogène que les matériaux métalliques en raison d'une perméabilité inférieure de plusieurs ordres de grandeur, sa nature fragile pourrait être un facteur prohibitif pour l'application sur les pipelines.

3.2.4.1 Oxydes

Le traitement par brunissage est un revêtement de conversion chimique couramment utilisé dans l'industrie manufacturière, qui produit une couche de magnétite (FeO) à la surface d'un composant. Une couche d'oxyde noir se forme lorsqu'un composant est immergé dans une solution de sel alcalin à des températures de 130 à 150 °C. Contrairement aux autres revêtements et processus de placage, le revêtement par brunissage réagit chimiquement avec l'acier en intégrant l'oxyde au substrat. Une couche de brunissage typique mesure environ 1 à 2 µm thick d'épaisseur [77]. Étant donné son application facile, le revêtement par brunissage est un candidat potentiel pour les hydrogénoducs.

Le revêtement vitreux commercial a la capacité d'être fondu à l'aide d'un chauffage par induction ou d'un four puis appliqué à l'intérieur des canalisations pour les protéger contre la corrosion et l'érosion [78]. La méthode d'application de ce revêtement équilibre la qualité de ce dernier et l'efficacité de la formation du film, ce qui en fait un bon candidat pour une généralisation et pour les applications utilisant de l'hydrogène. Par conséquent, il existe d'importantes recherches en cours pour développer et optimiser son utilisation dans les industries liées à l'hydrogène [79].

L'oxyde d'aluminium, ou alumine, a été testé pour la perméation à haute température. Le dépôt d'oxyde d'aluminium sous forme de film nécessite d'appliquer des températures élevées au substrat et de respecter des paramètres spécifiques, comme la décharge en arc filtrée, de sorte que seuls les substrats métalliques qui résistent aux traitements thermiques à 900 °C peuvent être recouverts de cette façon.

L'oxyde de chrome inhibe l'oxydation de l'acier inoxydable massif. Les résultats expérimentaux ne sont pas concluants en raison de paramètres incohérents dans l'ensemble de la documentation. Cependant, il est possible d'utiliser une combinaison d'oxyde de chrome et d'alumine comme barrière à la perméation de l'hydrogène [65].

L'oxyde de silicium, ou silice, est généralement utilisé pour prévenir l'oxydation dans les couches d'aluminium des miroirs optiques. Pour les essais de perméation, l'oxyde de silicium a été déposé sur de l'acier austénitique au chrome-nickel-molybdène (grade AISI 316, selon la classification SAE J1086 [80]). Cependant, le résultat n'était pas prometteur, ce qui suggère que l'oxyde de silicium ne devrait pas être utilisé comme barrière à l'hydrogène [65].

L'oxyde d'aluminium et l'oxyde de chrome sont considérés comme des barrières à la perméation performantes pour les structures de matériaux fusionnés en raison de leur efficacité à prévenir la FH dans les aciers à durcissement par précipitation. Cependant, on a observé qu'ils sont susceptibles de se fracturer ou de s'effriter à température ambiante dans les pipelines. Des expériences ont montré que, pour les alliages d'acier austénitique au chrome-nickel (Cr à 18 %, Ni à 8 %) (AISI 304 selon la classification SAE J1086 [80]), des fissures et des fêlures sont apparues lors des essais de traction et de fatigue, et qu'une fragilisation en a découlé à proximité [81].

3.2.4.2 Nitrures

La densité compacte et l'uniformité sont des caractéristiques clés des nitrures comme revêtements durs et films décoratifs [65]. Les nitrures présentent de bonnes propriétés mécaniques et demeurent inertes dans des environnements difficiles. Les revêtements de nitrure sont généralement produits par dépôt physique en phase vapeur, comme la pulvérisation par magnétron et le placage ionique à l'arc, ou par dépôt chimique en phase vapeur [82].

Les nitrures de silicium sont généralement formés par dépôt chimique en phase vapeur à basse pression et ont montré une faible capacité de diffusion de l'hydrogène [83]. Les nitrures de silice et de silicium fusionnés sont capables d'emprisonner l'hydrogène dans les couches profondes ou de le lier chimiquement, avec seulement de petites quantités dans des sites de diffusion. L'efficacité des nitrures de silicium comme barrière à la perméation dépend fortement de la quantité d'hydrogène lié. Ainsi, le nitrure de silicium a la capacité de maximiser la performance de la barrière à la perméation de l'hydrogène lorsque l'atome H lié chimiquement est contenu dans le film. Cependant, la fabrication de films denses et non fluides sur une grande infrastructure d'acier est difficile.

Les nitrures de titane et les nitrures de bore ont la capacité d'être déposés au moyen d'un placage ionique au plasma à enrichissement magnétique et d'afficher des résultats comparables en termes de perméabilité à l'hydrogène [84]. Modifier la méthode de dépôt pour la pulvérisation par magnétron peut améliorer le rendement du matériau en tant que revêtement barrière à l'hydrogène. L'ajout d'aluminium dans le revêtement en nitrure de titane forme une barrière à l'oxydation du titane en alumine en créant un revêtement plus stable que le nitrure de titane. L'expérimentation révèle qu'un rapport Al/Ti de 40/60 offre le meilleur facteur de réduction de la perméabilité à l'hydrogène parmi les autres rapports [85]

Les revêtements en tungstène, en aluminium, en zirconium et en nitrure de chrome créés par dépôt physique en phase vapeur ont également fait l'objet d'études récentes [65]. Une expérience visait à réduire la formation d'espaces entre les grains dans un revêtement en nitrure de chrome pour atténuer les voies de perméation de l'hydrogène. La pulvérisation par magnétron a été utilisée pour déposer le revêtement, car la basse température du dépôt a une incidence minimale sur la phase et la structure du substrat d'acier. La technique est sans gouttelettes et produit des revêtements avec relativement peu de pores et de trous. Lors du dépôt, le bombardement ionique a été utilisé pour prévenir la formation d'espaces, ce qui a amélioré l'adhérence du revêtement en augmentant sa compacité et en améliorant la résistance à la perméation de l'hydrogène. Le coefficient de diffusion de l'hydrogène et la perméabilité du revêtement modifié étaient respectivement 52,6 et 24,1 fois plus faibles que ceux du substrat non protégé. L'échantillon a également démontré une résistance élevée à la FH lors des essais de traction [82]. Toutefois, les revêtements au nitrure sont généralement appliqués sur une table, et leur application sur des structures techniques plus grandes comme des pipelines n'a pas été signalée.

3.2.4.3 Carbures

Les carbures ne seraient pas comparables aux nitrures ou aux oxydes à titre de revêtements barrières à l'hydrogène en raison des valeurs de perméabilité relativement élevées, comme indiqué dans la référence [65]. Le carbure de titane a reçu plus d'attention par rapport à l'atténuation de la perméation par l'hydrogène, mais le dépôt chimique en phase vapeur sur un alliage de molybdène et sur l'acier austénitique a été difficile et inefficace [65].

Les revêtements en céramique au carbure de tungstène non cassants, produits par un procédé à grande vitesse air-carburant (HVAF), minimisent la charge thermique à la surface du tuyau et la décarbonation du revêtement. Ils sont annoncés comme présentant une protection contre l'usure et l'abrasion ainsi qu'une résistance à la perméation par les gaz et les liquides [86]. Le succès des revêtements commerciaux au carbure pour l'équipement de traitement du pétrole indique la faisabilité des systèmes de revêtement au carbure et des méthodes d'application pour les pipelines.

3.2.5 Composites

Les revêtements composites font référence à n'importe quelle combinaison de différents types de revêtements. Ils peuvent être conçus pour une application spécifique. Voici un aperçu des revêtements composites potentiels pour les hydrogénoducs.

Les polymères renforcés de fibres (PRF) sont des matériaux composites populaires utilisés dans la fabrication de membranes et de tuyaux. Divers types de résines, dont le polyester thermodurcissable, l'époxy et la résine phénolique, sont utilisés pour obtenir des caractéristiques spécifiques dans les produits de canalisation. Le renforcement le plus couramment utilisé est la fibre de verre. Toutefois, la fibre de carbone se retrouve dans les réservoirs d'hydrogène à haute pression, du fait de sa résistance supérieure et de son poids léger. On a signalé que des films protecteurs faits d'éthylène-alcool vinylique (EVOH) qui tapissent des composites thermoplastiques renforcés de fibres, comme le polyamide 6, le polyamide 12, le polyamide 410, le polyphtalamide et le polysulfure de phénylène, permettent d'obtenir de faibles taux de perméation par l'hydrogène, à condition que la microstructure exempte de dégradation reste intacte [87].

Le revêtement d'oxyde de cérium déposé sur des paillettes de verre, puis intégré dans de la résine époxy a réduit le coefficient de perméabilité du polymère de base de 65,64 % [88]. Cette réduction a été attribuée à des voies de perméation tortueuses plus longues. De plus, la résistance à la corrosion du film d'oxyde de cérium et les propriétés hydrophobes de l'agent de remplissage et de l'oxyde procurent une protection supplémentaire à l'infrastructure [88].

Des revêtements barrières multicouches oxyde d'aluminium-aluminium autoréparables, qui visent à empêcher l'hydrogène de se diffuser à un substrat d'acier, sont en cours de développement [89]. L'intercouche métallique offre une compatibilité physique et mécanique avec le métal sous-jacent, et la formation de zones de charge d'espace étendues à l'interface métal-oxyde repousse l'hydrogène [89]. Après des dommages mécaniques, la résistance aux microfissures et le potentiel d'autoréparation du composite ont préservé la performance comme barrière à l'hydrogène. On a noté que la résistance du revêtement était 2,5 fois plus élevée que la couche d'oxyde d'aluminium simple la plus performante [89].

Selon les rapports, les céramiques composites oxyde d'aluminium-oxyde d'erbium fonctionnent comme des barrières à la perméation du deutérium (isotope de l'hydrogène). Les revêtements ont montré de bonnes configurations de la cristallisation et de la surface. Cependant, le traitement des matériaux à haute température et l'exposition prolongée au deutérium ont augmenté les trous d'oxygène et la perméation subséquente du deutérium. D'autres céramiques potentielles prometteuses comme barrières à la perméation de l'isotope d'hydrogène comprennent l'oxyde de chrome et l'oxyde d'yttrium [90].

Les revêtements au graphène ont une faible perméabilité, une grande stabilité thermique et sont chimiquement inertes et mécaniquement robustes. Le graphène multicouche a été déposé in situ afin d'atténuer la FH d'un acier tubulaire avec une résistance de rendement minimale de 485 MPa (grade API 5L X-70) [91]. Le coefficient de diffusion et la perméabilité ont été considérablement réduits par rapport au substrat sans revêtement. Cependant, aucune technique pratique et efficace pour déposer les revêtements de graphène sur l'acier de pipeline in situ n'a été mise au point à ce jour [92].

Les matériaux 2D utilisant une nanofeuille comme barrière physique à l'hydrogène sont un autre type de revêtements émergent. Ceux-ci sont appliqués sur l'acier tubulaire à l'aide d'un procédé de revêtement rotatif. La perméabilité expérimentale à l'hydrogène s'est révélée être un tiers de celle du substrat, le coefficient de diffusion étant également en baisse.

Cependant, la suspension colloïdale utilisée pour l'application du revêtement a fragilisé la surface de l'échantillon, limitant ainsi les améliorations de la résistance à l'hydrogène [93].

On a démontré que les revêtements composites multicouches contenant des couches de polymère et de feuilles métalliques continues diminuent considérablement la perméabilité aux gaz et les taux de corrosion de l'acide carbonique comparativement aux couches de PEBD, de PEHD et d'autres polymères testés. Les revêtements étudiés contenaient des couches de nylon, de PE et d'aluminium, avec une couche de feuilles métalliques, qui offre une imperméabilité physique à la diffusion des gaz [94].

Une nouvelle technologie de pipeline composite appelée Mobile Automated Spiral Interlocking Pipe (MASIP, tuyau mobile automatisé à interverrouillage en spirale) consiste en un tuyau interne en PEHD, en des couches intermédiaires d'acier haute résistance (équivalent à la spécification X120 de la Swedish Steel Docol 1000) et en des couches extérieures pour la protection de l'environnement. Le MASIP a été testé pour la résistance à l'éclatement, la contrainte de flexion et la perméabilité aux gaz. Le projet de recherche a également mis au point un modèle de boucle d'écoulement pour les essais de durabilité prolongés. Le pipeline composite s'est avéré compatible à 100 % avec l'hydrogène gazeux à haute pression, ainsi qu'avec d'autres fluides comme le CO_2, l'émulsion eau-huile et le gaz naturel [95].

3.3 Règlements et normes relatifs aux revêtements internes et externes ainsi qu'aux membranes pour les infrastructures de pipeline

3.3.1 Règlements

Les règlements canadiens relatifs aux revêtements et aux membranes de pipeline se classent en deux catégories principales : ceux axés sur les services (p. ex., les pipelines et les équipements sous pression) et ceux axés sur les matières (p. ex., les substances toxiques et les composés organiques volatils). Les normes citées dans les règlements définissent des exigences et des lignes directrices précises.



3.3.1.1 Règlements sur les pipelines et les équipements sous pression

Le réseau de gazoducs du Canada se divise en quatre principaux types de pipelines : les pipelines de collecte, les pipelines d'alimentation, les pipelines de transport et les pipelines de distribution [96]. Les pipelines de transport, qui servent de conduits majeurs au-delà des frontières provinciales ou internationales, sont généralement réglementés par le gouvernement fédéral canadien aux termes du Règlement de la Régie canadienne de l'énergie sur les pipelines terrestres (DORS/99-294) [97]. Des organismes de réglementation provinciaux supervisent la réglementation des trois autres types de pipelines. La surveillance réglementaire sur le plan provincial varie en fonction de facteurs tels que la pression d'exploitation

et l'objectif des pipelines [98]. La réglementation et l'enregistrement des équipements sous pression des pipelines intraprovinciaux sont gérés sur le plan provincial seulement. L'organisme de réglementation et les règlements applicables aux pipelines et aux équipements sous pression sont résumés dans le tableau 3. Au fur et à mesure que la chaîne de valeur de l'hydrogène se développe, on s'attend à ce que les pipelines de transport, de distribution et, dans une certaine mesure, d'alimentation soient construits ou réaffectés pour traiter l'hydrogène et les mélanges d'hydrogène/gaz naturel [15]. Il est important que le cadre réglementaire actuel soit préparé et flexible pour qu'il puisse s'adapter à cette portée étendue, ce qui pourrait nécessiter des ajustements législatifs pour une surveillance et une conformité appropriées [99].

En ce qui concerne les normes techniques de conception, de construction, d'exploitation, de maintenance et de déclassement des pipelines de pétrole et de gaz, les règlements fédéraux et provinciaux sur les pipelines font référence à la norme CSA Z662. Les revêtements de protection jouent un rôle essentiel dans les programmes de gestion de l'intégrité des pipelines, lesquels sont obligatoires tant sur le plan fédéral que sur le plan provincial, comme le montre le tableau 3. Cependant, les règlements fédéraux et provinciaux actuels ne traitent pas explicitement de l'hydrogène. Par exemple, le Règlement de la Régie canadienne de l'énergie sur les pipelines terrestres fait référence aux exigences de la norme CSA Z662 qui sont applicables uniquement aux pipelines servant au transport d'hydrocarbures liquides ou gazeux, lesquels peuvent inclure de l'hydrogène gazeux mélangé (voir le paragraphe 4.1 du Règlement) [97].

L'approbation réglementaire de la conception des appareils sous pression et des canalisations, y compris la sélection et l'utilisation des revêtements et des membranes pour les équipements sous pression, est conforme aux exigences spécifiées dans la norme CSA B51.

Tableau 3 : Autorité compétente (AC) concernant la sécurité des pipelines et des équipements sous pression au Canada

Juridiction	Organisme de réglementation et activités pertinentes	Nom et désignation des règlements	Exigences relatives aux revêtements et aux membranes pour les règlements portant sur les pipelines et les équipements
Fédéral	▪ La Régie de l'énergie du Canada (REC) réglemente les pipelines de pétrole et de gaz [97].	▪ Règlement sur les pipelines terrestres (DORS/99-294)	▪ Désigne la norme CSA Z662 pour les pipelines servant au transport d'hydrocarbures liquides ou gazeux uniquement.
Alberta	▪ L'Alberta Energy Regulator (AER) réglemente tous les pipelines liés à l'extraction d'énergie [99]. ▪ La branche des services publics ruraux réglemente les pipelines de distribution de gaz sous 700 kPa (102 lb/po^2). ▪ L'Alberta Utilities Commission (AUC) réglemente les pipelines liés aux services publics. ▪ L'Alberta Boilers Safety Association (ABSA) réglemente les équipements sous pression.	▪ Pipeline Rules (règlement de l'Alberta 91/2005, règles relatives aux pipelines) ▪ Pressure equipment safety regulation (règlement de l'Alberta 49/2006, règlement sur la sécurité des équipements sous pression)	▪ Fait référence à la norme CSA Z662 pour les pipelines. ▪ Fait référence à la norme CSA B51 pour les équipements sous pression. ▪ Approbation des matériaux ou des méthodes non standard à la discrétion de l'organisme de réglementation.

Juridiction	Organisme de réglementation et activités pertinentes	Nom et désignation des règlements	Exigences relatives aux revêtements et aux membranes pour les règlements portant sur les pipelines et les équipements
Colombie-Britannique	▪ Le BC Energy Regulator (BCER) réglemente les pipelines de pétrole et de gaz de plus de 100 lb/po^2. ▪ La British Columbia Utilities Commission (BCUC) réglemente les pipelines de distribution. ▪ Technical Safety BC (TSBC) réglemente les chaudières et les appareils sous pression.	▪ Pipeline regulation (B.C. Reg. 289/2020, réglementation sur les pipelines) ▪ Power engineers, boiler, pressure vessel and refrigeration safety regulation (B.C. Reg. 289/2020, réglementation sur la sécurité liée aux ingénieurs en électricité, aux chaudières, aux appareils sous pression et à la réfrigération)	▪ Fait référence à la norme CSA Z662 pour les programmes de gestion et de prévention des dommages liés à la conception, aux matériaux et à l'intégrité. ▪ Les matériaux ou méthodes non standard ne sont pas spécifiés.
Saskatchewan	▪ Ministère de l'Économie de la Saskatchewan	▪ Saskatchewan Pipelines Code (Directive PNG034, code des pipelines de la Saskatchewan)	▪ Fait référence à la norme CSA Z662 pour les matériaux et la conception. ▪ Approbation des matériaux ou des méthodes non standard à la discrétion de l'organisme de réglementation.
Ontario	▪ La Commission de l'énergie de l'Ontario réglemente les opérations énergétiques, y compris les pipelines de pétrole et de gaz. ▪ L'Office des normes techniques et de la sécurité accorde des permis pour les réseaux de distribution et de transmission de gaz naturel, les réseaux d'oléoducs et les appareils sous pression.	▪ Natural Gas Facilities Handbook (guide des installations de gaz naturel) ▪ Environmental Guidelines for Hydrocarbon Projects (lignes directrices environnementales pour les projets d'hydrocarbures) ▪ Boilers and Pressure Vessels Safety Program Code Adoption Document (code de sécurité sur les chaudières et les appareils sous pression)	▪ Fait référence à la norme CSA Z662 pour la conception. ▪ Approbation des matériaux ou des méthodes non standard par l'Office des normes techniques et de la sécurité. ▪ Fait référence à la norme CSA B51 pour les équipements sous pression.
Québec	▪ La Régie de l'énergie réglemente les activités dans le secteur de l'énergie, y compris l'exploration des hydrocarbures et les systèmes connexes. ▪ Gouvernement du Québec	▪ Règlement sur les licences d'exploration d'hydrocarbures ▪ Règlement sur les appareils sous pression	▪ Fait référence à la norme CSA Z662 pour les programmes de gestion de l'intégrité. ▪ La documentation des spécifications techniques pour la construction de pipelines sera soumise à l'approbation de l'organisme de réglementation. ▪ Fait référence à la norme CSA B51 pour les appareils sous pression.
Nouveau-Brunswick	▪ La Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick réglemente les services publics et les pipelines de pétrole et de gaz.	▪ Loi sur les pipelines	▪ Fait référence à la norme CSA Z662 pour la conception et l'exploitation des pipelines transportant des hydrocarbures liquides ou gazeux ou des minéraux. ▪ La Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick approuvera les conceptions non standard en l'absence d'une norme comparable de la CSA ou d'autres normes applicables.

3.3.1.2 Règlements relatifs au contenu des revêtements et des membranes

Tous les revêtements et membranes utilisés au Canada sont assujettis aux exigences réglementaires en matière de sécurité tout au long de leur cycle de vie, y compris le développement, la fabrication, le commerce, l'application, l'entretien et l'élimination. En plus des règlements qui régissent les pipelines et les équipements sous pression, l'utilisation de revêtements et de membranes nécessite également de respecter les règlements énumérés dans le tableau 4 pour atténuer toute incidence préjudiciable potentielle sur l'environnement, les personnes et les propriétés. Les règlements applicables ont été élaborés en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999),* sur la recommandation du ministre de l'Environnement et du ministre de la Santé.

3.3.2 Normes

Les normes relatives aux revêtements et aux membranes utilisés dans l'exploitation des gazoducs et des équipements sous pression sont généralement établies par des associations internationales et des organismes de normalisation, comme on l'examine dans ce rapport. Les normes relatives aux revêtements et aux membranes ont été classées en trois types, selon l'aspect abordé [39].

- Normes couvrant les aspects des infrastructures et des structures d'équipement, comme les pipelines, les équipements sous pression et les appareils à hydrogène. Ces normes font souvent l'objet d'une référence directe dans les règlements et régissent l'ensemble du cycle de vie des infrastructures et des équipements, y compris l'intégration des revêtements et des membranes comme composants fonctionnels.
- Normes fournissant les pratiques recommandées pour les revêtements et les membranes, comme la préparation de la surface, l'application, l'installation, la qualification, la réparation et les spécifications du produit. Ces normes font souvent l'objet d'une référence dans les normes relatives aux infrastructures et aux équipements comme faisant partie intégrante de la sélection des produits, des directives de conception et des protocoles de gestion de la qualité.
- Normes mettant l'accent sur les essais relatifs aux propriétés des revêtements et des membranes, y compris la force d'adhérence, l'épaisseur du film sec, la densité, la résistance chimique et d'autres caractéristiques pertinentes. Ces normes sont souvent citées par d'autres normes en tant que modules pour réduire la répétition et assurer l'uniformité.

Tableau 4 : Règlements fédéraux en matière d'environnement et de sécurité relatifs aux revêtements et aux membranes

Désignation	Titre
DORS/2006-347 [100]	Règlement sur le 2-butoxyéthanol
DORS/2009-162 [101]	Règlement sur l'électrodéposition du chrome, l'anodisation au chrome et la gravure inversée
DORS/2018-83 [102]	Règlement sur les produits de consommation contenant du plomb
DORS/2019-51 [103]	Règlement sur les urgences environnementales
DORS/2013-88 [104]	Règlement sur l'exportation des substances figurant à la Liste des substances d'exportation contrôlée
DORS/94-261 [105]	Règlement sur les dénominations maquillées
DORS/2016-151 [106]	Règlement multisectoriel sur les polluants atmosphériques
DORS/2002-374 [107]	Règlement sur les droits concernant les substances nouvelles
DORS/2005-247 [108]	Règlement sur les renseignements concernant les substances nouvelles (substances chimiques et polymères)

Désignation	Titre
DORS/2000-107 [110]	Règlement sur la persistance et la bioaccumulation
DORS/89-501 [111]	Règlement sur la concentration en phosphore dans certains produits de nettoyage
DORS/2014-254 [112]	Règlement sur les produits contenant du mercure
DORS/2012-285 [113]	Règlement sur certaines substances toxiques interdites (2012)
DORS/2012-134 [114]	Règlement sur les dispositions réglementaires désignées aux fins de contrôle d'application — *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*
DORS/2011-90 [115]	Règlement sur les avis de rejet ou d'urgence environnementale
DORS/2016-193 [116]	Règlement sur les revêtements
DORS/2003-283 [117]	Règlement sur les solvants de dégraissage
DORS/2008-197 [118]	Règlement sur les systèmes de stockage de produits pétroliers et de produits apparentés
DORS/2006-298 [119]	Liste de quasi-élimination
DORS/2021-268 [120]	Règlement limitant la concentration en composés organiques volatils de certains produits

3.3.2.1 Normes relatives aux infrastructures et aux équipements

Les normes de cette catégorie répondent aux exigences techniques tout au long du cycle de vie des infrastructures et des équipements. La portée du service et les aspects techniques des revêtements et des membranes décrits dans ces normes sont directement liés aux règlements relatifs aux infrastructures et aux équipements.

3.3.2.1.1 Normes relatives aux pipelines

Actuellement, aux paliers fédéral et provinciaux, les règlements canadiens font référence à l'édition 2023 de la norme CSA Z662, laquelle énonce les exigences minimales relatives aux pipelines dans l'industrie pétrolière et gazière. Citons, notamment, les exigences relatives à la conception, à la construction, à l'exploitation, à la maintenance, à la désactivation et à l'abandon des réseaux de pipelines, ainsi que les exigences relatives aux revêtements et aux membranes dans ces infrastructures. Cependant, la norme ne précise pas les exigences relatives aux pipelines pour un fonctionnement avec 100 % d'hydrogène, bien que les mises à jour de l'édition 2023 intègrent les exigences relatives aux mélanges d'hydrogène et de gaz naturel.

Le tableau 5 montre les normes internationales relatives aux pipelines, qui traitent spécifiquement du transport d'hydrogène ou qui ont élargi leur portée pour inclure le transport d'hydrogène, comme la norme CSA Z662. Le principal objectif du revêtement, de la gaine et de la membrane définis dans ces normes est de protéger le substrat de la corrosion, de l'érosion et de l'abrasion. Des dispositions spécifiques concernant le revêtement, la gaine et la membrane pour l'atténuation de la FH gazeux et pour l'amélioration de l'efficacité de l'écoulement ne sont pas encore incluses. La norme DVGW G-409 fait référence à la norme ASME B31.12 pour les recommandations générales sur les matériaux, mais ne précise pas les exigences relatives aux revêtements et aux membranes pour les utilisations avec de l'hydrogène. De plus, la norme BSI PD 8010 fournit des directives sur l'application de revêtements internes antifriction aux gazoducs, qui peuvent être adoptées pour les revêtements visant l'efficacité de l'écoulement de l'hydrogène avec une modification appropriée des conditions d'essai et des critères d'acceptation.

Les normes CGA G-5.6 et ASME B31.12 sont les standards de conception et de construction spécifiques à la tuyauterie et aux pipelines pour le

transport d'hydrogène, qui traitent divers aspects des réseaux de transport et de distribution d'hydrogène gazeux. Elles englobent les principes de conception des pièces, des équipements, des appareils, des pipelines et des stations, ainsi que les mesures de construction, d'exploitation, de maintenance et de protection. Les documents contiennent, en outre, des renseignements sur la performance des matériaux, les considérations relatives à la métallurgie et les mécanismes de dégradation de l'environnement. La norme CGA G-5.6, harmonisée avec la norme EIGA Doc. 121/04 [19], s'applique aux rapports de mélange d'hydrogène de 10 à 100 %, avec une pression totale maximale de 21 MPa (3 000 lb/po^2). Cependant, les exigences relatives aux revêtements et aux membranes font référence à la norme NACE RP0169 [121], qui traite du revêtement protecteur des pipelines contre la corrosion externe uniquement et qui n'est pas adapté au transport d'hydrogène. La norme ASME B31.12 couvre la canalisation à haute pression avec une pression maximale de service allant jusqu'à 100 MPa (15 000 lb/po^2) et des pipelines de transport allant jusqu'à 21 MPa (3 000 lb/po^2). Notamment, la norme précise les critères obligatoires pour l'utilisation des membranes qui améliorent l'écoulement en fonction de la taille des joints de dilatation et de la vitesse d'écoulement. Les directives générales relatives à l'utilisation des systèmes de revêtement interne et externe comme mesures d'atténuation de la corrosion sont décrites dans les normes, mais les détails techniques ne sont pas spécifiés.

Tableau 5 : Normes relatives aux hydrogénoducs

Désignation	Titre	Date de publication
ASME B31.12	Hydrogen piping and pipelines	2019
BSI PD 8010-1	Pipeline systems - Part 1: Code of Practice, Steel pipelines on land	2015
CGA G-5.6	Hydrogen pipeline systems	2013
CSA Z662	Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz	2023
EN 14161	Industries du pétrole et du gaz naturel – Systèmes de transport par conduites	2011
Série de normes NEN 3650	Requirements for pipeline systems	2020
NEN 3651	Additional requirements for pipelines in or nearby important public works	2020
ISO 13623	Industries du pétrole et du gaz naturel – Systèmes de transport par conduites	2017
IGEM/TD/1, 6^e édition	Steel pipelines for high pressure gas transmission supplement 2	2021
DVGW G 409	Conversion of high-pressure gas steel pipelines for a design pressure of more than 16 bar for transportation of hydrogen	2020
IGC Doc 121/14	Hydrogen pipeline systems	2014

Il est essentiel que les revêtements et les membranes conservent leur intégrité pendant l'exploitation du pipeline ainsi que les activités d'entretien comme l'entreposage, le transport, le pliage, l'installation, le soudage, le remblayage, les essais hydrostatiques, l'inspection, la réparation, la réaffectation et la réhabilitation du réseau de pipelines. Les exigences relatives à l'intégrité du revêtement et de la membrane pendant l'exploitation et la maintenance du pipeline sont résumées dans le tableau 6.

Pour répondre aux exigences relatives aux revêtements et aux membranes énumérés dans le tableau 6, la norme CSA Z 662:23 fait référence à une gamme de normes qui fournissent des spécifications et des protocoles de qualification décrivant la méthodologie d'essai, les conditions d'essai (c.-à-d. les conditions de transport prévues) et les critères d'acceptation des résultats d'essai pour divers revêtements et membranes. Les normes mentionnées dans la norme CSA Z 662:23 sont classées en fonction des types de revêtements et résumées dans le tableau 7. La vérification des exigences relatives aux hydrogénoducs énoncées dans ces normes est nécessaire avant qu'elles aient la possibilité d'être référencées convenablement pour la distribution d'hydrogène.

Tableau 6 : Exigences relatives aux revêtements et aux membranes pour l'évaluation de la performance des pipelines

Exigences	Membrane protectrice	Revêtement interne	Revêtement externe
Facilité d'installation, d'application et de réparation	Applicable	Applicable	Applicable
Continuité (détecteur de défauts)	Applicable	Applicable	Applicable
Adhérence	Sous réserve des spécifications du produit et des règles de calcul	Applicable	Applicable
Flexibilité	Applicable, une flexibilité supplémentaire est nécessaire pour le tuyau enroulable utilisé comme membrane.	Applicable, dépend de la flexion du tuyau	Applicable, dépend de la flexion du tuyau.
Résistance aux intempéries	Applicable, si un entreposage extérieur à long terme est nécessaire.	Applicable, si un entreposage extérieur est nécessaire sans protection comme des embouts de protection et une bâche.	Applicable, s'il s'agit d'une infrastructure hors terre et sujette à un entreposage extérieur sans protection comme des embouts de protection et une bâche.
Résistance aux rayons du soleil	Applicable, si un entreposage extérieur à long terme est nécessaire.	Applicable, si un entreposage extérieur est nécessaire sans protection comme des embouts de protection et une bâche.	Applicable, s'il s'agit d'une infrastructure hors terre sans protection comme des embouts de protection et une bâche.
Résistance aux produits chimiques	Applicable, produits chimiques provenant du flux transporté et de l'espace annulaire	Applicable, produits chimiques provenant du flux transporté	Applicable, produits chimiques provenant des environnements atmosphérique, enfoui ou immergé
Résistance aux dommages mécaniques	Applicable, dommages causés par l'érosion, le raclage, l'installation de lames	Applicable, dommages causés par l'érosion et le raclage	Applicable, dommages causés par la manutention, le remblayage et le mouvement du sol

Exigences	Membrane protectrice	Revêtement interne	Revêtement externe
Résistance au détachement cathodique	Non applicable	Non applicable	Applicable
Résistance à la pression	Applicable, pression de l'écoulement, généralement fluctuante	Applicable, pression de l'écoulement, généralement fluctuante	Applicable, pression du sol (enterré) ou de l'eau (immergé), généralement constante
Résistance à la température	Applicable, température de l'écoulement (constante ou fluctuante), gradient thermique (effet de paroi froide)	Applicable, température de l'écoulement (constante ou fluctuante), gradient thermique (effet de paroi froide)	Applicable, température de l'écoulement (constante ou fluctuante), conditions environnementales extrêmes (zone arctique)
Résistance aux activités microbiologiques	Applicable, micro-organisme provenant du fluide transporté et de l'espace annulaire	Applicable, micro-organisme provenant du fluide transporté	Applicable, micro-organisme provenant des environnements atmosphérique, enfoui ou immergé

Table 7 : Normes citées par la norme CSA Z 662:23 relativement à la spécification et à la qualification de divers revêtements et membranes

Désignation	Titre	Revêtements et membranes	Date de publication
Revêtement externe			
CSA Z245.20	Plant-applied external fusion bond epoxy (FBE) coating for steel pipe	Époxy lié par fusion	2022
CSA Z245.21	Plant-applied external polyethylene coating for steel pipe	PE	2022
CSA Z245.22	Plant-applied external polyurethane foam insulation coating for steel pipe	Mousse de polyuréthane	2022
CSA Z245.30	Field-applied external coatings for steel pipeline systems	Époxy liquide, époxy lié par fusion, ruban polymérique, manchon thermorétractable, mousse de polyuréthane isolante, pétrolatum renforcé de fibres, systèmes à la paraffine ou viscoélastiques	2022
Revêtement interne et membrane			
CAPP Best Management Practices	Utilisation de pipelines à membrane protectrice en polyéthylène haute densité (PEHD)	PEHD	2022
CSA B137.4	Polyethylene (PE) piping systems for gas services	PE	2020
ASTM D3350	Standard Specification for Polyethylene Plastics Pipe and Fittings Materials	PE	2021
PPI TR-4	PPI HSB Listing of Hydrostatic Design Basis (HDB), Hydrostatic Design Stress (HDS), Strength Design Basis (SDB), Pressure Design Basis (PDB) and Minimum Required Strength (MRS) Ratings for Thermoplastic Piping Materials or Pipe	PE, PVC, polyéthylène réticulé (PEX)	2021

Désignation	Titre	Revêtements et membranes	Date de publication
Revêtement interne et membrane			
CSA B137.12	Systèmes de tuyauterie en polyamide (PA) pour les services de gaz	PA	2020
ASME B16.40	Manually Operated Thermoplastic Gas Shutoffs and Valves in Gas Distribution Systems	PA	2019
API 15LE	Specification for Polyethylene Line Pipe (PE)	PE	2022
ASTM D3261	Standard Specification for Butt Heat Fusion Polyethylene (PE) Plastic Fittings for Polyethylene (PE) Plastic Pipe and Tubing	PE	2016
ASTM F2206	Standard Specification for Fabricated Fittings of Butt-Fused Polyethylene (PE)	PE	2019
ASTM F1973	Standard Specification for Factory Assembled Anodeless Risers and Transition Fittings in Polyethylene (PE) and Polyamide 11 (PA11) and Polyamide 12 (PA12) Fuel Gas Distribution Systems	PE, PA	2021
CSA B137.19	Crosslinked polyethylene (PEX) piping systems for gas services	PEX	2023
ASTM F2905/ F2905M	Standard Specification for Crosslinked Polyethylene (PEX) Line Pipe for Oil and Gas Producing Applications	PEX	2022
CAPP Best Management Practices	Use of Reinforced Composite Pipe (Non-Metallic Pipelines)	Composite renforcé	2022
API 15HR	Specification for High Pressure Fiberglass Line Pipe	Composite renforcé	2021
API 15S	Spoolable Reinforced Plastic Line Pipe	Composite renforcé	2023
API 17J	Specification for Unbonded Flexible Pipe	Composite renforcé	2021
API 17K	Specification for Bonded Flexible Pipe	Composite renforcé	2022

3.3.2.1.2 Normes relatives aux appareils sous pression et à l'équipement

Au Canada, les règlements sur les appareils sous pression font référence à la norme CSA B51 [122] pour les exigences relatives aux chaudières, aux appareils sous pression et aux canalisations sous pression. La partie 2 de la norme CSA B51 [123] décrit les exigences relatives à l'utilisation de membranes métalliques et non métalliques dans les bouteilles à haute pression pour l'entreposage du gaz naturel, des mélanges d'hydrogène et de l'hydrogène comme carburant pour les véhicules automobiles. Compte tenu des similarités dans les conditions de haute pression existant entre les hydrogénoducs et les bouteilles sous pression pour automobiles, les exigences de la partie 2 de la norme CSA B51 relatives à l'utilisation des membranes peuvent s'appliquer aux pipelines. Aux fins de l'adoption de la norme CSA Z662, elles devraient être réévaluées conformément aux exigences décrites dans le tableau 6. L'acier (y compris l'acier inoxydable) utilisé comme matériau pour le corps et la membrane des bouteilles de stockage sous pression est conforme aux exigences des normes ISO 9809 1 [124] et ISO 11114-4 [125], qui définissent les limites de résistance à la traction.

Lorsque les composants du corps et de la membrane sont faits de matériaux non métalliques, comme l'aluminium, les résines, les fibres et le plastique, les facteurs à prendre en considération comprennent leur résistance à la température, aux impacts, à la composition du gaz, aux produits chimiques et aux pressions cycliques et statiques.

Le processus de qualification de la partie 2 de la norme CSA B51 pour les matériaux du corps et de la membrane des appareils sous pression comprend des essais mécaniques et des essais de résistance environnementale. Les normes ISO 9809-1 [124], ISO 7866 [126], ASTM E8 [127], ISO 148-1 [128] et ASTM E23 [129] sont retenues pour tester les propriétés mécaniques de ces matériaux. La résistance environnementale est évaluée à l'aide des normes ISO 306 [130], NACE TM 0177 [131] et ISO 7866 [132]. Les exigences supplémentaires relatives aux matériaux des bouteilles comprennent les performances de rupture ainsi que les essais de fuite, les essais de résistance à la pression hydrostatique, les essais d'éclatement sous pression hydrostatique, les essais en pression cyclique, les essais à la flamme vive, les essais de pénétration, les essais de tolérance aux défauts, les essais accélérés de rupture sous contrainte, les essais de chute, les essais de perméation, les essais environnementaux et les essais de cyclage au gaz. Il est important de noter que les membranes métalliques sont considérées comme imperméables aux gaz dans cette norme et sont exemptes des essais de perméabilité aux gaz pour les bouteilles de stockage de carburant. Bien que tous les essais mentionnés se rapportent aux applications impliquant des pipelines, l'hypothèse de l'imperméabilité aux gaz ne s'applique pas aux pipelines de transport, car ils sont conçus pour une exploitation beaucoup plus longue que les bouteilles pour véhicules en vertu de la norme CSA B51, et l'effet de la perméation de l'hydrogène gazeux sur la performance des matériaux doit être souligné.

En revanche, la partie 2 de la norme CSA B51 suppose l'application de revêtements et établit des critères d'acceptation uniquement pour la protection externe des bouteilles de stockage d'hydrogène. Les essais généralement requis comprennent l'adhérence, la flexibilité, la résistance aux chocs, la résistance aux produits chimiques, la résistance aux rayons UV, la résistance au brouillard salin et la résistance à l'écaillage. Les exigences relatives aux essais sont semblables à celles des revêtements externes pour les gazoducs, comme le montre le tableau 6. Cette similarité suggère que les protocoles d'essai existants pour les revêtements externes sont polyvalents et peuvent être appliqués aux infrastructures et aux équipements à hydrogène après l'évaluation technique.

D'autres documents potentiellement pertinents pour la sélection et la caractérisation des revêtements et des membranes pour les hydrogénoducs sont la série de normes de la CSA contenant les exigences relatives aux composants des véhicules à hydrogène et à l'équipement des stations de ravitaillement, qui comprennent les revêtements et les membranes comme des composants essentiels. La norme ANSI/CSA HGV 4.1 [133] décrit les exigences de sécurité relatives aux réseaux de distribution d'hydrogène gazeux. Dans cette norme, les revêtements sont appliqués à l'extérieur des enceintes. La sélection des matériaux pour les équipements de transport d'hydrogène est décrite dans la norme CSA CHMC1 [134], dans une méthodologie d'essai normalisée pour la compatibilité des matériaux avec les applications d'hydrogène comprimé et dans la norme ASME B31.12 [135]. La norme CSA/ANSI HGV 4.2 [136] précise les exigences relatives aux flexibles et aux ensembles de flexibles utilisés pour distribuer de l'hydrogène gazeux comprimé aux véhicules. Les flexibles et les assemblages sont généralement doublés de matériaux barrière à l'hydrogène, de sorte que le protocole de qualification pertinent pour les flexibles bénéficie de la normalisation des revêtements et des membranes utilisés pour les hydrogénoducs. Ces protocoles pertinents comprennent les essais de fuite, de résistance hydrostatique, de résistance électrique, de résistance mécanique, d'exposition environnementale et de perméation dans des conditions opérationnelles typiques.

Le Boiler and Pressure Vessel Code (BPVC, code sur les chaudières et les appareils sous pression) de l'American Society of Mechanical Engineers (ASME, société américaine des ingénieurs en mécanique) est reconnu mondialement comme un ensemble complet de normes largement utilisées dans la fabrication, la construction et l'exploitation des chaudières et des appareils sous pression. Dans le BPVC, la section VIII-3 KD-10 traite spécifiquement des appareils à haute pression et fournit des règles basées sur la mécanique de la rupture pour

la conception d'appareils sous pression destinés au transport d'hydrogène jusqu'à 103,4 MPa (15 000 lb/po^2), la même pression maximale de service que celle définie dans la norme ASME B31.12 relativement aux canalisations à haute pression. Cette section du BPVC met l'accent sur les exigences relatives aux cycles de fatigue et à la ténacité à la rupture pour les matériaux utilisés dans le transport d'hydrogène, qui ont été intégrées à de nombreuses normes de l'industrie régissant la sélection des matériaux et la conception des équipements. Les exigences relatives aux cycles de fatigue et à la ténacité à la rupture des matériaux s'appliquent aux revêtements internes et aux membranes pour les hydrogénoducs et devraient être incluses dans leurs protocoles de qualification.

3.3.2.2 Normes relatives aux spécifications et aux pratiques recommandées pour les revêtements et les membranes pour applications particulières

À l'heure actuelle, il y a un manque de normes relatives à la performance et aux meilleures pratiques pour l'application, l'inspection, les essais, la manutention et l'entreposage des revêtements et des membranes, particulièrement concernant les hydrogénoducs. Néanmoins, il est important de noter que la spécification des revêtements et des membranes pour la protection contre la corrosion dans les gazoducs a déjà été établie dans l'industrie du pétrole et du gaz. Ces spécifications existantes devraient être examinées et éventuellement modifiées et complétées pour tenir compte de l'intégrité et de l'efficacité des revêtements et des membranes dans les réseaux de transport d'hydrogène. Cependant, on devrait reconnaître que les défis particuliers posés par l'hydrogène, comme la fragilisation et la faible efficacité du transport, constituent une voie importante à suivre dans la recherche de solutions normalisées.

3.3.2.2.1 Matériaux pour le transport d'hydrogène

Les lignes directrices et les informations relatives à la sélection des matériaux concernant le transport d'hydrogène se trouvent dans les documents répertoriés dans le tableau 8. Un examen complet des matériaux des pipelines, de leur compatibilité avec l'hydrogène et de la normalisation est fourni dans un autre rapport de recherche de la CSA [137]. Ces documents sont régulièrement mis à jour pour intégrer les nouvelles conclusions des pratiques industrielles et des essais en laboratoire. Cependant, ces normes sont élaborées pour diverses applications d'hydrogène. Par conséquent, certaines d'entre elles nécessitent une réévaluation technique avant d'être appliquées aux hydrogénoducs.

Conformément à l'annexe A-2 non mandatée de la norme ASME B31.12 et à l'annexe C de la norme ISO/TR 15916, l'aluminium, les alliages d'aluminium, l'acier au carbone (ASTM A106, classe B, ASTM A53, classe B, et API 5 L, grades X42 et X52), le cuivre, les alliages de cuivre et les aciers austénitiques avec plus de 7 % de nickel (p. ex., 304, 304L, 308, 316, 321, 347) peuvent être acceptables pour le transport d'hydrogène gazeux sec. Cependant, les alliages de nickel et à base de nickel, ainsi que les aciers au nickel, sont énumérés dans l'annexe A-2 de l'ASME B31.12 comme étant non acceptés pour le transport d'hydrogène gazeux en raison de leur

Tableau 8 : Normes et rapports portant sur la sélection des matériaux pour le transport d'hydrogène

Désignation	Titre	Date de publication
ASME B31.12	Hydrogen Piping and Pipelines	2019
ANSI/CSA CHMC 1	Test methods for evaluating material compatibility in compressed hydrogen applications – Metals	2018
ANSI/CSA CHMC 2	Test methods for evaluating material compatibility in compressed hydrogen applications – Polymers	2019
ISO/TR 15916	Considérations fondamentales pour la sécurité des systèmes à l'hydrogène	2015
CGA G-5.6	Hydrogen Pipeline Systems	2013
SAND2012-7321	Technical Reference for Hydrogen Compatibility of Materials	2012

sensibilité à la FH gazeux. Les critères d'acceptation relatifs à la sélection des matériaux sont basés sur la performance structurelle, par exemple, la résistance aux fissures dues à la fatigue. Par conséquent, les alliages de nickel et à base de nickel avec une faible perméabilité à l'hydrogène atomique peuvent être exclus de cette disposition lorsqu'ils sont utilisés comme revêtements et comme membranes, car ils ne sont pas sous pression et n'ont pas besoin de respecter la pression opérationnelle dans la conception d'un pipeline [34]. Une étude plus approfondie est requise pour confirmer les critères d'acceptation du revêtement et de la membrane, car la défaillance de ces protections dans des conditions spécifiques à l'hydrogène gazeux à haute pression pourrait résulter de mécanismes autres que la fissuration due à la fatigue. Les performances potentielles de la barrière à l'hydrogène des revêtements et des membranes, tels que le nickelage chimique autocatalytique (phosphate de nickel), le zinc, la céramique et les systèmes composites, n'ont pas encore été examinées.

Les divers polymères commerciaux, comme le PTFE, le caoutchouc de chloroprène, la fibre de polyester, le film de polyester, le nitrile, les polyamides et le polychlorotrifluoroéthylène sont considérés comme adaptés au transport d'hydrogène gazeux selon l'annexe C de la norme ISO/TR 15916. Il devrait être noté que la pertinence d'un polymère est principalement déterminée par sa résistance à la dépressurisation rapide plutôt que par sa perméabilité à l'hydrogène. De plus, la norme CGA G-5.6 précise les limites de température maximales pour les différents matériaux plastiques utilisés dans le transport d'hydrogène.

Les normes ANSI/CSA CHMC 1 et ANSI/CSA CHMC 2 mettent l'accent sur les métaux et les polymères, respectivement, et décrivent les protocoles de qualification des matériaux (p. ex., méthodologie d'essai, conditions d'essai et critères d'acceptation définis) pour les applications d'hydrogène comprimé. La norme ANSI/CSA CHMC 1 définit la compatibilité des métaux avec l'hydrogène dans certaines conditions par l'entremise de critères d'acceptation pour divers essais. Ces essais comprennent les essais de traction à faible vitesse de déformation (ASTM G142 et ASTM G129), le facteur d'intensité de contrainte du seuil de fissuration induite par l'hydrogène (ASTM E1820), la vitesse de propagation des fissures dues à la fatigue (ASTM E647) et les essais d'endurance (ASTM E1012, ASTM E466 et ASTM E606). Cependant, les paramètres importants des essais de fatigue énumérés dans la norme ANSI/CSA CHMC 1, tels qu'un rapport R fixe de 0,1±10 % et une fréquence de 1 Hz, sont spécialement adaptés à l'équipement des véhicules à hydrogène. Les gazoducs présentent généralement des fluctuations de pression avec des valeurs R plus élevées et des fréquences plus basses [138], ce qui suggère que le protocole de qualification de l'ANSI/CSA CHMC 1 pour la compatibilité avec les applications d'hydrogène comprimé peut être trop strict dans le cadre de l'utilisation d'un pipeline.

Dans la norme ANSI/CSA CHMC 2, la performance des matériaux polymères en présence d'hydrogène est évaluée en fonction de la diffusion de l'hydrogène, de sa perméabilité, de sa stabilité physique (dimensions, masse, apparence et densité), des variations des propriétés de traction (ASTM D638, ISO 527, ASTM 412 et ISO 37), de sa résistance aux chocs (ISO 179 et ISO 8256), de sa dureté d'après duromètre (ASTM D2240), de son usure dynamique (ASTM G133), de la contamination des matériaux (ISO 14687, SAE J2719), ainsi que de l'exposition statique à l'hydrogène, du cycle initial et du vieillissement prolongé. La norme fournit un moyen de mesurer la compatibilité avec l'hydrogène des matériaux polymères sur une échelle de notation pour la comparaison avec d'autres matériaux, qui servent de niveaux d'acceptation des spécifications pour une application donnée. Tout comme la norme CSA CHMC1, il est nécessaire de personnaliser les éléments et les paramètres d'essai pour les applications liées aux pipelines.

3.3.2.2.2 Revêtements externes pour canalisations de pétrole et de gaz

Les normes existantes pour les revêtements externes mis au point pour les pipelines de pétrole et de gaz peuvent être appliquées aux pipelines utilisés pour le transport d'hydrogène et de mélanges de gaz naturel et d'hydrogène en raison des similitudes entre les types de revêtements et de membranes utilisés, les exigences de protection contre la corrosion et les conditions environnementales auxquelles ils sont exposés. Les revêtements externes pour les pipelines sont généralement classés en deux types, appliqués en usine et sur le terrain, lesquels sont couverts par les



« Les normes existantes pour les revêtements externes mis au point pour les pipelines de pétrole et de gaz peuvent être appliquées aux pipelines utilisés pour le transport d'hydrogène et de mélanges de gaz naturel et d'hydrogène en raison des similitudes entre les types de revêtements et de membranes utilisés, les exigences de protection contre la corrosion et les conditions environnementales auxquelles ils sont exposés. »

normes CSA Z245.20 et CSA Z245.30, respectivement. Les essais requis applicables aux hydrogénoducs visés par ces normes CSA sont résumés dans le tableau 9. Les conditions d'essai et les critères d'évaluation des résultats des essais pour les revêtements appliqués aux canalisations de pétrole et de gaz pourraient avoir besoin d'un ajustement pour répondre aux exigences strictes relatives à la sécurité concernant les hydrogénoducs.

La série de normes ISO 21809 traite des aspects de l'application des revêtements externes similaires à ceux des normes CSA Z245.20 et CSA Z245.30. Plus précisément, la norme ISO 21809-3 [139] couvre la préparation de la surface, l'application, la qualification et les essais du revêtement d'aluminium par projection thermique, qui est reconnue comme une option potentielle pour les revêtements barrières à l'hydrogène. La norme ISO 21809-11 [140] définit les exigences techniques relatives à la réhabilitation ou à la réparation des revêtements sur place, en fournissant des directives et des critères de qualification pour chaque étape concernée. Cela comprend l'évaluation du revêtement aussi bien pour les nouveaux que pour les revêtements existants, l'élimination des revêtements dégradés, la préparation de la surface et l'application sur place ou in situ de revêtements externes. La norme NACE RP0105 [141] suit une approche similaire pour la réparation et la réhabilitation des revêtements, mais se concentre spécifiquement sur les revêtements époxy liquides. Les principes et les pratiques décrits dans ces normes de réhabilitation sont applicables lors de la réaffectation de tuyaux existants au transport d'hydrogène.

3.3.2.2.3 Revêtements internes pour pipelines

Les revêtements internes et les membranes offrent une protection contre la corrosion suffisante pendant l'entreposage, le transport, la construction, l'essai hydrostatique et l'exploitation des canalisations. De plus, ils contribuent à l'efficacité de l'écoulement gazeux, mais les règlements canadiens et les normes de la CSA ne traitent pas, actuellement, de cette application pour les revêtements internes et les membranes. Les normes ISO 15741 [142], EN 10301 [143] et API RP 5L2 [144] sont des normes reconnues pour les revêtements réduisant le frottement utilisés sur les gazoducs. Ces normes définissent l'application de revêtements internes pour réduire le frottement et la baisse de pression lors du transport des gaz non corrosifs. Les spécifications de revêtement et les pratiques d'application décrites dans ces normes mettent principalement l'accent sur les revêtements époxy liquides bicomposés. Les essais de qualification pour les propriétés énumérées dans le tableau 6 comprennent :

- **l'époxy liquide** (densité selon ISO 2811 et viscosité selon ISO 2431), matière non volatile (selon ISO 3251 en masse et ISO 3233 en volume), cendres, durée d'emploi et spectrométrie infrarouge ;
- **le revêtement durci :** épaisseur du film, adhérence (selon ISO 2409), dureté Buchholz, résistance au brouillard salin neutre (selon ISO 7253), résistance au vieillissement artificiel, essai de pliage (selon ISO 6860), résistance aux variations de pression du gaz, immersion dans l'eau (selon ISO 2812-2), produits chimiques (selon ISO 2812-1) et cloquage hydraulique.

Tableau 9 : Essais requis pour la qualification des revêtements externes pour pipelines

Éléments requis	Revêtements appliqués en usine			Revêtements appliqués sur le terrain		
	Époxy lié par fusion	**PE**	**Mousse de polyuréthane**	**Revêtement époxy liquide ou lié par fusion**	**Ruban et manchons polymériques**	**Pétrolatum renforcé de fibres, systèmes à la paraffine ou viscoélastiques**
Caractéristiques du matériau	Matériau en poudre – temps de durcissement, temps de gel, teneur en humidité, taille des particules, densité et caractéristiques thermiques Matériau durci – temps de durcissement, degré de durcissement, porosité, épaisseur, porosité et rugosité de surface	Apprêt époxy – densité, viscosité, poids équivalent à l'époxy, valeur totale d'amine et durée du gel Matériau de revêtement – densité, allongement à la rupture, écoulement, dureté, vieillissement thermique, contrainte de tension à la déformation, temps d'induction à l'oxydation, température de fragilité, résistance à la fissuration sous contrainte et point de ramollissement	Résistance à la compression, densité, teneur en cellules ouvertes, absorption d'eau et conductivité thermique (facteur K)	Épaisseur, dureté, caractéristiques thermiques, degré de durcissement et porosité	Épaisseur, apparence	Épaisseur, apparence
Adhérence	Essai d'adhérence au couteau	Essai d'adhérence par pelage	Essai de fluage	Essai d'adhérence au couteau	Essai d'adhérence par pelage	Essai d'adhérence par pelage
Résistance aux dommages mécaniques	Essais de souplesse, de jaugeage et de résistance aux chocs	Essais de souplesse et de résistance aux chocs	Essai d'énergie d'impact, résistance au cisaillement axial	Essais de souplesse, de jaugeage et de résistance aux chocs	Résistance à la traction, allongement, dureté, souplesse, cisaillement à simple recouvrement et résistance aux chocs	Cisaillement à simple recouvrement, résistance aux chocs
Resistance to cathodic disbondment	Essai de décollement cathodique	Essai de décollement cathodique	Non requis sur la couche isolante	Essai de décollement cathodique	Essai de décollement cathodique	Essai de détachement cathodique
Résistance à la température	Essai d'adhérence après immersion dans l'eau à haute température	Essai d'adhérence après immersion dans l'eau à haute température	Essai de vieillissement	Essai d'adhérence après immersion dans l'eau à haute température	Essai d'adhérence à la température opérationnelle maximale	Résistance à l'égouttement, essai d'adhérence à la température opérationnelle maximale

Les normes EN 10310 [143] et API RP 5L2 [144] traitent spécifiquement des revêtements internes en poudre de polyamide et en époxy lié par fusion, respectivement, pour les gazoducs. Ces normes fournissent des lignes directrices pour la qualification des matériaux de revêtement non durcis en tenant compte des caractéristiques spécifiques de chaque type de revêtements. Les éléments à tester sur les revêtements durcis sont généralement similaires à ceux utilisés pour les revêtements époxy liquides. Il est important de noter que les normes mentionnées ne traitent pas explicitement de la réduction du frottement pour les revêtements internes. Cette omission est due à la nature complexe de la réduction du frottement, qui est influencé par des facteurs tels que les caractéristiques de l'écoulement, la géométrie des tuyaux et les propriétés du revêtement. Une étude supplémentaire est requise pour élaborer des méthodes d'essai visant à évaluer la performance des revêtements internes en matière de réduction du frottement dans les applications de gazoducs.

3.3.2.2.4 Tuyaux en polymère (membranes protectrices)

Les tuyaux en polymère, comme le polyéthylène (PE), le polyéthylène haute densité (PEHD) et le polyéthylène réticulé (PEX), offrent des options polyvalentes pour diverses applications, en servant de pipelines autonomes ou de membranes installées dans des tuyaux en acier. La spécification, la conception et l'utilisation de ces systèmes de canalisations en polymère sont entièrement traitées par des spécifications standard complètes, des méthodes d'essai et des codes établis par les normes ASTM, AWWA, CSA et ISO, pour n'en nommer que quelques-unes. Ces normes portent sur la qualité et la performance des tuyaux en polymère au moyen de procédures d'essai et d'évaluation rigoureuses. De plus, le Plastics Pipe Institute (PPI) publie des rapports techniques (TR) et des notes techniques (TN) qui fournissent des renseignements précieux et des directives pour l'application et l'installation appropriées des tuyaux en polymère. Ces ressources ont fait l'objet d'un examen approfondi dans des sources externes [145], [146].

On s'attend à ce que les tuyaux en polymère renforcé jouent un rôle dans le transport d'hydrogène en raison de leurs propriétés améliorées par rapport aux tuyaux en polymère conventionnels. Des organisations telles que l'API, l'ASTM et la CSA ont élaboré une série complète de normes qui englobent divers aspects liés aux tuyaux en polymère renforcé. Ces normes couvrent un large éventail de sujets, y compris les exigences relatives à la performance, les considérations de conception, les matériaux appropriés, les procédures d'essai rigoureuses, les directives d'inspection, les spécifications de marquage, les pratiques de manutention et d'entreposage appropriées, les exigences d'expédition, les méthodes de réparation, les procédures d'installation et les protocoles de gestion de l'intégrité. Les normes connexes sont mentionnées et résumées dans le tableau 10.

Tableau 10 : Normes pour les tuyaux en polymère renforcé

Désignation	Titre	Date de publication
API RP 15CLT	Recommended Practice for Composite Lined Steel Tubular Goods	2018
API Spec 15HR	High-Pressure Fiberglass Line Pipe	2021
API Spec 15LR	Specification for Low Pressure Fiberglass Line Pipe	2018
API Spec 15S	Spoolable Reinforced Plastic Line Pipe	2022
API RP 15SA	Integrity Management of Spoolable Reinforced Line Pipe	2022
API RP 15SIH	Installation and Handling of Spoolable Reinforced Line Pipe	2021
API RP 15TL4	Recommended Practice for Care and Use of Fiberglass Tubulars	2022
API TR 17TR1	Evaluation Standard for Internal Pressure Sheath Polymers for High Temperature Flexible Pipes	2003

Désignation	Titre	Date de publication
API Spec 17J	Specification for Unbonded Flexible Pipe, Fourth Edition	2021
ASTM D2992	Standard Practice for Obtaining Hydrostatic or Pressure Design Basis for “Fiberglass” (Glass-Fiber-Reinforced Thermosetting-Resin) Pipe and Fittings	2022
ASTM D2996	Standard Specification for Filament-Wound "Fiberglass" (Glass-Fiber-Reinforced Thermosetting-Resin) Pipe	2017
ASTM D2997	Standard Specification for Centrifugally Cast "Fiberglass" (Glass-Fiber-Reinforced Thermosetting-Resin) Pipe	2021
ASTM D3517	Standard Specification for "Fiberglass" (Glass-Fiber-Reinforced Thermosetting-Resin) Pressure Pipe	2019
ASTM D3754	Standard Specification for "Fiberglass" (Glass-Fiber-Reinforced Thermosetting-Resin) Sewer and Industrial Pressure Pipe	2019
ASTM D5685	Standard Specification for "Fiberglass" (Glass-Fiber-Reinforced Thermosetting-Resin) Pressure Pipe Fittings	2019
ASTM F1488	Standard Specification for Coextruded Composite Pipe	2019
ASTM F2896	Standard Specification for Reinforced Polyethylene Composite Pipe for The Transport of Oil and Gas and Hazardous Liquids	2017
ASTM F3346	Standard Specification for Polyethylene of Raised Temperature/Aluminum/Polyethylene of Raised Temperature (PERT/AL/PE-RT) Composite Pressure Pipe	2019
ASTM F3508	Standard Guide for In-Situ Pipeline Renovation as Dual-Wall Composite Pipeline by Push/Pull Installation of Compressed-Fit Shape-Memory-Polymer Tubular (SMPT)	2021
AWWA C903	Polyethylene-Aluminum-Polyethylene Crosslinked Polyethylene Composite Pressure Pipes 1/2 in. (12 mm) Through 2 in. (50 mm) for Water Service	2021
BS EN 13121-3	GRP tanks and vessels for use above ground-Design and workmanship	2016
CSA S807	Spécification pour des polymères renforcés de fibres	2019
NACE TM0298	Evaluating the Compatibility of FRP Pipe and Tubulars with Oilfield Environments	2015
PIP PN01FE0A01	Piping Material Specification 1FE0A01 150 PSI, Glass Fiber Reinforced Epoxy (RTR), Adhesive, Process and Utilities	2007
PIP PN01FV0A01	Piping Material Specification 1FV0A01 150 PSI, Glass Fiber Reinforced Vinyl Ester (RTR), Adhesive, Process and Utilities	2007
PIP PNSC0037	Aboveground Reinforced Thermosetting Resin (RTR) Piping System Requirements	2006

La série de normes API traite spécifiquement des tuyaux en polymère dont la pression nominale varie de 1 à 34,5 MPa (150 à 5 000 lb/po^2) et dont les diamètres vont jusqu’à 610 mm (24 po). Cette vaste gamme de spécifications couvre la majorité des exigences opérationnelles concernant les conduites d’alimentation, de transmission, de distribution et de transport. Ces normes régissent les tuyaux en fibre de verre fabriqués à partir de résines thermodurcissables typiques comme l’époxy, le polyester, l’ester vinylique et la résine phénolique. La série de normes API définit un type de tuyau appelé tuyau renforcé enroulable, qui se compose de trois couches : une membrane; une couche de renforcement composée d’éléments d’armature non métalliques ou en acier enroulés en spirale; une coquille extérieure. Pour s’assurer que le tuyau est facilement enroulable pour son entreposage, son transport et son installation, des polymères thermoplastiques sont couramment utilisés dans ces trois couches.

À l'heure actuelle, il n'existe pas de norme pour les tuyaux en polymère spécialement adaptée au transport d'hydrogène. Étant donné les similarités entre les exigences relatives au transport du gaz naturel et de l'hydrogène, les spécifications et les protocoles de qualification existants conçus pour le gaz naturel peuvent être utilisés pour le transport d'hydrogène sous réserve de modifications appropriées. On a observé que la perméation de l'hydrogène à travers les parois des tuyaux en PE est environ quatre à cinq fois plus rapide que celle du méthane. Malgré ce taux de perméation plus rapide, la diminution globale de la perméabilité aux gaz est encore relativement faible et peut être considérée comme acceptable pour un pipeline autonome du point de vue de la sécurité, de l'économie et de l'environnement [147]. Cependant, il est important de faire preuve de prudence lors de l'utilisation de tuyaux en polymère comme revêtements pour des tuyaux en acier servant au transport d'hydrogène en raison des caractéristiques exigeantes de l'hydrogène. On s'attend à ce que les fuites d'hydrogène dans l'espace annulaire soient plus importantes que celles du gaz naturel, ce qui nécessite une réévaluation de l'impact sur le tuyau d'acier et la conception de mécanismes de ventilation tels que les raccords filetés de type Threadolet. De plus, il peut être recommandé d'exclure du transport d'hydrogène les éléments de renforcement sensibles à la FH, comme les fils d'acier. Parmi les autres considérations qui peuvent être intégrées au protocole de qualification pour les tuyaux en polymère, il faut citer l'évaluation de l'intégrité structurelle du tuyau par rapport à la perméabilité à l'hydrogène ainsi qu'à la dépressurisation rapide, de même que l'évaluation des effets des impuretés de l'hydrogène sur les propriétés de vieillissement des matériaux en polymère.

3.3.2.2.5 Technologies de revêtement et de gainage existantes envisagées pour les hydrogénoducs et les équipements sous pression

Diverses technologies de revêtement, notamment le dépôt autocatalytique, le dépôt électrolytique, la projection thermique, la projection à froid, le trempage à chaud, le gainage, le dépôt physique en phase vapeur (PVD), le dépôt chimique en phase vapeur (CVD) et le revêtement de conversion, ont fait leurs preuves dans le



revêtement de structures en acier. Cependant, aucune norme spécifique à l'application de revêtements et de membranes sur des pipelines utilisant ces méthodes n'a été relevée.

Pour l'application des revêtements, les normes fournissent des conseils sur la préparation du substrat, les méthodes de placage, l'assurance qualité et les spécifications de revêtement. La liste des normes spécifiques pour le placage par dépôt autocatalytique figure dans le tableau 11, tandis que les normes dépôt électrolytique sont résumées dans le tableau 12. Les normes de placage par dépôt autocatalytique couvrent une gamme de revêtements, comprenant le revêtement classique en alliage nickel-phosphore, ainsi que ceux utilisant les composés de céramique, de PTFE, de titane et de bore comme agents de remplissage pour le placage par dépôt autocatalytique. Les méthodes de dépôt électrolytique conviennent aux systèmes de revêtement en chrome, en nickel, en cobalt, en zinc et en alliage. Cependant, les normes relatives à l'industrie de l'électronique (p. ex., or, argent), les substrats autres que l'acier ou le plastique (p. ex., molybdène, titane, tungstène) et les systèmes de revêtement qui ne conviennent pas au transport d'hydrogène (p. ex., plomb, étain) sont exclus de la liste des normes des tableaux 9 et 10. Il est important de noter que les méthodes de dépôt autocatalytique et électrolytique ont le potentiel d'introduire de l'hydrogène dissous dans le substrat d'acier. Pour éviter la FH, un procédé de cuisson est nécessaire, en particulier après le dépôt électrolytique, pour éliminer l'hydrogène absorbé et minimiser le risque de fragilisation dans l'acier revêtu [64].

Tableau 11 : Normes pour le placage par dépôt autocatalytique des revêtements et des membranes métalliques

Désignation	Titre	Date de publication
ASM Ni-332	Electroless Nickel - Chemically Deposited Nickel Phosphorus Alloy	1986
ASM Ni-340	Enplate Electroless Nickel - Chemically Deposited Nickel Phosphorus Alloy	1986
ASM Ni-343	ENPLATE NI-423 - High Phosphorus Electroless Nickel	1986
ASTM B607	Standard Specification for Autocatalytic Nickel Boron Coatings for Engineering Use	2021
ASTM B733	Standard Specification for Autocatalytic (Electroless) Nickel-Phosphorus Coatings on Metal	2022
ASTM B999	Standard Specification for Titanium and Titanium Alloys Plating, Electrodeposited Coatings of Titanium and Titanium Alloys on Conductive and Non-Conductive Substrate	2022
ISO 4527	Revêtements métalliques. Dépôts autocatalytiques (sans courant) d'alliages de nickel-phosphore. Spécifications et méthodes d'essai	2003
ISO 23363	Dépôts électrolytiques et finitions apparentées. Revêtements composites céramiques-Ni-P sans courant	2020
ISO 23363	Dépôts électrolytiques et finitions apparentées – Revêtements composites céramiques-Ni-P sans courant	2020
ISO 2361	Revêtements électrolytiques de nickel sur métal de base magnétique et non magnétique – Mesurage de l'épaisseur – Méthode magnétique	1982
MIL-DTL-26074F	COATINGS, ELECTROLESS NICKEL REQUIREMENTS FOR (REMPLACE MIL-C-26074E)	2003
NACE 6A287	Electroless Nickel Coatings	1997
SAE AMS2404J	Plating, Electroless Nickel	2018
SAE AMS2405E	Electroless Nickel Plating Low Phosphorus	2013
SAE AMS2433D	Plating, Nickel-Thallium-Boron or Nickel-Boron Electroless Deposition	2020
SAE AMS2454A	Plating, Electroless Nickel-Phosphorus, Co-Deposited with Polytetrafluoroethylene (PTFE)	2021
SAE AMSC26074D	Electroless Nickel Coatings	2013

Tableau 12 : Normes applicables aux revêtements et aux membranes métalliques plaqués par dépôt électrolytique

Désignation	Titre	Date de publication
ASTM B177/B177M	Standard Guide for Engineering Chromium Electroplating	2021
ASTM B183	Standard Practice for Preparation of Low-Carbon Steel for Electroplating	2022
ASTM B322	Standard Guide for Cleaning Metals Prior to Electroplating	2020
ASTM B633	Standard Specification for Electrodeposited Coatings of Zinc on Iron and Steel	2023
ASTM B689	Standard Specification for Electroplated Engineering Nickel Coatings	2023

Désignation	Titre	Date de publication
ASTM B727	Standard Practice for Preparation of Plastics Materials for Electroplating	2020
ASTM B766	Standard Specification for Electrodeposited Coatings of Cadmium	2023
ASTM B841	Standard Specification for Electrodeposited Coatings of Zinc Nickel Alloy Deposits	2018
ISO 19598	Revêtements métalliques. Revêtements électrolytiques de zinc et d'alliages de zinc sur du fer ou de l'acier avec traitement supplémentaire sans Cr(VI)	2016
ISO 2081	Revêtements métalliques et autres revêtements inorganiques. Dépôts électrolytiques de zinc avec traitements supplémentaires sur fer ou acier	2018
ISO 2082	Revêtements métalliques et autres revêtements inorganiques. Dépôts électrolytiques de cadmium avec traitements supplémentaires sur fer ou acier	2017
ISO 27830	Revêtements métalliques et autres revêtements inorganiques. Exigences relatives à la désignation des revêtements métalliques et autres revêtements inorganiques	2017
MIL-STD-2197A	Brush Electroplating on Marine Machinery	2012
SAE J474	Electroplating and Related Finishes	2023

Les normes qui fournissent des spécifications, des méthodes, des applications, des procédures et des protocoles de gestion de la qualité pour les techniques de projection thermique et à froid sont résumées dans le tableau 13. Divers paramètres sont évalués pour la qualité du revêtement, y compris la porosité, la teneur en oxyde, la macro- et la microdureté, la résistance d'adhérence et la rugosité de surface.

Tableau 13 : Normes relatives aux revêtements et aux membranes métalliques par projection thermique et à froid

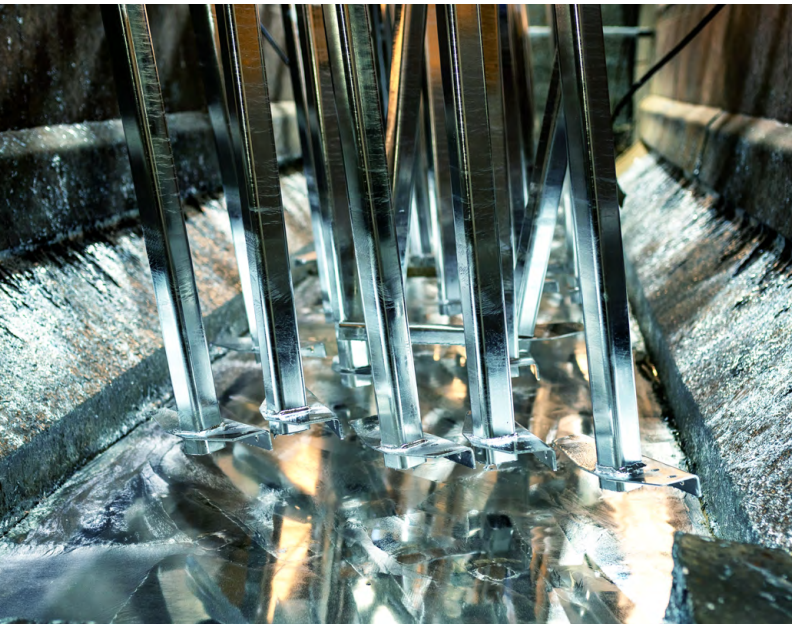
Désignation	Titre	Date de publication
ASTM E1920	Standard Guide for Metallographic Preparation of Thermal Sprayed Coatings	2021
ASTM B695	Standard Specification for Coatings of Zinc Mechanically Deposited on Iron and Steel	2021
ASTM B696	Standard Specification for Coatings of Cadmium Mechanically Deposited	2023
ASTM B816	Standard Specification for Coatings of Cadmium-Zinc Mechanically Deposited	2021
AWS C2.16/C2.16M	Guide For Thermal-Spray Operator Qualification	2017
AWS C2.18	Guide For the Protection of Steel with Thermal Sprayed Coatings of Aluminum and Zinc and Their Alloys and Composites	2001
AWS C2.21/C2.21M	Specification for Thermal Spray Equipment Acceptance Inspection	2015
NACE No. 12/AWS C2.23M/SSPC-CS 23.00	Specification For the Application of Thermal Spray Coatings (Metallizing) Of Aluminum, Zinc, And Their Alloys and Composites for The Corrosion Protection of Steel	2016
EN 17001	Thermal spraying. Components with thermally sprayed coatings. Coating specification	2018
EN 17002	Thermal spraying. Components with thermally sprayed coatings. Thermal spray procedure specification	2018

Désignation	Titre	Date de publication
EN ISO 12670	Projection thermique. Éléments traités par projection thermique. Conditions techniques de livraison	2015
EN ISO 12679	Projection thermique. Recommandations pour la projection thermique	2015
EN ISO 12683	Dépôts de zinc par voie mécanique. Spécifications et méthodes de contrôle	2004
EN ISO 14918	Projection thermique. Qualification des agents en projection thermique	2018
EN ISO 14921	Projection thermique. Mode opératoire d'application de revêtements obtenus par projection thermique pour les pièces mécaniques	2010
EN ISO 14922	Projection thermique. Exigences qualité pour les fabricants de revêtement projeté thermiquement	2021
EN ISO 14924	Projection thermique. Traitement et finition des revêtements obtenus par projection thermique	2005
EN ISO 2063	Projection thermique – Revêtements métalliques et autres revêtements inorganiques – Zinc, aluminium et alliages de ces métaux	2019
MIL-STD-3021	Materials Deposition, Cold Spray	2008
MIL-PRF-32577	COATING SYSTEM, NONSKID, METALLIC THERMAL SPRAY APPLICATION	2017
SAE AMSC81562A	Coatings, Cadmium, Tin-Cadmium and Zinc (Mechanically Deposited)	2018

Le trempage à chaud est une méthode bien établie pour produire des revêtements en zinc et en aluminium pour les pipelines. Les normes relatives à ce processus sont résumées dans le tableau 14. Les diverses normes relatives aux tuyaux couvrent de façon exhaustive les spécifications, les propriétés, les méthodes et les exigences relatives aux revêtements en zinc (galvanisés). Toutefois, la normalisation des revêtements en aluminium est actuellement limitée aux tuyaux en acier ondulé. Il est important de noter que les revêtements de zinc, appelés revêtements sacrificiels, réagissent parfois aux impuretés présentes dans le flux d'hydrogène gazeux, comme l'humidité et le CO_2. Par conséquent, lors de la conception et de la mise en œuvre d'un programme de contrôle de la qualité pour les revêtements de zinc, il est nécessaire de tenir compte des normes de qualité du gaz lors du transport par pipeline.

Tableau 14 : Normes pour les tuyaux revêtus à chaud avec des revêtements et des membranes en zinc et en aluminium

Désignation	Titre	Date de publication
ASTM A53/A53M	Standard Specification for Pipe, Steel, Black and Hot-Dipped, Zinc-Coated, Welded and Seamless	2022
ASTM A929/A929M	Standard Specification for Steel Sheet, Metallic-Coated by the Hot-Dip Process for Corrugated Steel Pipe	2018
CSA G164	Hot Dip Galvanizing of Irregularly Shaped Articles, Includes Update No. 1 (2020)	2018
ISO 1461	Revêtements par galvanisation à chaud sur produits finis en fonte et en acier – Spécifications et méthodes d'essai	2022
ISO 16172	Steel sheet, metallic-coated by the continuous hot-dip process for corrugated steel pipe	2018



« Le trempage à chaud est une méthode bien établie pour produire des revêtements en zinc et en aluminium pour les pipelines. »

La norme API SPEC 5LD traite spécifiquement des tuyaux en acier soudé et sans soudure, avec une couche en acier inoxydable ou en alliage résistant à la corrosion. Ces tuyaux conviennent aux réseaux de transport par pipeline dans les industries du pétrole et du gaz naturel, du fait de leurs propriétés améliorées en termes de résistance à la corrosion. Les grades sont conformes aux normes API 5L, couvrant la plage de X42 à X80 (limite d'élasticité minimale spécifiée de 290 à 555 MPa) et la plage de dimensions nominales de 25 mm (1 po) à 2134 mm (84 po). La norme API SPEC 5LD fournit des lignes directrices relativement à la fabrication et à la performance des tuyaux revêtus dans les applications liées aux pipelines, tandis que la norme ISO 24139 complète celle-ci en abordant des aspects similaires liés aux composants de tuyaux revêtus, comme les coudes et les raccords. Le revêtement de tuyaux et de composants spécifié par les normes susmentionnées a la capacité d'être utilisé pour le transport d'hydrogène, s'il satisfait aux exigences pertinentes décrites dans la norme ASME B31.12.

Une liste des normes existantes relatives aux techniques physiques et chimiques de dépôt en phase vapeur est résumée dans le tableau 15. Les normes existantes devraient être réévaluées pour les applications liées aux pipelines puisqu'elles s'appliquent actuellement aux appareils électroniques, aux appareils médicaux et aux applications automobiles. Il est important de faire preuve de prudence, car certaines méthodes de dépôt en phase vapeur exposent le substrat à des températures élevées, au risque d'altérer la microstructure métallurgique et d'affecter le rendement mécanique du substrat du pipeline.

Tableau 15 : Normes relatives au dépôt en phase vapeur des revêtements et des membranes métalliques et en céramique

Désignation	Titre	Date de publication
ASTM B699	Standard Specification for Coatings of Cadmium Vacuum-Deposited on Iron and Steel	2021
ASTM B874	Standard Specification for Chromium Diffusion Coating Applied by Pack Cementation Process	2018
ASTM B875	Standard Specification for Aluminum Diffusion Coating Applied by Pack Cementation Process	2018
BS EN 2535	Aerospace series. Vacuum deposition of cadmium	2022

Désignation	Titre	Date de publication
BS ISO 21874	Revêtements durs multicouches déposés par PVD. Composition, structure et propriétés	2019
MIL MIL-DTL-83488D	COATING, ALUMINUM, HIGH PURITY	1999
SAE AMS03_28PT1A	Physical Vapor Deposition of Metals: Physical Vapor Deposition of Aluminum for Protection Against Corrosion	2017
SAE AMS03_28PT2A	Physical Vapor Deposition of Metals: Physical Vapor Deposition of Cadmium for Protection Against Corrosion	2017
SAE AMS03_28PT3A	Physical Vapor Deposition of Metals: Physical Vapor Deposition of Titanium Nitride for Surface Protection	2017
SAE AMS2427D	Aluminum Coating Ion Vapor Deposition	2018
SAE AMS2444A	Coating, Titanium Nitride Physical Vapor Deposition	2019

Une compilation des normes pertinentes relatives aux méthodes de revêtement par conversion, y compris le revêtement par brunissage, est résumée dans le tableau 16. La méthode de revêtement par conversion est utilisée pour améliorer la performance des revêtements d'origine en transformant les composants métalliques en homologues en céramique, comme les nitrures ou les oxydes. Par conséquent, la méthode de revêtement par conversion a la capacité d'être utilisée comme post-traitement conjointement avec divers revêtements métalliques pour créer des composites barrières à l'hydrogène haute performance, comme Al/Al_2O_3, comme indiqué à la section 3.2.5. Le revêtement par brunissage, contrairement aux autres revêtements par conversion, oxyde le substrat d'acier au lieu des revêtements métalliques préformés. Le revêtement d'oxyde noir vierge n'offre qu'une légère protection contre la corrosion. Il peut donc être nécessaire d'ajouter des post-traitements ou d'intégrer d'autres méthodes de protection contre la corrosion, selon les exigences pertinentes.

Tableau 16 : Normes relatives aux revêtements par conversion en composite métallique et céramique

Désignation	Titre	Date de publication
ASTM B201	Standard Practice for Testing Chromate Coatings on Zinc and Cadmium Surfaces	2019
ASTM B252	Standard Guide for Preparation of Zinc Alloy Die Castings for Electroplating and Conversion Coatings	2020
ASTM B449	Standard Specification for Chromates on Aluminum	2022
ASTM B850	Standard Guide for Post-Coating Treatments of Steel for Reducing the Risk of Hydrogen Embrittlement	2022
ASTM B921	Standard Specification for Non-hexavalent Chromium Conversion Coatings on Aluminum and Aluminum Alloys	2018
ASTM B940	Standard Practice for Testing Non-Chromate Coatings on Zinc and Cadmium Surfaces	2020
EN 12487	Corrosion protection of metals. Rinsed and non-rinsed chromate conversion coatings on aluminum and aluminum alloys	2007
EN 2437	Aerospace series. Chromate conversion coatings (yellow) for aluminum and aluminum alloys	2002

Désignation	Titre	Date de publication
EN 4729	Aerospace series. Trivalent chromium based chemical conversion coatings for aluminum and aluminum alloys	2017
EN ISO 10111	Revêtements métalliques et autres revêtements inorganiques. Mesurage de la masse surfacique. Présentation des méthodes d'analyse gravimétrique et chimique	2019
EN ISO 2106	Anodisation de l'aluminium et de ses alliages. Détermination de la masse surfacique (masse par unité de superficie) des couches d'oxydation anodique. Méthode gravimétrique	2020
EN ISO 3613	Revêtements métalliques et autres revêtements inorganiques. Couches de conversion au chromate sur zinc, cadmium et alliages d'aluminium-zinc et de zinc-aluminium. Méthodes d'essai	2021
EN ISO 9717	Revêtements métalliques et autres revêtements inorganiques. Couches de conversion au phosphate sur métaux	2017
ISO 11408	Couches de conversion chimique. Finition noire de la fonte et de l'acier. Spécifications et méthodes d'essai	1999
MIL-DTL-5541F	Chemical Conversion Coatings on Aluminum and Aluminum Alloys	2006
MIL-DTL-81706B	Chemical Conversion Materials for Coating Aluminum and Aluminum Alloys	2004
MSS SP-157	Quality Standard for Phosphate Surface Protective Coatings for Valves, Fittings, and Related Steel Piping Components	2020
SAE AMS03	Chromate Conversion Coatings (Chromate Filming Treatments) Grades: Standard and Brushing for Aluminum and Aluminum Alloys	2018
SAE AMS2473J	Chemical Film Treatment for Aluminum Alloys General Purpose Coating	2020
SAE AMSC5541A	Chemical Conversion Coatings on Aluminum and Aluminum Alloys	2000

3.3.2.3 Normes d'essai sur les revêtements et les membranes dans les applications liées aux hydrogénoducs

Les méthodologies d'essai relatives aux propriétés physiques et chimiques générales des matériaux bruts et pulvérulents peuvent ne pas s'appliquer à l'étude des revêtements et des membranes, et sont donc exclues de ce rapport. Seules les normes qui portent spécifiquement sur les essais relatifs aux revêtements et aux membranes sont examinées dans cette section.

3.3.2.3.1 Méthodologie d'essai de la performance de la barrière à l'hydrogène

Il existe actuellement un manque de méthodologie standard qui évalue la performance des revêtements et des membranes comme barrières à l'hydrogène gazeux à haute pression. De nombreuses techniques d'essai élaborées à cette fin sont des adaptations de méthodes normatives existantes qui ne sont pas spécifiques à l'hydrogène gazeux à haute pression. Ces méthodes adaptées seront vraisemblablement normalisées à l'avenir pour l'utilisation des hydrogénoducs.

La norme ASTM D1434 [148] standardise la méthode de mesure de la vitesse de transmission d'un gaz, de la perméance et de la perméabilité dans les matériaux homogènes. L'équipement d'essai commercial permet de tester la perméabilité à un gaz pour divers produits, comme les films plastiques, les films composites, les matériaux de protection, les feuilles, les feuilles d'aluminium métalliques, les feuilles minces, le caoutchouc, la porcelaine, les sacs de perfusion, les panneaux solaires, les feuilles de revêtement et les timbres médicaux. Le principe de fonctionnement consiste à induire une différence de pression entre les deux côtés d'un échantillon, ce qui permet la perméation du gaz le long du gradient de pression, en mesurant le changement de pression dans la chambre à basse pression au fil du temps et en calculant la vitesse de

transmission du gaz, la perméance et le coefficient de perméabilité. Cependant, la méthode permet de tester des échantillons de film libre et ne tient pas compte de l'interface entre le revêtement et le substrat. Pour tester la perméabilité à l'hydrogène à travers des échantillons de pipeline revêtus, quelques modifications sont nécessaires :

- Redessiner la chambre pour qu'elle s'adapte aux échantillons plus épais et qu'elle soit en mesure de recevoir des pressions d'essai plus élevées ;
- Remplacer le capteur de pression par une sonde à hydrogène de haute précision, car le taux de perméation à travers l'acier revêtu est beaucoup plus faible que la couche de revêtement individuelle.

La cellule Devanathan-Stachurski (ASTM G148 [149] et ISO 17081) est une méthode type utilisée pour tester la perméabilité à l'hydrogène provenant de l'électrolyte. Cette configuration a été modifiée pour évaluer la perméabilité à l'hydrogène gazeux à travers l'acier de pipeline X80, sachant que la cellule de charge d'hydrogène a été remplacée par un autoclave à haute pression [150]. La configuration a le potentiel d'être retenue pour tester les échantillons revêtus avec le revêtement faisant face au côté de l'autoclave. Une technique d'argenture in situ est utile pour déterminer à l'aide d'un microscope optique le flux d'hydrogène à travers les grains en périphérie sur des échantillons de fer [151]. La facilité d'utilisation et le substrat séparé rendent cette méthode adaptée pour tester l'intégrité d'une vaste gamme de types de revêtements, y compris les polymères, les métaux, la céramique et les composites.

Le contrôle de la qualité et le filtrage des produits dans l'industrie manufacturière se font plus souvent grâce à des méthodes d'essai de type réussite/échec qui détectent les changements dans les propriétés mécaniques des échantillons sous des charges qui, en fin de compte, entraînent une fissure. Plusieurs normes, telles que les normes ASTM F519 [152] et ASTM F1940 [153], sont utilisées pour évaluer la probabilité que les matériaux soient touchés par l'hydrogène pendant les applications de revêtement et de placage. Des échantillons entaillés ou lisses de différentes formes sont soumis à des charges de traction ou de flexion après le processus de placage, et ceux qui ne se fissurent pas après une période spécifique (généralement 200 heures) sont considérés comme acceptables [152], [153]. La méthode offre la possibilité d'être retenue en association avec une exposition à l'hydrogène à haute pression, ce qui permet de tester la sensibilité des échantillons revêtus à la FH gazeux.

La norme ASTM G129 [154] utilise des essais à faible vitesse de déformation pour évaluer la résistance des matériaux métalliques à la fissuration assistée par l'environnement. Bien que cette méthode soit populaire dans le milieu universitaire, elle peut ne pas s'appliquer aux essais de fissuration dans les revêtements, car la défaillance du revêtement peut se produire avant la défaillance de l'échantillon servant au test de traction et auquel le revêtement est appliqué. Des chercheurs ont signalé des configurations d'essai modifiées qui règlent certains de ces problèmes, comme le remplacement des barres de traction solides par des échantillons tubulaires et l'application de la pression d'hydrogène à l'intérieur de l'éprouvette tubulaire, pour que les fuites d'hydrogène avant la défaillance de l'échantillon puissent être utilisées comme indicateur de validation des résultats de l'essai [155]. Des méthodes ex situ dérivées de ce principe ont été rapportées pour l'essai sur la performance de barrière à l'hydrogène des revêtements époxy appliqués à l'acier de pipeline après exposition à l'hydrogène [156]. L'acier martensitique, qui est plus sensible à la FH que l'acier de pipeline, pourrait être utilisé dans la préparation des échantillons pour réduire les erreurs d'essai causées par l'hydrogène qui s'échappe d'un échantillon.

Les essais à grande échelle ont le potentiel d'être perçus comme la vérification finale de la conception qui confirme les hypothèses utilisées dans la conception. Lorsqu'un système implique de nombreuses variables et composantes, l'effet de la mise à l'échelle devient plus prononcé, ce qui rend difficile la compréhension de l'interrelation entre les variables au moyen d'essais à petite échelle. Les essais à grande échelle utilisent des tuyaux pleine grandeur comme échantillons (contrairement aux essais de laboratoire qui utilisent des échantillons de petite taille). Ces essais permettent d'évaluer la performance d'un produit non uniforme caractérisé par des paramètres complexes, tels que la conception, la fabrication et la manutention. Les échantillons à grande échelle comprennent parfois divers défauts et caractéristiques, ce qui rend l'instrument d'essai utile pour évaluer les pipelines existants réaffectés au transport d'hydrogène et l'efficacité des approches de réhabilitation comme les revêtements et les membranes.

3.3.2.3.2 Méthodologie d'essai de l'efficacité d'écoulement

La mesure de la rugosité de surface d'un revêtement est une méthode pratique utilisée dans l'industrie pour quantifier la performance du revêtement dans l'amélioration de l'écoulement gazeux. Pour les gazoducs, les exigences relatives à la rugosité de surface dans le cadre du projet de pipeline extracôtier de South Stream [31] ont été établies comme la rugosité de surface maximale entre le pic le plus élevé et la vallée la plus basse (Rz) ≤ 10 µm, mesurée conformément à la norme ISO 4287 [157], actuellement remplacée par la norme ISO 21920-2 [158]. Des testeurs de rugosité de surface portatifs sont disponibles sur le marché pour mesurer la rugosité des revêtements. Les testeurs consistent en un stylet fixé à un bras qui enregistre la topographie de la surface et calcule divers paramètres de rugosité sur une distance donnée. Cependant, la valeur de la rugosité géométrique de la surface mesurée n'est pas la même que la valeur de la rugosité hydraulique pour la réduction du frottement de l'écoulement. Bien qu'il y ait une corrélation entre eux, la valeur de la rugosité hydraulique est influencée par divers paramètres, comme la pression et la température du gaz et le diamètre du tuyau. Cette valeur nécessite d'être déterminée expérimentalement ou estimée par des modèles empiriques. Les modèles sont examinés de manière exhaustive [159], mais aucune méthode expérimentale ou numérique n'a été normalisée. Les essais à grande échelle sont intéressants pour les concepteurs et les exploitants de pipelines qui recherchent un équilibre entre l'efficacité et les coûts. Au Royaume-Uni, National Grid, une société de services publics, a construit une boucle d'écoulement d'hydrogène pour vérifier la compatibilité de l'acier de pipeline X52 et du soudage en présence d'un mélange d'hydrogène à 30 % et de méthane à 70 % [160]. Bien que la boucle soit capable d'effectuer un cycle de pression, elle n'a pas été conçue pour un écoulement continu consécutif. Pour vérifier les valeurs de la rugosité hydraulique de manière pratique et réaliste, il est essentiel d'utiliser un système de boucle simple et complet comme plateforme d'essai. De même, les meilleures pratiques de construction et d'exploitation des systèmes de boucle de gaz pour l'étude de l'efficacité de l'écoulement sont insuffisantes.



3.3.2.3.3 Méthodologie d'essai de l'applicabilité, de la durabilité et de l'intégrité

Une évaluation globale des revêtements et des membranes est nécessaire pour la conformité aux exigences de conception et à la fonctionnalité des pipelines dans des conditions environnementales et opérationnelles variables, comme cela est décrit dans le tableau 6. Le protocole de qualification et les spécifications du produit englobent les méthodologies d'essai, les paramètres et les critères d'acceptation pour évaluer la performance des revêtements et des membranes. Ces variables, telles que les paramètres d'essai attribués et les critères des résultats d'essai, sont généralement spécifiées dans des normes traitant des applications spécifiques et des pratiques recommandées (p. ex., les normes révisées aux sections 3.3.2.1 et 3.3.2.2). Entre-temps, les méthodologies d'essai demeurent relativement stables et sont regroupées en normes individuelles pour limiter au maximum la redondance et les incohérences potentielles entre les normes. Le tableau 17 fournit un aperçu des méthodes d'essai représentatives couramment utilisées pour évaluer les revêtements et les membranes dans les applications liées aux pipelines.

Tableau 17 : Normes représentatives pour tester les revêtements et les membranes de pipelines

Méthode d'essai	Propriétés évaluées	Normes ou articles représentatifs
Préparation de la surface	Propreté et profil du substrat	SSPC-SP 5/NACE No. 1, SSPC-SP 6/NACE No. 3, SSPC-SP 10/NACE No. 2
Adhérence au couteau	Adhérence	ASTM D6677, ASTM D3359, ISO 21809-2 annexe A.4, ISO 21809-3 annexe Q, API 5L2 annexe D
Essai de pression hydrostatique/par autoclave	Résistance à la pression, aux produits chimiques et à la température	NACE TM0185, API 5L7 annexe 10, ISO 15741 annexe C, ISO 15741 annexe D
Décollement cathodique	Compatibilité avec la technologie de protection cathodique	CSA Z245.20 section 12.8, CSA Z245.21 section 12.3, ASTM G8 ; ASTM G42 ; ASTM G95; ASTM D 6676/D6676M, ISO 21809-1 annexe H, ISO 21809-2 annexes A.9, A.10, ISO 15711, NACE TM0115, NACE TM0404 section 11, NACE TM0304 section 11 A.15, ISO 21809-3 annexe G, NACE SP0394 annexe F, API 5L9 annexe G, API 5L7 annexe 11
Résistance aux produits chimiques	Résistance aux produits chimiques et à la température	API 5L7 annexe 12, API 5L9 annexe H, NACE TM0174 procédure B, ASTM D543 procédure I, NACE TM0174 procédure A, ASTM C6943, NACE TM0174 procédure A, ASTM D870
Spectroscopie d'impédance électrochimique (SIE)	Performance de la barrière à l'électrolyte	ISO 16773-2
Évaluation du cloquage	Intégrité	ASTM D714, ISO 4628-2
Évaluation du farinage	Intégrité	ASTM D4214, ISO 4628-6
Évaluation du faïençage	Intégrité	ASTM D660, ISO 4628-4
Évaluation de la fissuration	Intégrité	ASTM D661, ISO 4628-4
Évaluation de l'écaillage	Intégrité	ASTM D772, ISO 4628-5
Évaluation de la rouille	Intégrité	ASTM D610, ISO 4628-3
Épaisseur du film	Épaisseur et uniformité	ASTM D7091, ISO 21809-1 annexe A, ISO 21809-3 annexe B, ISO 2178
Souplesse	Résistance à la flexion	CSA Z245.20 section 12.11, ISO 21809-1 annexe I, ISO 21809-2 annexe A.13, NACE TM0404 section 12, NACE TM0304 section 12, NACE SP0394 annexe H, procédure A, API 5L7 annexe 13, API 5L9 annexe I.1, ASTM D522/D522M (méthode du mandrin), ISO 6860
Temps de gel de la poudre époxy	Temps de travail pour appliquer l'époxy lié par fusion	CSA Z245.20 section 12.2, ISO 21809-1 annexe J
Température de transition vitreuse (Tv) et/ou chaleur de fusion (ΔH)	Caractéristiques thermiques	ASTM D3418, ASTM E1356, CSA Z245.20 section 12.7, ISO 21809-1 annexe D, ISO 21809-2 annexe 8, ISO 21809-3 annexe P, ISO 11357-2, ISO 11357-3, NACE SP0394 annexe D, API 5L9 annexe C, API 5L7 annexe 5
Résistance au striage	Résistance aux dommages mécaniques lors de l'installation par glissement	CSA Z245.20 section 12.15, CSA Z245.21 section 12.7, NACE TM0215
Vieillissement thermique	Résistance à la température élevée et à l'air	CSA Z245.21 section 12.6, ISO 21809-3 annexes M et N
Détecteur de défauts	Continuité du film	NACE SP 0188, ASTM G62, ASTM D5162, ISO 21809-1 annexe B, ISO 21809-3 annexe C

Méthode d'essai	Propriétés évaluées	Normes ou articles représentatifs
Résistance aux chocs	Résistance aux dommages mécaniques pendant le remblayage et la manutention	CSA Z245.20 section 12.12, ASTM G14, ASTM D2794, ISO 21809-1 annexe E, ISO 21809-2 annexe A.14, ISO 21809-3 annexe D, NACE SP0394 annexe I, API 5L9 annexe J, API 5L7 annexe 14
Analyse du spectre infrarouge	Groupes fonctionnels de molécules	CSA Z245.20 section 12.10, ISO 21809-2 annexe A.12, API 5L9 annexe K, API 5L7 annexe 15
Contamination de l'interface	Propreté du substrat	CSA Z245.20 section 12.9, ISO 21809-2 annexe A.11, NACE SP0394 annexe K, API 5L9 annexe K
Résistance au cisaillement à simple recouvrement	Résistance aux mouvements axiaux	ASTM D1002, ISO 21809-3 annexe J
Adhérence par pelage	Force d'adhérence	CSA Z245.21 section 12.4, ISO 21809-3 annexe H, ISO 21809-1 annexe C, ISO 813 (modifiée)
Résistance à la pénétration (indentation)	Résistance à la perforation et à l'indentation	ASTM G17, ISO 21809-1 annexe F, ISO 21809-3 annexe E
Porosité du revêtement	Porosité sur l'interface et la coupe transversale	CSA Z245.20 section 12.10 ; ISO 21809-2
Adhérence par arrachement	Force d'adhérence et mode de rupture	ASTM D4541, ASTM D7234, ISO 4624, API 5L7 annexe 9
Brouillard salin	Résistance aux conditions extracôtières	ASTM B117, ASTM G85, ISO 9227, ISO 11997-1
Exposition au brouillard salin et aux rayons UV	Résistance aux conditions extracôtières	ASTM D5894, ISO 11997-2
Dureté Shore	Dureté de la surface	ASTM D2240, ASTM D3363, ISO 868
Adhérence par trempage	Résistance au trempage dans l'eau à haute température	CSA Z245.20 section 12.14, ISO 21809-1 annexe L, ISO 21809-2 annexe A.16, ISO 21809-3 annexe I, NACE SP0394 annexe J, API 5L9 annexe J, API 5L7 annexe 16
Brillant spéculaire	Brillance de la surface	ASTM D523
Résistance d'isolement électrique spécifique	Résistance électrique	ISO 21809-3 annexe F, ASTM D257
Abrasion de type Taber	Résistance à l'abrasion	ASTM D4060, ISO 9352
Résistance à la traction et allongement	Propriétés mécaniques	ASTM D638, ASTM D2370, ISO 527-3
Exposition aux rayons UV	Résistance aux rayons UV	ASTM D4587, ASTM G154, ISO 16474-3, ASTM G151
Absorption d'eau	Absorption d'eau en condition immergée	ASTM D570, ISO 62
Transmission de la vapeur d'eau	Performance de barrière à la vapeur d'eau	ASTM D1653, ASTM E96/ASTM E 96M
Exposition au xénon	Résistance au rayonnement solaire et aux températures élevées	ASTM G155

3.4 Écarts de normalisation et recommandations

3.4.1 Besoins critiques et lacunes potentielles dans les règlements et les normes

Les études actuelles et les projets pilotes présentés à la section 1 démontrent que les rapports de mélange de gaz naturel et d'hydrogène à 20 % par volume, ou moins, sont sécuritaires pour le transport à l'aide des infrastructures de pipeline existantes, moyennant peu de modifications, voire aucune. Par exemple, l'Alberta Utilities Commission (AUC, commission des services publics de l'Alberta) est en train d'éliminer la barrière législative pour autoriser les mélanges jusqu'à 20 % [99]. Pour transporter des mélanges à teneur plus élevée en hydrogène, il sera nécessaire d'améliorer la durabilité des matériaux et d'optimiser la conception pour les gazoducs existants. L'analyse documentaire a mis en évidence les défis techniques associés au transport d'hydrogène et de mélanges de gaz naturel et d'hydrogène par l'intermédiaire de gazoducs. Toutefois, il n'y a pas de consensus parmi les experts techniques concernant les effets à long terme de l'hydrogène gazeux à haute pression sur l'intégrité des pipelines. L'analyse documentaire suggère des avantages potentiels à utiliser des revêtements et des membranes pour atténuer les risques associés au transport de l'hydrogène dans les pipelines. Malgré tout, les revêtements et les membranes semblent avoir une faible priorité dans les projets et les études en cours qui explorent la conversion des gazoducs, comme en témoigne la rareté des rapports que l'on retrouve dans la recherche documentaire.

Les activités de réaffectation des pipelines existants au transport d'hydrogène et la construction de nouveaux pipelines conçus pour transporter jusqu'à 100 % d'hydrogène se concentrent principalement sur la mise en œuvre de revêtements externes pour la protection contre la corrosion. Entre-temps, l'utilisation de revêtements internes et de membranes dans ces projets a été particulièrement absente [13], [16], [161]. De plus, l'efficacité des revêtements et des membranes pour relever les défis particuliers associés aux hydrogénoducs n'a pas encore été vérifiée expérimentalement à une échelle pilote [162], [163]. Pour améliorer la normalisation du mélange d'hydrogène dans les gazoducs, il est impératif de soutenir la recherche visant à mieux comprendre les enjeux et l'exploration des approches d'atténuation.



La recherche et le développement de méthodologies visant à évaluer le comportement et la performance des revêtements et des membranes pour le mélange d'hydrogène dans les gazoducs sont essentiels à l'élaboration de codes et de normes relatifs aux revêtements et aux membranes pendant toute la durée de vie d'un pipeline. Cela comprend diverses phases comme la manutention, l'entreposage, le transport, la flexion, l'installation, le soudage, le remblayage, l'essai hydrostatique, l'inspection, l'exploitation, la réparation, la réaffectation et la réhabilitation du réseau de pipelines.

Bien que les connaissances de l'industrie dans ce domaine s'améliorent constamment, il existe encore un besoin important de recherche et de développement pour acquérir une compréhension complète du rendement des différents revêtements et membranes concernant les propriétés de la barrière et l'efficacité d'écoulement, lorsque ceux-ci sont exposés à de l'hydrogène gazeux et à des mélanges gazeux. Cette compréhension est essentielle pour relever les défis techniques particuliers associés aux hydrogénoducs, comme on le mentionne à la section 3.1. De plus, l'industrie dispose de pratiques établies pour maintenir l'intégrité des revêtements et des membranes pendant l'exploitation des pipelines et pour les protéger contre la corrosion et les dommages mécaniques à l'aide de ces protections. La possibilité de mettre à profit cette expérience pratique contribuera à la normalisation des revêtements et des membranes pour le transport d'hydrogène.

3.4.1.1 Revêtements et membranes pour pipelines envisagés pour le transport d'hydrogène

Les caractéristiques des revêtements et des membranes potentiels pour les hydrogénoducs sont examinées à la section 3.2 et résumées dans le tableau 18.

Tableau 18 : Comparaison des caractéristiques des revêtements et des membranes en polymère, en métal, en céramique et en composite selon le cas pour les hydrogénoducs

Élément	Polymères	Métaux	Céramique	Composites
Produits commerciaux	▪ PE (interne et externe) ▪ Époxy (interne et externe) ▪ PVAL (interne) ▪ PVDC (interne)	▪ Nickel (interne) ▪ Zinc (interne) ▪ Cuivre (interne) ▪ Aluminium (interne) ▪ Gaine en acier inoxydable (interne)	▪ Brunissage (interne) ▪ Revêtements vitreux (internes)	Membrane protectrice en PRF (interne)
Méthode d'application commerciale	**En usine :** extrusion, coffrage, projection **Sur le terrain :** brossage, projection, enveloppement	**En usine :** ▪ dépôt électrolytique, ▪ placage par dépôt autocatalytique, ▪ trempage à chaud, ▪ revêtement laminé à chaud, ▪ revêtement soudé, ▪ projection thermique **Sur le terrain :** ▪ projection thermique, ▪ revêtement soudé	**En usine :** ▪ oxydation, ▪ application en fusion, ▪ projection thermique **Sur le terrain :** ▪ projection thermique	La membrane en PRF est fabriquée à l'usine et installée sur place.
Performance de la barrière à l'hydrogène	Le PVAL et le PVDC présentent une perméabilité à l'hydrogène beaucoup plus faible que l'époxy et le PE qui sont plus utilisés.	Le nickel, le zinc, l'aluminium et l'acier inoxydable largement utilisés devraient être bons comme matériaux barrières à l'hydrogène.	La plupart des matériaux en céramique devraient être bons comme matériaux barrières à l'hydrogène.	Dépend de la performance de la couche interne.
Rendement contribuant à l'écoulement	L'époxy est le plus utilisé pour améliorer l'écoulement du gaz naturel et a démontré sa compatibilité avec les conditions spécifiques à l'hydrogène.	Le placage par dépôt électrolytique et par dépôt autocatalytique a la capacité de donner une surface lisse.	Les dépôts physique et chimique en phase vapeur ont la capacité de produire une surface lisse.	Dépend de la rugosité de surface de la couche interne.
Résistance à la corrosion et à l'abrasion	Le PE et l'époxy sont bons pour la plupart des conditions pour le transport du pétrole et du gaz, y compris les impuretés corrosives dans l'écoulement d'hydrogène.	Les métaux nobles et l'alliage résistant à la corrosion ont le potentiel d'offrir un bon rendement.	Fournissent le meilleur rendement, mais dépendent grandement de l'épaisseur et des défauts.	Dépend du matériau sélectionné pour la couche interne et la couche externe.
Résistance aux dommages mécaniques	Le PE et l'époxy d'une épaisseur adéquate sont très performants.	Degré satisfaisant, du fait de la combinaison entre robustesse et ductilité	Généralement médiocre en raison de son caractère fragile	Dépend de la couche principale et des couches de renforcement.
Disponibilité des données sur la perméabilité à H2 et méthodes d'évaluation pour l'atténuation de la FH	Disponible pour film libre, méthode nécessaire pour mettre à l'essai l'échantillon revêtu avec l'interface en cause	Disponible pour les températures élevées, méthode nécessaire pour l'échantillon revêtu dans les conditions d'exploitation du pipeline		Les ressources pour les tuyaux et les membranes en polymère pourraient s'appliquer aux matériaux composites à base de polymère.
Protocole de qualification pour le transport par pipeline	Complet	Des méthodes d'essai individuelles sont disponibles. Le protocole de qualification spécifique au pipeline n'est pas disponible.		Le protocole de qualification du polymère pourrait s'appliquer au composite à base de polymère.

Plusieurs lacunes notables ont été constatées à partir de la comparaison fournie au tableau 18 :

- **Méthodes d'application pratiques :** il existe des défis pratiques pour l'application de certains revêtements et membranes haute performance à une infrastructure à grande échelle, comme le coût, des conditions d'application strictes et des difficultés d'application à grande échelle. Pour résoudre ces problèmes, des efforts de recherche et de développement supplémentaires sont nécessaires dans le but d'étendre les limites d'ingénierie de l'équipement d'application et de réduire les coûts associés.
- **Compatibilité avec les procédures existantes :** certains revêtements haute performance envisagés pour les hydrogénoducs, comme les revêtements métalliques et en céramique, peuvent ne pas s'aligner sur les processus actuels de fabrication, de manutention, de jonction, d'inspection et de mise en service des pipelines. Comme le montre le tableau 18, par exemple, le revêtement en céramique est fragile, de sorte que le tuyau revêtu n'offre pas la possibilité d'être plié sur le terrain. Certains revêtements métalliques et en céramique ne sont pas soudables. L'inspection des revêtements métalliques et en céramique est différente de celle des revêtements polymères. Cela suggère un besoin potentiel de réviser les meilleures pratiques existantes tout au long de la durée de vie d'un pipeline pour adapter ces revêtements avancés.
- **Applicabilité du protocole de qualification :** les protocoles de qualification existants pour les revêtements et les membranes de pipelines sont principalement conçus pour les matériaux polymères. Ils peuvent ne pas s'appliquer directement ou ne pas convenir à l'évaluation des systèmes de revêtement en métal, en céramique et en composite. Par exemple, le détecteur de défauts utilisé pour un revêtement polymère n'a pas la capacité d'être utilisé pour un revêtement métallique. Les conditions et les critères d'essai d'un revêtement polymère ne s'appliquent pas à la céramique. Ainsi, il est nécessaire d'avoir des protocoles spécifiques dans ces cas.
- **Analyse des défaillances dans les conditions relatives au transport d'hydrogène :** l'étude des défaillances des revêtements et des membranes utilisés dans des conditions spécifiques aux hydrogénoducs est essentielle à l'avancement technologique et à la gestion de la qualité. Malheureusement, les recherches dans ce domaine ont été limitées, ce qui souligne un écart important dans notre base de connaissances actuelle.

3.4.1.2 Atténuation de la FH gazeux

L'analyse de la documentation et les entrevues ont révélé qu'aucun revêtement interne et qu'aucune membrane protectrice n'ont été utilisés pour atténuer la FH gazeux dans les hydrogénoducs. De plus, aucune norme ni aucun règlement ne fournissent actuellement de lignes directrices relativement aux revêtements et aux membranes barrières à l'hydrogène aux fins de la prévention de la FH. Cependant, des rapports de recherche remarquables suggèrent l'efficacité potentielle des revêtements internes ou des membranes pour atténuer la FH gazeux avec peu d'efforts de l'industrie et d'études universitaires pour vérifier leur viabilité, comme on le mentionne à la section 3.2.

La perméabilité à l'hydrogène sert de paramètre essentiel pour évaluer la performance des revêtements et des membranes en tant que barrières à l'hydrogène. Des résultats d'essais exhaustifs ont été générés pour les matériaux sous forme de film à l'aide de méthodes d'essai normalisées en offrant de précieuses valeurs repères pour évaluer les matériaux destinés à être utilisés comme revêtements et membranes barrières à l'hydrogène. Il est important de reconnaître que les revêtements appliqués aux pipelines sont collés au substrat et ne fonctionnent pas comme un film libre. Par conséquent, l'élaboration de méthodes normalisées pour mettre à l'essai un échantillon revêtu, en tenant compte à la fois des propriétés du matériau de revêtement et des effets interfaciaux, est essentielle pour qualifier la performance de la barrière à l'hydrogène. En revanche, l'évaluation de la performance de la barrière à l'hydrogène des membranes qui ne se lient pas au substrat du pipeline peut être réalisée avec précision à l'aide de méthodes normalisées décrites dans la norme ASTM D1434.

À l'heure actuelle, il existe un vaste éventail de recherches sur la perméabilité à l'hydrogène des matériaux polymères, tandis que les données sur la perméabilité à l'hydrogène d'autres matériaux potentiels pour les hydrogénoducs demeurent relativement limitées. L'établissement d'une base de données

exhaustive sur les mesures de la perméabilité à l'hydrogène pour les revêtements et les membranes fabriqués à partir d'une variété de matériaux, y compris les polymères, les métaux, la céramique et les composites, serait très bénéfique pour l'industrie, les organismes de réglementation et les innovateurs.

Étant donné que la FH est un processus dépendant du temps et qu'aucun matériau n'est entièrement imperméable aux atomes d'hydrogène, il est essentiel de mettre au point des méthodes normalisées pour tester la résistance à la FH gazeux des pipelines équipés de revêtements internes et de membranes. De telles méthodes permettraient de qualifier ces revêtements et ces membranes comme des stratégies d'atténuation viables à la FH et permettraient d'évaluer leur performance à long terme, ce qui est une préoccupation des experts de l'industrie et des organismes de réglementation. De plus, l'atteinte d'un consensus et d'une normalisation sur les critères d'acceptation des revêtements et des membranes comme moyens d'atténuation à long terme de la FH (comme les seuils de perméabilité spécifiques à l'hydrogène, la durée de la résistance à la FH et la mesure dans laquelle les propriétés mécaniques du substrat du pipeline sont maintenues après l'exposition à l'hydrogène) devrait être un composant essentiel de la formation du protocole de qualification attendu.

3.4.1.3 Amélioration de l'efficacité de l'écoulement gazeux

L'industrie des pipelines reconnaît les avantages des revêtements à écoulement efficace, et plusieurs normes existantes pourraient guider l'application de ces revêtements dans les gazoducs. En comparaison avec les revêtements et les membranes protecteurs contre la corrosion, la mise en œuvre de revêtements à écoulement efficace est généralement à la discrétion du propriétaire et du concepteur du pipeline, plutôt que d'être des exigences obligatoires des normes et des règlements canadiens actuels relatifs aux pipelines.

Bien qu'il existe des normes pertinentes pour les revêtements à écoulement efficace, ces normes mettent principalement l'accent sur l'intégrité du revêtement lors de diverses activités liées au pipeline. Elles ne traitent pas explicitement de la performance de ces revêtements pour réduire le frottement dans le pipeline. De plus, l'examen de la documentation de cette étude n'a pas permis de cibler de normes spécifiques aux membranes permettant d'améliorer l'écoulement.

La méthode actuelle d'évaluation de la performance des revêtements concernant la réduction du frottement dépend des mesures de la rugosité de surface. L'évaluation de la rugosité de surface suit des procédures normalisées pour quantifier les irrégularités géométriques de la surface, comme dans les normes ISO 21920-2 et ISO 12085 [164]. Cependant, il n'y a pas de consensus ni de norme concernant les critères numériques d'évaluation de la réduction du frottement en fonction des mesures de la rugosité de surface. De plus, pour la rugosité hydraulique, qui est un facteur essentiel pour déterminer les performances concernant la réduction du frottement, il n'y a pas de méthode expérimentale ou numérique normalisée qui permettrait de l'évaluer. L'absence de ce type de méthodes normalisées pose un défi lors de l'évaluation et de la comparaison des capacités quant à la réduction du frottement pour les différents revêtements et membranes.

3.4.1.4 Protection contre la corrosion et les dommages mécaniques

L'utilisation de revêtements et de membranes pour prévenir la corrosion et les dommages mécaniques tout au long de la durée de vie d'un pipeline est bien établie dans le cadre réglementaire et normalisé canadien actuel. Toutefois, les règlements existants relatifs aux pipelines nécessitent d'être révisés et modifiés pour clarifier les ratios de mélange d'hydrogène dans les gazoducs, comme indiqué, par exemple, par l'Alberta Utilities Commission [99], et pour tenir compte des propriétés spécifiques de l'hydrogène.

Les éditions actuelles des normes canadiennes, telles que les normes CSA Z662, la série CSA Z245.20 et CSA Z245.30, fournissent des lignes directrices complètes pour la qualification, le rendement et les meilleures pratiques associées à l'application, à l'inspection, aux essais, à la manutention et à l'entreposage des revêtements externes pour les pipelines. Cependant, elles ne contiennent pas d'exigences relatives aux critères de performance des revêtements propres au transport d'hydrogène, comme la perméabilité à l'hydrogène.

L'examen des normes portant sur les revêtements et les membranes relatifs aux équipements et aux appareils sous pression pour le transport d'hydrogène, comme discuté à la section 3.3.2.1.2, pourrait aider à établir et à harmoniser ces exigences.

Les normes relatives aux revêtements internes et aux membranes mentionnés dans la norme CSA Z 662:23 couvrent une gamme limitée de types de revêtements et de membranes en polymère, comme l'époxy, le PE, le PVC, le polyamide et les composites renforcés. Bien que ces normes soient modifiables de manière à intégrer les nouveaux systèmes de revêtements et de membranes, comme le polyacétate de vinyle (PAV), le PVDC et les composites à base de polymère, aucune norme relative aux pipelines ne s'applique actuellement aux systèmes de revêtements et de membranes à base de métal et de céramique pour le transport d'hydrogène. La faisabilité technique et la viabilité économique de l'application de ces systèmes novateurs de revêtements et de membranes aux structures de pipeline nécessitent une enquête plus approfondie.

3.4.2 Recommandations pour les normes

Cette section présente, par priorité, plusieurs recommandations en matière de réglementation et de normalisation, qui visent à accélérer l'intégration sécuritaire et efficace de l'hydrogène dans nos infrastructures énergétiques. Ces recommandations ont pour but de combler les lacunes existantes, de favoriser la collaboration entre les parties intéressées et de créer un environnement propice à la recherche et à l'innovation dans le domaine des revêtements et des membranes pour les hydrogénoducs.

> **Recommandation #1 :** Établir des normes autonomes spécifiques aux revêtements internes de pipeline en suivant le style des normes relatives aux revêtements externes comme la série CSA Z245.20 et CSA Z245.30.

Les exigences stipulées dans les normes canadiennes actuelles relatives aux revêtements internes et aux membranes spécifiés dans la norme CSA Z662 ne sont pas assez détaillées. Ces normes mettent principalement l'accent sur la protection contre la corrosion et, bien qu'elles fassent référence à une liste des normes internationales pour les membranes, ne fournissent pas suffisamment de directives en ce qui concerne les revêtements internes. Pour remédier à cette lacune, il est recommandé de mettre à jour les normes existantes et de créer des normes spécifiques aux revêtements internes en suivant le style et la structure des normes existantes sur les revêtements externes, telles que la série CSA Z245.20 et la norme CSA Z245.30.

La norme proposée pour les revêtements internes pourrait d'abord se concentrer sur les systèmes de revêtement époxy, car ce sont les seuls revêtements à écoulement efficace du gaz disponibles sur le marché, et ils ont démontré leur compatibilité avec les conditions d'exploitation des hydrogénoducs. En élaborant cette norme spécifique, l'industrie bénéficiera d'un ensemble complet de lignes directrices et des meilleures pratiques qui répondent spécialement aux besoins des revêtements internes dans les pipelines. Une telle norme pourrait faire référence aux normes existantes sur les revêtements époxy internes examinées à la section 3.3.2.2.4 en modifiant les exigences, au besoin, pour tenir compte des conditions d'exploitation particulières des hydrogénoducs.

Bien que la norme initiale puisse couvrir principalement les revêtements époxy, les futures mises à jour pourraient inclure des systèmes et des méthodologies de revêtement supplémentaires pour évaluer la performance quant à la réduction du frottement, à mesure que la recherche et la compréhension sur la science de l'écoulement progressent.

> **Recommandation #2 :** Normaliser les protocoles de qualification des matériaux pour les hydrogénoducs comme condition préalable à la normalisation des composants des infrastructures d'hydrogène, comme les revêtements et les membranes.

Pour répondre aux exigences particulières relatives aux matériaux destinés aux hydrogénoducs, il est recommandé d'élaborer des protocoles de qualification normalisés pour les matériaux. Les normes ANSI/CSA CHMC 1 et ANSI/CSA CHMC 2, qui fournissent des procédures normalisées de qualification des matériaux pour l'industrie automobile, pourraient servir de base à ces protocoles.

L'applicabilité des conditions d'essai et des critères lors de la sélection des matériaux testés devrait être évaluée et, dans la mesure du possible, les méthodes d'essai devraient être adaptées à partir des normes existantes. Les conditions d'essai et les critères d'acceptation devraient être conformes aux exigences décrites dans les principales normes relatives aux hydrogénoducs, telles que les normes CGA G-5.6, ASME B31.12 et CSA Z662, qui présentent les exigences relatives au transport d'hydrogène.

L'élaboration de cette norme de qualification des matériaux sera potentiellement bénéfique pour l'industrie des hydrogénoducs, car la norme contribuera à ce que les matériaux utilisés dans la construction des pipelines répondent aux exigences du transport d'hydrogène. Elle encouragera également le développement d'équipements et de technologies adaptés aux hydrogénoducs, y compris des produits de revêtement et de gainage novateurs ainsi que des méthodes d'application.

> **Recommandation #3 :** Normaliser les protocoles de qualification des revêtements internes et des gainage comme mesures d'atténuation de la FH quand les meilleures pratiques d'essai visant à déterminer la performance des barrières à l'hydrogène sont établies par l'industrie ou le milieu universitaire.

Afin de permettre aux fabricants et aux innovateurs d'évaluer la performance des produits de revêtement et de gainage dans le cadre de l'atténuation de la FH, il est recommandé d'établir des protocoles normalisés de qualification. Ces protocoles devraient fournir une méthode systématique pour évaluer l'efficacité des matériaux de revêtement et de gainage dans le cadre de l'atténuation de la FH.

Les protocoles devraient tenir compte de plusieurs paramètres pour quantifier la performance d'atténuation de la FH. Ces paramètres pourraient comprendre la perméabilité spécifique à l'hydrogène, la durée avant que la FH ne se produise et la mesure dans laquelle les propriétés mécaniques du substrat du pipeline sont maintenues après l'exposition à l'hydrogène. Tous les essais devraient être effectués sur les produits de revêtement sous leur forme fonctionnelle, comme des panneaux en acier revêtus ou des tronçons de tuyauterie à revêtement interne. L'essai de la perméabilité à l'hydrogène pourrait être effectué sur des membranes avec des configurations autoportantes, comme des films libres ou des membranes tubulaires, mais d'autres paramètres devraient être mis à l'essai sur des membranes dans leurs formes fonctionnelles, comme des tronçons de tuyauterie comprenant une membrane insérée. De nombreuses méthodes d'essai ont été discutées à la section 3.3.2.3.1, mais l'industrie et le milieu universitaire n'ont pas trouvé de consensus quant aux meilleures pratiques à utiliser pour évaluer la performance en matière d'atténuation de la FH.

Les conditions d'essai et les critères d'acceptation de ces protocoles devraient être conformes aux exigences spécifiées dans les principales normes relatives aux hydrogénoducs, y compris les exigences relatives au transport d'hydrogène dans les normes CGA G-5.6, ASME B31.12 et CSA Z662. Il peut être conseillé de retenir des critères d'acceptation conservateurs, étant donné le manque de clarté actuel concernant la durabilité à long terme des matériaux dans les conditions spécifiques à l'hydrogène gazeux à haute pression. Des méthodes, des conditions et des critères d'essai plus stricts devraient être appliqués lorsque les produits de revêtement et de gainage sont destinés à être utilisés dans des scénarios de réhabilitation de pipelines.

> **Recommandation #4 :** Normaliser les meilleures pratiques pour l'application de revêtements internes et de membranes dans la réhabilitation des pipelines, qui découlent des spécifications techniques fournies par les fabricants et les entrepreneurs.

La réhabilitation des pipelines est une étape cruciale dans la réaffectation des gazoducs existants au transport d'hydrogène. Cependant, il n'existe actuellement pas de pratiques exemplaires détaillées concernant l'utilisation de matériaux

de revêtement interne et de gainage dans la réhabilitation des pipelines, selon les normes et les règlements canadiens. Pour remédier à cette lacune, il est recommandé de mettre au point des pratiques exemplaires normalisées relativement à l'utilisation de matériaux de revêtement interne et de gainage, en particulier dans le contexte de la réhabilitation des pipelines. Ces meilleures pratiques devraient fournir des lignes directrices claires pour évaluer les risques d'intégrité, sélectionner les méthodes de réhabilitation appropriées et définir les résultats attendus en matière de performance.

Étant donné que les matériaux de revêtement interne et de gainage présentent des types de produits, des méthodes d'application et une applicabilité distincts, il est recommandé de les traiter séparément dans le cadre des lignes directrices relatives aux meilleures pratiques. Les lignes directrices comprendraient un résumé des règles et des principes communs dérivés des spécifications techniques fournies par les divers fabricants et entrepreneurs. De plus, les protocoles de qualification pour les matériaux de revêtement interne et de gainage utilisés dans la réhabilitation des pipelines devraient être conformes aux exigences décrites dans la norme CSA Z662 et la série CSA Z245, ainsi qu'aux normes proposées dans les recommandations 2, 3 et 4. Ces protocoles devraient décrire les critères de performance qui répondent aux exigences relatives à la sécurité pour la réhabilitation des hydrogénoducs, ainsi que les normes de réaffectation des gazoducs existants au transport d'hydrogène.

> **Recommendation #5 :** Normaliser les pratiques exemplaires et les protocoles de qualification des revêtements et des membranes émergents pour les hydrogénoducs.

Plusieurs matériaux polymères, métaux, céramiques et composites prometteurs examinés à la section 3.2 possèdent des propriétés leur permettant de répondre aux défis mentionnés à la section 3.1 pour les hydrogénoducs. Cependant, l'application pratique de ces matériaux comme revêtements ou comme membranes sur les pipelines peut ne pas être réalisée tant que les progrès technologiques ne rendent pas le processus économiquement et techniquement réalisable. Pour traiter l'intégrité et la performance des matériaux des revêtements et des membranes émergents pour les hydrogénoducs, il est recommandé d'élaborer des pratiques exemplaires normalisées et des protocoles de qualification.

Ces meilleures pratiques devraient couvrir tous les aspects de la durée de vie des hydrogénoducs, y compris la manutention, la qualification, la fabrication, l'entreposage, l'application, le transport, l'installation, l'inspection, la réparation, la mise en service, l'exploitation, la maintenance, la réhabilitation et l'abandon. L'expérience actuelle et les normes établies pour les revêtements et les membranes polymères utilisés sur les pipelines d'acier peuvent ne pas s'appliquer aux nouvelles technologies de revêtement, de gainage et même celles relatives aux pipelines, ce qui suggère un besoin de recherche approfondie avant la normalisation. Les méthodes d'essai incluses dans les protocoles de qualification font parfois référence aux méthodes normalisées examinées à la section 3.3.2.3.3, avec des ajustements spécifiques effectués en fonction du type de matériau utilisé pour les revêtements et les membranes émergents. De plus, les conditions d'essai et les critères d'acceptation décrits dans les protocoles de qualification devraient être déterminés en fonction des exigences établies dans les meilleures pratiques discutées.

4 Conclusions

Ce rapport a permis d'examiner les technologies potentielles de revêtement et de gainage pour les hydrogénoducs et pour les équipements, ainsi que les normes, les codes, les meilleures pratiques et les règlements canadiens applicables. En plus de protéger les infrastructures de pipeline contre la corrosion et les dommages mécaniques, les revêtements et les membranes sont envisagés comme des mesures d'atténuation potentielles pour relever les défis techniques particuliers posés par l'hydrogène

gazeux et les nouvelles technologies dans les hydrogénoducs. Ces défis comprennent la FH gazeux, l'efficacité du transport énergétique, la réaffectation des gazoducs existants au transport d'hydrogène, le mélange d'hydrogène dans les gazoducs et les effets secondaires des inhibiteurs de la FH.

Certaines technologies existantes et émergentes, y compris les systèmes de polymère, de métal, de céramique et de composite, peuvent être envisagées dans l'utilisation des hydrogénoducs en tant que revêtements internes et que membranes, voire permettre de relever les défis mentionnés plus haut.

- **Polymères :** le polyéthylène (PE) et la résine époxy sont les systèmes de revêtement et de gainage les plus utilisés dans l'industrie actuelle des gazoducs. Ils sont capables de résister aux conditions d'exploitation des hydrogénoducs. Les revêtements époxy commerciaux à écoulement efficace sont plus susceptibles de s'appliquer aux hydrogénoducs. Le polyalcool de vinyle (PVAL) et le polychlorure de vinylidène (PVDC) offrent de bonnes performances comme barrières à l'hydrogène, mais la facilité d'application et la résistance chimique ont besoin d'être améliorées à l'aide d'une étude plus approfondie.
- **Métaux :** le nickel, le zinc, le cuivre, l'aluminium et l'acier inoxydable peuvent être de bons revêtements barrières à l'hydrogène, du fait de leur faible perméabilité et de la maturité des méthodes d'application.
- **Céramique :** les oxydes et les nitrures présentent une meilleure performance comme barrières à l'hydrogène, mais leur utilisation dans les hydrogénoducs est restreinte à cause de leur nature fragile et des défis liés aux méthodes d'application élargies. Les revêtements vitreux et ceux traités par brunissage peuvent être plus pratiques que les autres revêtements en céramique, car leurs méthodes d'application s'appliquent aux grandes structures de pipelines.
- **Composites :** des polymères renforcés de fibres (PRF) et des tuyaux entrecroisés en spirale ont été utilisés avec des hydrogénoducs. Leurs performances en matière de perméation de l'hydrogène, de résistance mécanique, d'efficacité d'écoulement et de résistance à la corrosion dépendent de la sélection des matériaux dans les couches individuelles et les méthodes de fabrication.

Pour les revêtements externes des hydrogénoducs, la fonction est semblable à celle appliquée sur les gazoducs. Cela suggère que les technologies existantes, les meilleures pratiques, les normes et les règlements pertinents relatifs aux revêtements externes actuels sont applicables aux hydrogénoducs moyennant des révisions, de manière à respecter les exigences relatives à la sécurité les plus strictes décrites dans les normes internationales portant sur les hydrogénoducs.

Selon les exigences minimales relatives aux revêtements internes ou aux membranes utilisés pour les hydrogénoducs, il faut maintenir leurs propriétés matérielles et leur intégrité structurelle de manière à ce qu'elles demeurent inchangées ou dans les limites permises. Le protocole de qualification fera éventuellement référence aux normes existantes pour les revêtements internes et les membranes dans les gazoducs, avec des modifications aux conditions d'essai et aux critères d'acceptation pour s'aligner sur les exigences relatives aux hydrogénoducs. Les revêtements internes et les membranes disponibles sur le marché, faits d'époxy, de PE et de PRF, peuvent répondre aux exigences minimales relatives au transport d'hydrogène. Les meilleures pratiques établies associées à ces revêtements et à ces membranes, comme normalisées pour les gazoducs, demeurent applicables aux hydrogénoducs, tant qu'ils continuent à remplir les objectifs prévus, comme la réduction du frottement, la protection contre la corrosion et la résistance à l'érosion.

Bien que l'efficacité des revêtements et des membranes dans la résolution des défis spécifiques aux hydrogénoducs n'ait pas été éprouvée expérimentalement, leur potentiel d'atténuation de la FH et d'amélioration de l'efficacité d'écoulement est pris en compte. Pour promouvoir l'avancement des hydrogénoducs et des technologies de revêtement et de gainage, il existe des occasions

de rationaliser le processus par la normalisation. Les recommandations suivantes sont présentées par priorité pour améliorer la sécurité, la qualité, l'économie, l'innovation et la durabilité de la transition vers l'ère de l'hydrogène.

- Établir des normes autonomes spécifiques aux revêtements internes des pipelines en suivant le style des normes relatives aux revêtements externes comme la série CSA Z245.20 et la norme CSA Z245.30.
- Normaliser les protocoles de qualification des matériaux pour les hydrogénoducs comme condition préalable à la normalisation des composants des infrastructures d'hydrogène, comme les revêtements et les membranes.
- Normaliser les protocoles de qualification des revêtements internes et des membranes comme mesures d'atténuation de la FH, quand les meilleures pratiques d'essai visant à déterminer la performance des barrières à l'hydrogène sont établies par l'industrie ou le milieu universitaire.
- Normaliser les meilleures pratiques pour l'application de revêtements internes et de membranes dans la réhabilitation des pipelines, qui découlent des spécifications techniques fournies par les fabricants et les entrepreneurs.
- Normaliser les meilleures pratiques et les protocoles de qualification des revêtements et des membranes émergents pour l'entretien des hydrogénoducs.

Références

[1] Conseil de l'hydrogène et McKinsey & Company. "Hydrogen for Net Zero, A critical cost-competitive energy vector," Conseil de l'hydrogène, Bruxelles, Belgique, novembre 2021, 56 p. [En ligne]. Disponible : https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-for-net-zero

[2] Ressources naturelles Canada. *Stratégie canadienne pour l'hydrogène,* Ressources naturelles Canada, Ottawa (Ontario), Canada, décembre 2020, 168 p. [En ligne]. Disponible : https://ressources-naturelles.canada.ca/changements-climatiques/lavenir-vert-canada/strategie-relative-lhydrogene/23134

[3] H. W. Langmi, N. Engelbrecht, P. M. Modisha et D. Bessarabov. "Hydrogen storage," dans *Electrochemical Power Sources: Fundamentals, Systems, and Applications,* Elsevier, 2022, p. 455-486. doi : 10.1016/B978-0-12-819424-9.00006-9.

[4] R. Gerboni. "Introduction to hydrogen transportation," *Compendium of Hydrogen Energy,* janvier 2016, p. 283-299. doi : 10.1016/B978-1-78242-362-1.00011-0.

[5] Canadian Association of Petroleum Producers. "Canada Pipeline Maps & Facts | Trans Mountain Pipeline, Keystone XL, Enbridge Line 3." Capp.ca. [En ligne]. Disponible : https://www.capp.ca/explore/oil-and-natural-gas-pipelines (Consulté le 30 mars 2023)

[6] Alberta Energy Natural Gas Strategy and Engagement Branch. "Hydrogen-101." Alberta.ca. [En ligne]. Disponible : https://www.alberta.ca/hydrogen-101.aspx (Consulté le 20 avril 2023)

[7] P. Adam, S. Engelshove, F. Heunemann, T. Thiemann et C. von dem Bussche. "Hydrogen infrastructure – the pillar of energy transition: The practical conversion of long-distance gas networks to hydrogen operation," 2020, 32 p. [En ligne]. Disponible : https://www.gascade.de/fileadmin/downloads/wasserstoff/whitepaper-h2-infrastructure.pdf

[8] T. Briggs. "Hydrogen Storage and Transport: Storage of hydrogen for industrial, energy, and mobility applications," 2022.

[9] HyDeploy. "Demonstrating non-disruptive carbon savings through hydrogen blending," août 2021, 52 p. [En ligne]. Disponible : https://hydeploy.co.uk/app/uploads/2018/02/21063_HyDeploy_Carbon_Savings_Report1_DIGITAL.pdf

[10] ATCO. "Fort Saskatchewan Hydrogen Blending Project," 2022, 2 p. [En ligne]. Disponible : https://www.atco.com/content/dam/web/projects/projects-overview/fort-sask-hydrogen-blending-info-sheet.pdf

[11] Enbridge Gas. "Enbridge Gas announces the launch of the first-of-its-kind hydrogen-blending project in North America." Enbridgegas.com. [En ligne]. Disponible : https://www.enbridgegas.com/about-enbridge-gas/newsroom/newsdetail?releaseId=122757 (Consulté le 22 juin 2023)

[12] APA Group. "The Parmelia Gas Pipeline conversion project." Apa.com. [En ligne]. Disponible : https://www.apa.com.au/news/asx-releases/2023/the-parmelia-gas-pipeline (Consulté le 19 octobre 2023)

[13] APA Group. "Parmelia Gas Pipeline – Hydrogen Conversion Technical Feasibility Study," mai 2023, 32 p. [En ligne]. Disponible : https://www.apa.com.au/globalassets/our-services/gas-transmission/west-coast-grid/parmelia-gas-pipeline/3419_apa_public-pipeline-conversion_v6.pdf

[14] P. Martin. "China ramps up hydrogen pipeline pressure by over 50% in first fracture tests | Hydrogen news and intelligence," *Hydrogen Insight.* [En ligne]. Disponible : https://www.hydrogeninsight.com/innovation/china-ramps-up-hydrogen-pipeline-pressure-by-over-50-in-first-fracture-tests/2-1-1474878 (Consulté le 19 octobre 2023)

[15] G. P. Yoho. "BP and Hydrogen Pipelines," 30-31 août 2005, 11 p. [En ligne]. Disponible : https://www.energy.gov/eere/fuelcells/articles/bp-and-hydrogen-pipelines (Consulté le 19 octobre 2023).

[17] Alberta Energy and Utilities Board. "Shell Canada Limited, Cogeneration Plant and Hydrogen Pipeline, Fort Saskatchewan Area: Addendum to Decision 2000-30," Alberta Energy and Utilities Board, 30 mai 2000. [En ligne]. Disponible : https://static.aer.ca/prd/documents/decisions/2000/2000-30.pdf (Consulté le 19 octobre 2023).

[18] F. H. Saadi, N. S. Lewis et E. W. McFarland. "Relative costs of transporting electrical and chemical energy," *Energy Environ Sci,* vol. 11, n° 3, mars 2018, p. 469-475. doi : 10.1039/C7EE01987D.

[19] European Industrial Gases Association (EIGA). "IGC Doc 121/14, Hydrogen Pipeline Systems," European Industrial Gases Association, 2014, 84 p. [En ligne]. Disponible : https://www.eiga.eu/uploads/documents/DOC121.pdf (Consulté le octobre 14 2023).

[20] ACER. "Transporting Pure Hydrogen by Repurposing Existing Gas Infrastructure: Overview of existing studies and reflections on the conditions for repurposing," ACER, 16 juillet 2021, 23 p. [En ligne]. Disponible : https://www.acer.europa.eu/news-and-events/news/repurposing-existing-gas-infrastructure-pure-hydrogen-acer-finds-divergent-visions-future

[21] Y. Sun et Y. F. Cheng. "Thermodynamics of spontaneous dissociation and dissociative adsorption of hydrogen molecules and hydrogen atom adsorption and absorption on steel under pipelining conditions," *Int J Hydrogen Energy,* vol. 46, n° 69, octobre 2021, p. 34469-34486. doi : 10.1016/J.IJHYDENE.2021.07.217.

[22] M. Steiner, U. Marewski et H. Silcher. "DVGW project SyWeST H2: Investigation of Steel Materials for Gas Pipelines and Plants for Assessment of their Suitability with Hydrogen," DVGW, janvier 2023, 196 p. [En ligne]. Disponible : https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g202006-sywesth2-steel-dvgw.pdf

[23] V. Reitenbach, L. Ganzer, D. Albrecht et B. Hagemann. "Influence of added hydrogen on underground gas storage: a review of key issues," *Environ Earth Sci,* vol. 73, n° 11, juin 2015, p. 6927-6937. doi : 10.1007/S12665-015-4176-2.

[24] Y. Sun et Y. Frank Cheng. "Hydrogen-induced degradation of high-strength steel pipeline welds: A critical review," *Eng Fail Anal,* vol. 133, mars 2022, p. 105985. doi : 10.1016/j.engfailanal.2021.105985.

[25] Engineering Toolbox. "Fuels - Higher and Lower Calorific Values," Engineering ToolBox. [En ligne]. Disponible: https://www.engineeringtoolbox.com/fuels-higher-calorific-values-d_169.html (Consulté le 24 mars 2023)

[26] R. van Rossum, J. Jens, G. La Guardia, A. Wang, L. Kühnen et M. Overgaag. "European Hydrogen Backbone: How a Dedicated Hydrogen Infrastructure Can be Created," Guidehouse, avril 2022, 36 p. [En ligne]. Disponible : https://ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf (Consulté le 20 octobre 2023).

[27] S. Guo, L. Xu, S. Dong et Y. F. Cheng. "Finite element modeling of hydrogen atom diffusion and distribution at corrosion defect on aged pipelines transporting hydrogen," *Int J Hydrogen Energy,* vol. 48, n° 36, avril 2023, p. 13566-13577. doi : 10.1016/j.ijhydene.2022.12.287.

[28] Y. F. Cheng. "Stress Corrosion Cracking of Pipelines." John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, NJ, États-Unis, 11 février 2013, 288 p. doi : 10.1002/9781118537022.

[29] Z. Hafsi, S. Elaoud, M. Akrout et E. Hadj-Taïeb. "Numerical Approach for Steady State Analysis of Hydrogen–Natural Gas Mixtures Flows in Looped Network," *Arab J Sci Eng,* vol. 42, n° 5, 2017, p. 1941-1950. doi : 10.1007/s13369-016-2393-y.

[30] I. Eames, M. Austin et A. Wojcik. "Injection of gaseous hydrogen into a natural gas pipeline," Int J Hydrogen Energy, vol. 47, n° 61, juillet 2022, p. 25745-25754. doi : 10.1016/j.ijhydene.2022.05.300.

[31] P. Collet et B. Chizat. "The Proven Efficiency of Epoxy Flow Coats for the Protection of Gas Transmission Pipelines," dans *Pipeline Technology Conference,* BS coatings, 8 juin 2015, 9 p. [En ligne]. Disponible : https://internalpipeline.com/wp-content/uploads/2017/12/Proven-Efficiency-of-Epoxy-Coating.pdf

[32] A. Atrens, E. Gray, J. Venezuela, J. Hoschke et M. Roethig. "Feasibility of the Use of Gas Phase Inhibition of Hydrogen Embrittlement in Gas Transmission Pipelines Carrying Hydrogen: A Review," JOM, vol. 75, n° 1, Janvier 2023, p. 232-238. doi : 10.1007/s11837-022-05559-8.

[33] A. Staykov, J. Yamabe et B. P. Somerday. "Effect of hydrogen gas impurities on the hydrogen dissociation on iron surface," *Int J Quantum Chem,* vol. 114, n° 10, mai 2014, p. 626-635. doi : 10.1002/qua.24633.

[34] Association canadienne de normalisation. Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz, CSA Z662:23. Association canadienne de normalisation, Toronto (Ontario), Canada, 2023. [En ligne]. Disponible : https://www.csagroup.org/fr/store/product/CSA%20Z662%3A23

[35] K. A. Esaklul et J. Mason. "Nonmetallics applications in oil and gas production (pipes, liners, rehabilitations)," *Trends in Oil and Gas Corrosion Research and Technologies: Production and Transmission,* janvier 2017, p. 627-660. doi : 10.1016/B978-0-08-101105-8.00027-9.

[36] Y. F. Cheng et R. Norsworthy. "Pipeline Coatings," NACE International, 20 juin 2019, 266 p.

[37] C. San et M. B. P. Somerday. "Sandia Report: Technical Reference for Hydrogen Compatibility of Materials," septembre 2012. [En ligne]. Disponible : http://www.ntis.gov/help/ordermethods.asp?loc=7-4-0#online

[38] EnerClear Services. "Progressive pigging multi-pass flood coat system." Enerclearservices.com. [En ligne]. Disponible : https://www.enerclearservices.com/technology (Consulté le 5 mai 2023)

[39] Y. F. Cheng et R. Norsworthy. "Pipeline Coatings," NACE International, 20 juin 2019, 266 p.

[40] Y. Lei, E. Hosseini, L. Liu, C. A. Scholes et S. E. Kentish. "Internal polymeric coating materials for preventing pipeline hydrogen embrittlement and a theoretical model of hydrogen diffusion through coated steel," *Int J Hydrogen Energy,* vol. 47, n° 73, août 2022, p. 31409-31419. doi : 10.1016/j.ijhydene.2022.07.034.

[41] M. C. Kane. "Permeability, Solubility, and Interaction of Hydrogen in Polymers – An Assessment of Materials for Hydrogen Transport," Savannah River National Laboratory, 2008, 20 p. [En ligne]. Disponible : https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc902701/m2/1/high_res_d/927901.pdf (Consulté le 6 mai 2023).

[42] H. Fujiwara, H. Ono, K. Ohyama, M. Kasai, F. Kaneko et S. Nishimura. "Hydrogen permeation under high pressure conditions and the destruction of exposed polyethylene-property of polymeric materials for high-pressure hydrogen devices (2)-," *Int J Hydrogen Energy,* vol. 46, n° 21, mars 2021, p. 11832-11848. doi : 10.1016/j.ijhydene.2020.12.223.

[43] N. C. Menon, A. M. Kruizenga, K. J. Alvine, C. S. Marchi, K. Brooks et A. Nissen. "Behavior of polymers in high pressure hydrogen environments as applicable to the hydrogen infrastructure," *Proceedings of the ASME 2016 Pressure Vessels and Piping Conference,* 17-21 juillet 2016. [En ligne]. Disponible : https://www.osti.gov/biblio/1344719 (Consulté le 6 mai 2023).

[44] D. W. Kim, H. Kim, M. L. Jin et C. J. Ellison. "Impermeable gas barrier coating by facilitated diffusion of ethylenediamine through graphene oxide liquid crystals," Carbon N Y, vol. 148, juillet 2019, p. 28-35. doi : 10.1016/j.carbon.2019.03.039.

[45] M. C. Kane. "Permeability, Solubility, and Interaction of Hydrogen in Polymers – An Assessment of Materials for Hydrogen Transport," Savannah River National Laboratory, 2008, 20 p. [En ligne]. Disponible : https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc902701/m2/1/high_res_d/927901.pdf

[46] J. Brandrup, E. H. Immergut, E. A. Grulke, A. Eric, A. Abe et D. R. Bloch. *Polymer Handbook,* John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, NJ, États-Unis, 4e édition, 2005.

[47] L. H. Sperling. "Introduction to physical polymer science," John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, NJ, États-Unis, février 2015, 880 p. [En ligne]. Disponible : https://www.wiley.com/en-ca/Introduction+to+Physical+Polymer+Science%2C+4th+Edition-p-9781119103745 (Consulté le 24 août 2023).

[48] S. W. Guan, P. Mayes, A. Andrenacci, D. Wong et B. Shaw. "Advanced two-layer polyethylene coating technology for pipeline protection," *Corrosion Control,* n° 007, janvier 2007, 7 p. [En ligne]. Disponible : https://www.researchgate.net/publication/237103657_Advanced_two_layer_polyethyelene_coating_technology_for_pipeline_protection

[49] Y. F. Cheng et R. Norsworthy. "Pipeline Coatings," NACE International, 20 juin 2019, 266 p.

[50] 3M. "3M TM Scotchkote TM Epoxy Coating EP2306 HF Data Sheet and Application Guide," 3M, 2014, 2 p. [En ligne]. Disponible : https://multimedia.3m.com/mws/media/703491O/3m-scotchkote-epoxy-coating-ep2306-hf-datasheet.pdf

[51] Hempel. "Hempel's HS Gas Pipe Coating 87831," Hempel, décembre 2023. [En ligne]. Disponible : https://www.hempel.com/products/hempels-hs-gas-pipe-coating-87831-87831

[52] ShawCor. "SureFlo FBE," ShawCor, 12 novembre 2018, 1 p. [En ligne]. Disponible : https://cdn.shawcor.com/shawcor/files/cc/cc01c7be-c2e3-446b-892b-dcbb3b246bb8.pdf

[53] D. Gajda et M. Lutyński. "Permeability Modeling and Estimation of Hydrogen Loss through Polymer Sealing Liners in Underground Hydrogen Storage," *Energies (Basel),* vol. 15, n° 7, 5 avril 2022, 11 p. doi : 10.3390/en15072663.

[54] G. Bahlakeh, M. Ghaffari, M. R. Saeb, B. Ramezanzadeh, F. De Proft et H. Terryn. "A Close-up of the Effect of Iron Oxide Type on the Interfacial Interaction between Epoxy and Carbon Steel: Combined Molecular Dynamics Simulations and Quantum Mechanics," *J Phys Chem C,* vol. 120, n° 20, may 2016, p. 11014-11026. doi : 10.1021/acs.jpcc.6b03133.

[55] Fluid Handling International. "Epoxy-coated pipes pass hydrogen transportation tests," *Fluid Handling Magazine,* 25 janvier 2022. [En ligne]. Disponible : https://fluidhandlingmag.com/news/epoxy-coated-pipes-pass-hydrogen-transportation-tests

[56] G. Doyon, J. Gagnon, C. Toupin et F. Castaigne. "Gas transmission properties of polyvinyl chloride (PVC) films studied under subambient and ambient conditions for modified atmosphere packaging applications," *Packag Technol Sci,* vol. 4, n° 3, mai 1991, p. 157-165. doi : 10.1002/PTS.2770040307.

[57] M. W. Melaina, O. Antonia et M. Penev. "Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues," National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, États-Unis, mars 2013, 131 p. [En ligne]. Disponible : https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/51995.pdf (Consulte le aout 24 2023).

[58] S. N. Pal, A. V. Ramani et N. Subramanian. "Gas permeability studies on poly(vinyl chloride) based polymer blends intended for medical applications," *J Appl Polym Sci,* vol. 46, n° 6, octobre 1992, p. 981-990. doi : 10.1002/APP.1992.070460606.

[59] N. Jain, V. K. Singh et S. Chauhan. "A review on mechanical and water absorption properties of polyvinyl alcohol-based composites/films," *J Mech Behav Mater,* vol. 26, n° 5-6, décembre 2017, p. 213-222. doi : 10.1515/jmbm-2017-0027.

[60] The Lubrizol Corporation. "Benefits of PVDC for Corrosion Inhibition." Lubrizol.com. [En ligne]. Disponible : https://www.lubrizol.com/Coatings/Blog/2019/09/PVDC-for-Corrosion-Inhibition (Consulté le 8 mai 2023)

[61] Y.-H. Yang, M. Haile, Y. T. Park, F. A. Malek et J. C. Grunlan. "Super Gas Barrier of All-Polymer Multilayer Thin Films," Macromolecules, vol. 44, n° 6, mars 2011, p. 1450-1459. doi : 10.1021/ma1026127.

[62] P. Li et coll. "Preparation of modified graphene oxide/polyethyleneimine film with enhanced hydrogen barrier properties by reactive layer-by-layer self-assembly," *Compos B Eng,* vol. 166, juin 2019, p. 663-672. doi : 10.1016/j.compositesb.2019.02.058.

[63] H. P. Tardif et H. Marquis. "Protection of Steel from Hydrogen by Surface Coatings," *Can. Metall. Q.,* vol. 1, n° 2, octobre 1962, p. 153-171. doi : 10.1179/cmq.1962.1.2.153.

[64] S. K. Dwivedi et M. Vishwakarma. "Hydrogen embrittlement in different materials: A review," *Int J Hydrogen Energy,* vol. 43, n° 46, novembre 2018, p. 21603-21616. doi : 10.1016/j.ijhydene.2018.09.201.

[65] V. Nemanič. "Hydrogen permeation barriers: Basic requirements, materials selection, deposition methods, and quality evaluation," *Nuclear Materials and Energy,* vol. 19, mai 2019, p. 451-457. doi : 10.1016/j.nme.2019.04.001.

[66] Z. Feng, L. Anovitz, P. Kironko, A. Duncan, T. Adams et P. Sofronis. "Permeation, Diffusion, Solubility Measurements: Results and Issues," 25 septembre 2007. [En ligne]. Disponible : https://www.energy.gov/eere/fuelcells/articles/permeation-diffusion-solubility-measurements-results-and-issues

[67] T. Boiadjieva, L. Mirkova, H. Kronberger, T. Steck et M. Monev. "Hydrogen permeation through steel electroplated with Zn or Zn–Cr coatings," *Electrochim Acta,* vol. 114, décembre 2013, p. 790-798. doi : 10.1016/j.electacta.2013.06.010.

[68] Y. Xu, Y. Hirooka, N. Ashikawa et T. Nagasaka. "Hydrogen isotopes transport in sputter-deposited tungsten coatings," *Fusion Eng. Des.,* vol. 125, décembre 2017, p. 239-244. doi : 10.1016/j.fusengdes.2017.07.021.

[69] Mory Industries, Inc. "Stainless-steel-clad tubes." Mory.co.jp. [En ligne]. Disponible : https://www.mory.co.jp/english/product/stainless/clad (Consulté le 25 août 2023)

[70] Hebei Metals Industrial Limited. "CRA Clad or Lined Steel Pipes." Metalpiping.com. [En ligne]. Disponible : http://www.metalspiping.com/cra-clad-or-lined-steel-pipes.html (Consulté le 8 mai 2023)

[71] L. Jemblie, H. Bjaaland, B. Nyhus, V. Olden et O. M. Akselsen. "Fracture toughness and hydrogen embrittlement susceptibility on the interface of clad steel pipes with and without a Ni-interlayer," *Materials Science and Engineering: A,* vol. 685, février 2017, p. 87-94. doi : 10.1016/j.msea.2016.12.116.

[72] ShawCor. "TechTalk: Shawcor's Joining System the most reliable solution in the industry," ShawCor, 4 p. [En ligne]. Disponible : https://cdn.shawcor.com/shawcor/files/20/2038a10f-e0e7-4ae8-ad59-b94d560e9fe9.pdf

[73] J. Sudagar, J. Lian et W. Sha. "Electroless nickel, alloy, composite and nano coatings – A critical review," *Journal of Alloys and Compounds,* vol. 571, septembre 2013, p. 183-204. doi : 10.1016/j.jallcom.2013.03.107.

[74] S. Trollst, H. Hoche et M. Oechsner. "Influence of the microstructure of Zn–Ni coatings on hydrogen effusion characteristics," J Appl Electrochem, vol. 50, n° 9, septembre 2020, p. 935-942. doi : 10.1007/s10800-020-01446-9.

[75] K. R. Larsen. "Nickel-Cobalt Alloy Coating Protects Steel Fasteners from Hydrogen Embrittlement," *Materials Performance Magazine,* 4 mai 2020. [En ligne]. Disponible : https://www.materialsperformance.com/articles/coating-linings/2018/01/nickel-cobalt-alloy-coating-protects-steel-fasteners-from-hydrogen-embrittlement

[76] O. Rosas, O. Garcia, J. Hernandez et C. Girault. "Ni-Co Electroplating as a Protection Against Environmental Assisted Cracking of Coated High-Strength Steel Bolts in Sea-water," *NACE International Corrosion Conference Proceedings,* 2019, p. 1-12. [En ligne]. Disponible : http://onepetro.org/NACECORR/proceedings-pdf/CORR19/All-CORR19/NACE-2019-13270/1139582/nace-2019-13270.pdf/1

[77] S. W. Ooi, P. Yan et R. H. Vegter. "Black oxide coating and its effectiveness on prevention of hydrogen uptake," *Mater. Sci. Technol.,* vol. 35, n° 1, janvier 2019, p. 12-25. doi : 10.1080/02670836.2018.1530425.

[78] D. G. Lingnau et J. Cochrane. "Vitreous coating application by induction heating and integration with induction kinetic weld joining," Ampclad Coating Technologies, Inc., brevet n° 11773495, 3 octobre 2023. [En ligne]. Disponible : https://patents.justia.com/patent/11773495

[79] Alberta Innovates. "$20 million in hydrogen funding awarded by the Hydrogen Centre of Excellence," ATCO, 21 février 2023. [En ligne]. Disponible : https://albertainnovates.ca/impact/newsroom/20-million-in-hydrogen-funding-awarded-by-the-hydrogen-centre-of-excellence

[80] SAE International. "J1086_201210: Numbering Metals and Alloys," SAE International, octobre 2012. [En ligne]. Disponible : https://www.sae.org/standards/content/j1086_201210

[81] J. H. Holbrook, H. J. Cialone, E. W. Collings, E. J. Drauglis, P. M. Scott et M. E. Mayfield. "Control of hydrogen embrittlement of metals by chemical inhibitors and coatings," dans *Gaseous Hydrogen Embrittlement of Materials in Energy Technologies,* Elsevier, 2012, p. 129-153. doi : 10.1533/9780857095374.1.129.

[82] L. Liu et coll. "Fabrication and hydrogen permeation resistance of dense CrN coatings," *Surf Coat Technol,* vol. 437, mai 2022. doi : 10.1016/j.surfcoat.2022.128326.

[83] J. Z. Xie et coll. "Stability of hydrogen in silicon nitride films deposited by low-pressure and plasma enhanced chemical vapor deposition techniques," *JVSTB,* vol. 7, n° 2, mars 1989, p. 150-152. doi : 10.1116/1,584707.

[84] R. Checchetto, A. Chayahara, H. Horino, A. Miotello et K. Fujii. "A study of deuterium permeation through thin BN films," *Thin Solid Films,* vol. 299, n° 1-2, mai 1997, p. 5-9. doi : 10.1016/S0040-6090(97)00031-X.

[85] B. Y. Man, L. Guzman, A. Miotello et M. Adami. "Microstructure, oxidation and H2-permeation resistance of TiAlN films deposited by DC magnetron sputtering technique," *Surf Coat Technol,* vol. 180-181, mars 2004, p. 9-14. doi : 10.1016/j.surfcoat.2003.10.021.

[86] Kermetico, Inc. "Ceramic Lined Pipe Wear Resistant Piping Fitting Tungsten Carbide Coating," Kermetico, Inc., 18 novembre 2016. [En ligne]. Disponible : https://kermetico.com/applications/ceramic-lined-pipe-fitting

[87] J. Condé-Wolter et coll. "Hydrogen permeability of thermoplastic composites and liner systems for future mobility applications," *Compos Part A Appl Sci Manuf,* vol. 167, avril 2023, p. 107446. doi : 10.1016/j.compositesa.2023.107446.

[88] S. Yuan et coll. "A novel dual-functional epoxy-based composite coating with exceptional anti-corrosion and enhanced hydrogen gas barrier properties," *Chemical Engineering Journal,* vol. 449, décembre 2022. doi : 10.1016/j.cej.2022.137876.

[89] G. Roscioli. "Arculus Solutions: Hydrogen-barrier coating," Arculus Solutions, 2022. [En ligne]. Disponible : https://www.arculus-solutions.com/products/hydrogen-barrier (Consulté le 7 mai 2023)

[90] J. Wang, Q. Li, Q. Y. Xiang, T. Tang, Y. C. Rao et J. L. Cao. "Study of Al2O3-Er2O3 composite coatings as hydrogen isotopes permeation barriers," *Int J Hydrogen Energy,* vol. 41, n° 2, Janvier 2016, p. 1326-1332. doi : 10.1016/j.ijhydene.2015.11.042.

[91] American Petroleum Institute (API). *API SPEC 5L: Line Pipe,* American Petroleum Institute, Washington, DC, États-Unis, 6 avril 2018, 205 p. [En ligne]. Disponible : https://www.apiwebstore.org/standards/5L

[92] K. Shi et coll. "Hydrogen permeation behavior and mechanism of multi-layered graphene coatings and mitigation of hydrogen embrittlement of pipe steel," *Appl Surf Sci,* vol. 573, janvier 2022. doi : 10.1016/j.apsusc.2021.151529.

[93] K. Shi et coll. "MXene Coatings: Novel Hydrogen Permeation Barriers for Pipe Steels," *Nanomaterials,* vol. 11, n° 10, octobre 2021, p. 2737. doi : 10.3390/nano11102737.

[94] M. M. Ali, J. C. Magee et P. Y. Hsieh. "Corrosion protection of steel pipelines with metal-polymer composite barrier liners," *J Nat Gas Sci Eng,* vol. 81, septembre 2020, p. 103407. doi : 10.1016/J.JNGSE.2020.103407.

[95] Sustainable Pipeline Systems (SPS). "MASiP: Mobile Automated Spiral Intelligent Pipe – A technology breakthrough for the Hydrogen Era." Sustainable-pipelines.com. [En ligne]. Disponible : https://www.sustainable-pipelines.com (Consulté le 21 octobre 2023)

[96] Régie de l'énergie du Canada. « Réseau de gazoducs ». Cer-rec.gc.ca. [En ligne]. Disponible : https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/installations-reglementees-par-la-regie/reseau-pipelinier-du-canada/2021/reseau-de-gazoducs.html (Consulté le 17 juin 2023)

[97] Gouvernement du Canada. *Règlement de la Régie canadienne de l'énergie sur les pipelines terrestres : DORS/99-294,* 27 septembre 2022. [En ligne]. Disponible : https://laws.justice.gc.ca/fra/reglements/DORS-99-294/index.html (Consulté le : 21 juin 2023).

[98] Gouvernement du Canada. « Régimes de sécurité des pipelines au Canada ». Ressources-naturelles.canada.ca. [En ligne]. Disponible : https://ressources-naturelles.canada.ca/nos-ressources-naturelles/sources-denergie-reseau-distribution/combustibles-fossils/pipelines/regimes-securite-pipelines-canada/16463

[99] Alberta Utilities Commission. "Hydrogen Inquiry Report," Alberta Utilities Commission, Calgary, AB, Canada, 30 juin 2022, 63 p. [En ligne]. Disponible : https://media.www.auc.ab.ca/prd-wp-uploads/regulatory_documents/Reference/HydrogenInquiryReport.pdf

[100] Gouvernement du Canada. *Règlement sur le 2-butoxyéthanol : DORS/2006-347,* 18 mars 2021. [En ligne]. Disponible : https://laws-lois.justice.gc.ca/fra/reglements/DORS-2006-347/page-1.html

[101] Gouvernement du Canada. *Règlement sur l'électrodéposition du chrome, l'anodisation au chrome et la gravure inversée : DORS/2009-162,* 16 mars 2020. [En ligne]. Disponible : https://laws-lois.justice.gc.ca/fra/reglements/DORS-2009-162/index.html

[102] Gouvernement du Canada. Règlement sur les produits de consommation contenant du plomb : DORS/2018-83, 2 novembre 2018. [En ligne]. Disponible : https://laws-lois.justice.gc.ca/fra/reglements/DORS-2018-83/page-1.html

[103] Gouvernement du Canada. *Règlement sur les urgences environnementales : DORS/2019-51,* 24 août 2019. [En ligne]. Disponible : https://laws-lois.justice.gc.ca/fra/reglements/DORS-2019-51/index.html

[104] Gouvernement du Canada. Règlement sur l'exportation des substances figurant à la Liste des substances d'exportation contrôlée : DORS/2013-88, 31 août 2021. [En ligne]. Disponible : https://laws-lois.justice.gc.ca/fra/reglements/DORS-2013-88/index.html

[105] Gouvernement du Canada. *Règlement sur les dénominations maquillées : DORS/94-261,* 1994. [En ligne]. Disponible : https://laws-lois.justice.gc.ca/fra/reglements/DORS-94-261/index.html

[106] Gouvernement du Canada. *Règlement multisectoriel sur les polluants atmosphériques : DORS/2016-151,* 1er janvier 2023. [En ligne]. Disponible : https://laws-lois.justice.gc.ca/fra/reglements/DORS-2016-151/index.html

[107] Gouvernement du Canada. *Règlement sur les droits concernant les substances nouvelles.* 2002. [En ligne]. Disponible :

[108] Gouvernement du Canada. *Règlement sur les renseignements concernant les substances nouvelles (substances chimiques et polymères) : DORS/2005-247,* 2 février 2018. [En ligne]. Disponible : https://laws-lois.justice.gc.ca/fra/reglements/dors-2005-247/index.html

[109] Gouvernement du Canada. *Règlement sur les renseignements concernant les substances nouvelles (organismes) : DORS/2005-248,* 2 février 2018. [En ligne]. Disponible : https://laws-lois.justice.gc.ca/fra/reglements/DORS-2005-248/index.html

[110] Gouvernement du Canada. *Règlement sur la persistance et la bioaccumulation : DORS/2000-107,* 2000. [En ligne]. Disponible : https://laws-lois.justice.gc.ca/fra/reglements/dors-2000-107/index.html

[111] Gouvernement du Canada. *Règlement sur la concentration en phosphore dans certains produits de nettoyage : DORS/89-501,* 8 avril 2019. [En ligne]. Disponible : https://laws-lois.justice.gc.ca/fra/reglements/DORS-89-501/page-1.html

[112] Gouvernement du Canada. *Règlement sur les produits contenant du mercure : DORS/2014-254,* 8 novembre 2015. [En ligne]. Disponible : https://laws-lois.justice.gc.ca/fra/reglements/DORS-2014-254/index.html

[113] Gouvernement du Canada. *Règlement sur certaines substances toxiques interdites (2012) : DORS/2012-285,* 18 mars 2021. [En ligne]. Disponible : https://laws-lois.justice.gc.ca/fra/reglements/DORS-2012-285/index.html

[114] Gouvernement du Canada. *Règlement sur les dispositions réglementaires désignées aux fins de contrôle d'application — Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999) : DORS/2012-134,* 7 janvier 2023. [En ligne]. Disponible : https://laws-lois.justice.gc.ca/fra/reglements/DORS-2012-134/index.html

[115] Gouvernement du Canada. *Règlement sur les avis de rejet ou d'urgence environnementale : DORS/2011-90,* 2011. [En ligne]. Disponible : https://laws-lois.justice.gc.ca/fra/reglements/dors-2011-90/index.html

[116] Gouvernement du Canada. *Règlement sur les revêtements : DORS/2016-193,* 19 décembre 2022. [En ligne]. Disponible : https://laws-lois.justice.gc.ca/fra/reglements/DORS-2016-193/index.html

[117] Gouvernement du Canada. *Règlement sur les solvants de dégraissage : DORS/2003-283,* 2 février 2018. [En ligne]. Disponible : https://laws-lois.justice.gc.ca/fra/reglements/DORS-2003-283/index.html

[118] Gouvernement du Canada. *Règlement sur les systèmes de stockage de produits pétroliers et de produits apparentés : DORS/2008-197,* 26 octobre 2020. [En ligne]. Disponible : https://laws-lois.justice.gc.ca/fra/reglements/DORS-2008-197/TexteComplet.html

[119] Gouvernement du Canada. *Liste de quasi-élimination : DORS/2006-298,* 13 janvier 2009. [En ligne]. Disponible : https://laws.justice.gc.ca/fra/reglements/DORS-2006-298/index.html

[120] Gouvernement du Canada. *Règlement limitant la concentration en composés organiques volatils de certains produits : DORS/2021-268,* 1er janvier 2023. [En ligne]. Disponible : https://laws.justice.gc.ca/fra/reglements/DORS-2021-268/index.html

[121] NACE International. *Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems,* NACE SP0169-2013, NACE International, 4 août 2013. [En ligne]. Disponible : https://webstore.ansi.org/standards/nace/nacesp01692013

[122] Association canadienne de normalisation. *Code sur les chaudières, les appareils et les tuyauteries sous pression,* CSA B51:19, Association canadienne de normalisation, Toronto (Ontario), Canada, 2019. [En ligne]. Disponible : https://www.csagroup.org/store/product/2427056

[123] Organisation internationale de normalisation. *Bouteilles à gaz — Bouteilles à haute pression pour le stockage de gaz naturel utilisé comme carburant à bord des véhicules automobiles,* ISO 11439, Organisation internationale de normalisation, Genève, Suisse, 2013. [En ligne]. Disponible : https://www.iso.org/fr/standard/44755.html

[124] Organisation internationale de normalisation. *Bouteilles à gaz – Conception, construction et essais des bouteilles à gaz et des tubes rechargeables en acier sans soudure – Partie 1 : Bouteilles et tubes en acier trempé et revenu ayant une résistance à la traction inférieure à 1 100 MPa,* ISO 9809-1, Organisation internationale de normalisation, Genève, Suisse, 2019. [En ligne]. Disponible : https://www.iso.org/fr/standard/70377.html

[125] Organisation internationale de normalisation. *Bouteilles à gaz transportables – Compatibilité des matériaux et des robinets avec les contenus gazeux – Partie 4 : Méthodes d'essai pour le choix des aciers résistants à la fragilisation par l'hydrogène,* ISO 11114-4, Organisation internationale de normalisation, Genève, Suisse, 2017. [En ligne]. Disponible : https://www.iso.org/fr/standard/64587.html

[126] Organisation internationale de normalisation. *Bouteilles à gaz – Bouteilles à gaz sans soudure en alliage d'aluminium destinées à être rechargées – Conception, construction et essais,* ISO 7866, Organisation internationale de normalisation, Genève, Suisse, 2012. [En ligne]. Disponible : https://www.iso.org/fr/standard/37438.html

[127] ASTM International. *Standard Test Methods for Tension Testing of Metallic Materials,* E8/E8M, ASTM International, West Conshohocken, PA, États-Unis, 2022. [En ligne]. Disponible : https://www.astm.org/e0008_e0008m-22.html

[128] Organisation internationale de normalisation. *Matériaux métalliques – Essai de flexion par choc sur éprouvette Charpy – Partie 1 : Méthode d'essai, ISO 148-1,* Organisation internationale de normalisation, Genève, Suisse, 2016. [En ligne]. Disponible : https://www.iso.org/fr/standard/63802.html

[129] ASTM international. *Standard Test Methods for Notched Bar Impact Testing of Metallic Materials,* E23, ASTM International, West Conshohocken, PA, États-Unis, 2023. [En ligne]. Disponible : https://www.astm.org/e0023-23a.html

[130] Organisation internationale de normalisation. *Plastiques – Matières thermoplastiques – Détermination de la température de ramollissement Vicat (VST),* ISO 306, Organisation internationale de normalisation, Genève, Suisse, 2022. [En ligne]. Disponible : https://www.iso.org/fr/standard/82176.html

[131] NACE International. *Laboratory Testing of Metals for Resistance to Sulfide Stress Cracking and Stress Corrosion Cracking in H2S Environments,* NACE TM0177-2016, NACE International, 2016. [En ligne]. Disponible : https://store.ampp.org/tm0177-2016

[132] Organisation internationale de normalisation. *Bouteilles à gaz – Bouteilles à gaz sans soudure en alliage d'aluminium destinées à être rechargées – Conception, construction et essais,* ISO 7866, Organisation internationale de normalisation, Genève, Suisse, 2012. [En ligne]. Disponible : https://www.iso.org/fr/standard/37438.html

[133] Association canadienne de normalisation. *Hydrogen-dispensing systems,* CSA/ANSI HGV 4.1:20, Association canadienne de normalisation, Toronto (Ontario), Canada, 2020. [En ligne]. Disponible : https://www.csagroup.org/store/product/2703198

[134] Association canadienne de normalisation. *Test methods for evaluating material compatibility in compressed hydrogen applications - Metals, Association canadienne de normalisation,* ANSI/CSA CHMC 1-2014 (R2023), Toronto (Ontario), Canada, 2014. [En ligne]. Disponible : https://www.csagroup.org/store/product/2703382

[135] American Society of Mechanical Engineers (ASME). *Hydrogen Piping & Pipelines,* B31.12, American Society of Mechanical Engineers, New York, NY, États-Unis, 2019. [En ligne]. Disponible : https://www.asme.org/codes-standards/find-codes-standards/b31-12-hydrogen-piping-pipelines/2019/drm-enabled-pdf

[136] Association canadienne de normalisation. *Hoses for dispensing compressed gaseous hydrogen, CSA/ANSI HGV 4.2:22,* Association canadienne de normalisation, Toronto (Ontario), Canada, 2022. [En ligne]. Disponible : https://www.csagroup.org/store/product/2703199

[137] R. Dinata, T. Janzen, T. Miller, R. Korolnek, S. Finneran, K. Lee et D. Gajonera. "Assessment of natural gas pipeline materials for hydrogen service," Association canadienne de normalisation, Toronto (Ontario), Canada, 2024. [En ligne]. Disponible : https://www.csagroup.org/article/research/assessment-of-natural-gas-pipeline-materials-for-hydrogen-service

[138] J. Zhao et coll. "Effect of Pressure Sampling Methods on Pipeline Integrity Analysis," *J Pipeline Syst Eng Pract,* vol. 8, n° 4, novembre 2017. doi : 10.1061/(ASCE)PS.1949-1204.0000273.

[139] Organisation internationale de normalisation. *Industries du pétrole et du gaz naturel – Revêtements externes des conduites enterrées ou immergées utilisées dans les systèmes de transport par conduites – Partie 3 : Revêtements des joints soudés sur site,* ISO 21809-3, Organisation internationale de normalisation, Genève, Suisse, 2016. [En ligne]. Disponible : https://www.iso.org/fr/standard/61002.html

[140] Organisation internationale de normalisation. *Industries du pétrole et du gaz naturel – Revêtements externes des conduites enterrées ou immergées utilisées dans les systèmes de transport par conduites – Partie 11 : Réparations et réhabilitation du revêtement sur site,* ISO 21809-11, Organisation internationale de normalisation, Genève, Suisse, 2019. [En ligne]. Disponible : https://www.iso.org/fr/standard/66497.html

[141] NACE International. *Liquid-Epoxy Coatings for External Repair, Rehabilitation, and Weld Joints on Buried Steel Pipelines,* NACE RP0105-2005, NACE International, 2005. [En ligne]. Disponible : https://store.ampp.org/rp0105-2005-liquid-epoxy-coatings

[142] Organisation internationale de normalisation. *Peintures et vernis – Revêtements réduisant le frottement pour l'intérieur de gazoducs en acier enterrés et immergés pour le transport de gaz non corrosifs, ISO 15741, Organisation internationale de normalisation,* Genève, Suisse, 2016. [En ligne]. Disponible : https://www.iso.org/fr/standard/63629.html

[143] Comité Européen de Normalisation (CEN). *Steel tubes and fittings for on and offshore pipelines - Internal coating for the reduction of friction for conveyance of noncorrosive gas,* DS/EN 10301, Comité Européen de Normalisation, Bruxelles, Belgique, 2003. [En ligne]. Disponible : https://webstore.ansi.org/standards/ds/dsen103012003

[144] American Petroleum Institute (API). *API RP 5L2: Recommended Practice for Internal Coating of Line Pipe for Non-corrosive Gas Transmission Service,* American Petroleum Institute, Washington, DC, États-Unis, 22 mai 2015, 32 p. [En ligne]. Disponible : https://standards.globalspec.com/std/9958007/API%20RP%205L2

[145] PE100+ Association. "PE Pipe Manual." Pe100plus.com. [En ligne]. Disponible : https://www.pe100plus.com/PE-Pipes/Technical-guidance/model/r203.html (Consulté le 13 juin 2023)

[146] Plastics Pipe Institute (PPI). *Handbook of Polyethylene Pipe*, Plastics Pipe Institute, Irving, TX, États-Unis, 2012. [En ligne]. Disponible : https://www.plasticpipe.org/MunicipalIndustrial/Shared_Content/Shop/PE-Handbook.aspx

[147] M. W. Melaina, O. Antonia et M. Penev. "Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues," National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, États-Unis, mars 2013, 131 p. [En ligne]. Disponible : https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/51995.pdf

[148] ASTM International. *Standard Test Method for Determining Gas Permeability Characteristics of Plastic Film and Sheeting,* D1434, ASTM International, West Conshohocken, PA, États-Unis, 2023. [En ligne]. Disponible : https://www.astm.org/d1434-23.html

[149] ASTM International. *Standard Practice for Evaluation of Hydrogen Uptake, Permeation, and Transport in Metals by an Electrochemical Technique,* G148, ASTM International, West Conshohocken, PA, États-Unis, 2018. [En ligne]. Disponible : https://www.astm.org/g0148-97r18.html

[150] C. Wang et coll. "Study on hydrogen embrittlement susceptibility of X80 steel through in-situ gaseous hydrogen permeation and slow strain rate tensile tests," *Int J Hydrogen Energy,* vol. 48, n° 1, Janvier 2023, p. 243-256. doi : 10.1016/j.ijhydene.2022.09.228.

[151] M. Koyama, D. Yamasaki, T. Nagashima, C. C. Tasan et K. Tsuzaki. "In situ observations of silver-decoration evolution under hydrogen permeation: Effects of grain boundary misorientation on hydrogen flux in pure iron," *Scr Mater,* vol. 129, mars 2017, p. 48-51. doi : 10.1016/j.scriptamat.2016.10.027.

[152] ASTM International. *Standard Test Method for Mechanical Hydrogen Embrittlement Evaluation of Plating/ Coating Processes and Service Environments,* F519, ASTM International, West Conshohocken, PA, États-Unis, 2018. [En ligne]. Disponible : https://www.astm.org/f0519-18.html

[153] ASTM International. *Standard Test Method for Process Control Verification to Prevent Hydrogen Embrittlement in Plated or Coated Fasteners,* F194, 0ASTM International, West Conshohocken, PA, États-Unis, 2019. [En ligne]. Disponible : https://www.astm.org/f1940-07ar19.html

[154] ASTM International. *Standard Practice for Slow Strain Rate Testing to Evaluate the Susceptibility of Metallic Materials to Environmentally Assisted Cracking,* G129, ASTM International, West Conshohocken, PA, États-Unis, 2021. [En ligne]. Disponible : https://www.astm.org/g0129-21.html

[155] T. Michler, F. Ebling, H. Oesterlin, C. Fischer et K. Wackermann. "Comparison of tensile properties of X60 pipeline steel tested in high pressure gaseous hydrogen using tubular and conventional specimen," *Int J Hydrogen Energy,* vol. 47, n° 81, septembre 2022, p. 34676-34688. doi : 10.1016/j.ijhydene.2022.07.211.

[156] A. Al-Borno, Y. Li, M. Islam, J. Rogozinski et J. K. Mistry. "Using Coatings to Mitigate Hydrogen Embrittlement in Pipelines," *Mate. Perfor.,* vol. 61, n° 8, août 2022, p. 33-40.

[157] Organisation internationale de normalisation.*Spécification géométrique des produits (GPS) – État de surface : Méthode du profil – Termes, définitions et paramètres d'état de surface,* ISO 4287, Organisation internationale de normalisation, Genève, Suisse, 1997. [En ligne]. Disponible : https://www.iso.org/fr/standard/10132.html

[158] Organisation internationale de normalisation. *Spécification géométrique des produits (GPS) – État de surface : Méthode du profil – Partie 2 : Termes, définitions et paramètres d'état de surface,* ISO 21920-2, Organisation internationale de normalisation, Genève, Suisse, 2021. [En ligne]. Disponible : https://www.iso.org/fr/standard/72226.html (Consulté le 30 novembre 2023)

[159] K. A. Flack et M. P. Schultz. “Review of hydraulic roughness scales in the fully rough regime,” *Journal of Fluids Engineering, Transactions of the ASME,* vol. 132, n° 4, avril 2010, p. 0412031-04120310, Apr. 2010. doi : 10.1115/1.4001492/459713.

[160] Sustainable Pipeline Systems. “Flow Loop Test for Hydrogen NIA Final Report, SPS-0002-REP-006 Rev 1,” National Grid, Warwick, Royaume-Uni, avril 2020, 34 p. [En ligne]. Disponible : https://smarter.energynetworks.org/projects/nia_nggt0147

[161] Offshore. “Corinth supplying HFW line pipe for North Sea gas/hydrogen project,” *Offshore,* 29 mars 2023. [En ligne]. Disponible : https://www.offshore-mag.com/pipelines/article/14291718/corinth-supplying-hfw-line-pipe-for-north-sea-gashydrogen-project

[162] R. Best et T. Peijs. “SIF Discovery Project-Hydrogen Barrier Coatings for Gas Network Assets,” National Grid, Warwick, Royaume-Uni, 13 mai 2022, 41 p. [En ligne]. Disponible : https://smarter.energynetworks.org/projects/10022648

[163] S. K. Das. “Materials Solutions for Hydrogen Delivery in Pipelines,” Secat, Inc., 2007, 37 p. [En ligne]. Disponible : https://www.energy.gov/sites/default/files/2014/03/f10/hpwgw_matsolutions_das.pdf

[164] Organisation internationale de normalisation. *Spécification géométrique des produits (GPS) – État de surface : Méthode du profil – Paramètres liés aux motifs,* ISO 12085, Organisation internationale de normalisation, Genève, Suisse, 1996. [En ligne]. Disponible : https://www.iso.org/fr/standard/20867.html

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.