

[Accueil](#) ▶ [Tous les numéros](#) ▶ [Volume 75 \(2020\)](#) ▶ [Oil Gas Sci. Technol. - Rév. IFP Energies nouvelles, 75 \(2020\) 42](#) ▶ [Full HTML](#)

Modélisation et simulation avancées de l'écoulement dans les réservoirs souterrains avec fractures et puits pour une industrie durable

Accès libre

| | |
|----------------------------|---|
| Problème | Oil Gas Sci. Technol. - Rév. IFP Energies nouvelles Volume 75, 2020 Modélisation et simulation avancées de l'écoulement dans les réservoirs souterrains avec fractures et puits pour une industrie durable |
| Numéro de l'article | 42 |
| Nombre de pages) | 13 |
| EST CE QUE JE | https://doi.org/10.2516/ogst/2020031 |
| Publié en ligne | 18 juin 2020 |

- Haut
- Abstrait
- 1. Introduction
- 2 Mécanisme de corrosion
- 3 Technique anti-corrosion
- 4 Modélisation numérique ...
- 5 Conclusion et remarques
- Les références
- Liste des tableaux
- Liste des figures

Science et technologie du pétrole et du gaz - Rév. IFP Energies nouvelles **75**, 42 (2020)

Article régulier

Analyse des mécanismes, techniques anti-corrosion et modélisation numérique de la corrosion dans l'industrie de l'énergie

Hua Bai *

Petrochina Beijing Oil and Gas Pipeline Control Center, 9 Dongzhimen North Street, Dongcheng District, 100007 Beijing, République populaire de Chine

* Auteur correspondant: baihuacup@163.com

Reçu: 29 janvier 2020

Accepté: 21 avril 2020

Abstrait

Les pipelines sont les principaux systèmes de transport dans l'industrie de l'énergie grâce à ses avantages distingués sur le faible coût et la haute fiabilité. Afin d'assurer un fonctionnement sûr et sans heurts du pipeline, une attention particulière doit être portée pour éviter une défaillance de la structure et un défaut de surface, qui peuvent tous deux être attribués à la corrosion. Les deux dernières décennies ont apporté des progrès remarquables dans notre compréhension de la corrosion, avec une augmentation considérable des publications étudiant les mécanismes et la simulation de la corrosion. Une revue est construite dans cet article en trois parties: analyse des mécanismes, introduction à la technique anti-corrosion et modélisation et simulation numériques. Dans le mécanisme, des variétés de corrosions sont trouvées dans la pratique de l'ingénierie basée sur différentes conditions de réaction électrochimique. L'effet de la température, du pH, de la pression, les propriétés d'écoulement et les types d'acier sont examinés et l'influence mutuelle de ces facteurs est présentée. De courtes introductions pour protéger les canalisations de ces mécanismes de corrosion sont jointes respectivement et une comparaison approfondie est également effectuée. Les avantages et les inconvénients des techniques de revêtement populaires sont conclus sur la base d'études publiées, et une attention particulière est accordée à l'idée de protection cathodique. La modélisation du processus de réaction électrochimique est incorporée aux équations de transport pour régir les études numériques directes sur les corrosions des pipelines. Pendant ce temps, des modèles empiriques ont été proposés pour estimer la croissance de la corrosion d'un point de vue à la fois déterministe et stochastique. La méthode des éléments finis s'est avérée être une approche efficace pour simuler la corrosion des pipelines et approfondir l'analyse de l'intégrité. Des suggestions sur des études futures sur la modélisation numérique et la simulation de la corrosion des pipelines ont été fournies dans trois directions: schémas avancés de simulation d'écoulement multiphase, analyse thermodynamique et utilisation de la technique du Big Data et de l'algorithme d'apprentissage automatique. Cet article est destiné à être utile aux chercheurs intéressés par les études numériques sur la corrosion des pipelines et aux ingénieurs qui soutiennent l'exploitation des pipelines et la gestion de l'intégrité.

© H. Bai, publié par IFP Energies nouvelles, 2020

Page d'accueil

Table des matières

◀ Article précédent Article suivant ▶

ARTICLE

- Abstrait
- **HTML complet**
- PDF (559,6 Ko)
- ePUB (2,171 Mo)
- Les références

MÉTRIQUE

Afficher les statistiques de l'article

PRESTATIONS DE SERVICE

Mêmes auteurs

- Google Scholar
- Base de données EDP Sciences

Recommander cet article

Envoyer sur mon Kindle

Télécharger la citation

Alertez-moi si cet article est corrigé

Alertez-moi si cet article est cité

ARTICLES LIÉS

Dissociation thermique des espèces soufrées: analyse des variations de corrosivité de différentes charges de condensat

Science et technologie du pétrole et du gaz - Rév. IFP Energies nouvelles 74, 2 (2019)

Corrosion dans le captage post-combustion du CO2 avec des alcanolamines - Revue de la science et de la technologie du pétrole et du gaz - Rév. IFP Energies nouvelles, Vol. 69 (2014), n° 5, pp. 915-929

Étude expérimentale et théorique sur le dépôt de cire et l'application sur un oléoduc de pétrole brut isolé thermiquement dans le nord-est de la Chine

Pétrole et gaz Science et technologie - Rév. IFP Energies nouvelles 75, 3 (2020)

Plus

BOOKMARKING

Services aux lecteurs
Alerte email



Il s'agit d'un article en libre accès distribué sous les termes de la licence d'attribution Creative Commons (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0>), qui permet une utilisation, une distribution et une reproduction sans restriction sur tout support, à condition que l'œuvre originale soit correctement citée.

1. Introduction

Le transport par pipeline joue un rôle essentiel dans le monde moderne pour distribuer le pétrole et le gaz en tant que principale source d'énergie de notre société actuelle, ce qui rend la sécurité et l'efficacité plus soucieuses de réduire les coûts tout en minimisant les accidents. Dans toutes les industries durables, un pipeline est nécessaire pour l'injection, la collecte, le transport et la distribution. La corrosion dans les pipelines peut affecter directement l'efficacité et la fiabilité des performances d'injection, de fracturation et de récupération des réservoirs. Ainsi, les études analytiques et numériques sur la corrosion des pipelines sont importantes pour une compréhension et une description claires et approfondies de l'écoulement dans les réservoirs souterrains. L'exigence de haut niveau sur la fiabilité du pipeline entraîne une limitation stricte de la durée de vie du pipeline. cependant, [1]. En conséquence, de nombreuses recherches ont été menées ces dernières années pour préserver l'état du pipeline et prolonger la durée de vie résiduelle du pipeline [2 -14]. L'évaluation de l'intégrité structurelle, qui fait partie des techniques courantes impliquées, a attiré de plus en plus d'attention ainsi que la prise de conscience croissante des défauts de pipeline, qui peuvent entraîner des fuites de pipeline et d'autres risques environnementaux. Les fissures et les puits de corrosion sont les principaux comportements de la défaite des pipelines, et les déversements de pétrole résultant de la défaite peuvent être estimés à jusqu'à 2,5 milliards de gallons chaque année, comme calculé dans [1].

De nos jours, les pipelines transportant du pétrole et du gaz sont généralement construits avec des matériaux en acier au carbone pour répondre aux exigences économiques. Les aciers au carbone présentent des avantages significatifs sur le faible coût et une plus grande disponibilité ainsi que des propriétés mécaniques pour aider à la flexibilité des itinéraires et aux énormes quantités de pétrole et de gaz transportées. Pendant ce temps, la principale pénurie tient à la résistance à la corrosion relativement plus faible. La corrosion peut être définie comme le processus chimique qui attaque et dégrade le matériau du tuyau en sels, oxydes et autres composés. La corrosion des métaux et des alliages peut entraîner une diminution de la ductilité, de la résistance et de nombreuses autres propriétés mécaniques du pipeline. La corrosion dans les conduites souterraines enterrées peut se propager largement à grande vitesse et être responsable de la plupart des défaillances dans l'exploitation des pipelines. De nombreuses études ont été proposées par des compagnies pétrolières et des institutions du monde entier ces dernières années pour étudier le mécanisme et le taux de croissance des oléoducs et gazoducs corrosifs. Une enquête sur les publications enregistrées dans Google Scholar sur le thème «Corrosion des pipelines» a montré la tendance à la hausse continue des travaux universitaires (y compris les articles de revues, les brevets et les livres) publiés ces dernières années, ce qui indique les efforts remarquables consentis sur cette question (Fig. 1).

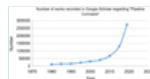


Fig. 1

Nombre d'œuvres enregistrées dans Google Scholar concernant «Pipeline Corrosion».

Une technique de nuage de mots est appliquée pour analyser la concentration et les attentions dans ces publications. Comme le montre la figure 2, les résumés de 1000 publications enregistrées dans Google Scholar avec des citations élevées ont été collectés et analysés pour extraire les mots clés avec plus de fréquences apparus dans ces résumés. À l'exception de notre mot clé de recherche «Corrosion des pipelines» et des prépositions courantes telles que «et» et «le», les mots populaires mentionnés dans cette littérature incluent des descriptions sur les matériaux liés à la corrosion comme «acier», «carbone», «x80», «Hydrogène», les termes liés à la corrosion comme «fissuration», «électrochimie», «déformation», «échec», «cathodique», «polarisation», et des techniques pour gérer la corrosion comme «revêtement». Pendant ce temps, des mots comme «modèle» et «simulé» à haute fréquence indiquent la popularité des simulations numériques dans l'étude de la corrosion des pipelines. Il est intéressant de voir que la fréquence élevée des mots comme «pétrole», «gaz», «souterrain»,

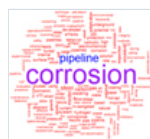


Fig. 2

Résultat de l'analyse Word Cloud des 1000 publications avec des citations élevées.

Cet article est conçu pour passer en revue les publications sous deux aspects: les mécanismes et la modélisation. Dans la section 2, différents types de corrosion sont conclus avec les mécanismes correspondants et une brève introduction sur la technique de prévention de chaque défaut est fournie. Par la suite, certaines techniques anti-corrosion populaires sont analysées et classées en deux types dans la section 3 : revêtement et protection cathodique avec des explications détaillées sur les avantages et les inconvénients de chaque technique. De plus, les modélisations mathématiques pour décrire le taux de croissance de la corrosion sont examinées dans la section 4 avec une classification des modèles déterministes et stochastiques. Enfin, des algorithmes de simulation numérique sont introduits et plusieurs conclusions et remarques sont présentées pour éclairer les futures études sur ce sujet et aider à guider les opérations pratiques dans l'industrie pétrolière pour contrôler et minimiser la corrosion des pipelines.

2 Mécanisme de corrosion

L'état dégénéré des canalisations en fonctionnement peut être principalement attribué à la corrosion du matériau du tuyau interagi avec l'environnement externe et le fluide de travail interne. Le pipeline lui-même et les accessoires associés, qu'ils soient constitués de métaux tels que la fonte, l'acier inoxydable et l'acier allié, ou de non-métaux tels que le plastique et les verres, peuvent être affectés par la corrosion et entraîner d'énormes pertes économiques. Pour gérer ce gros problème qui interpelle notre société, la conception des réseaux de canalisations et la sélection du matériau le plus approprié pour construire la canalisation deviennent une question extrêmement essentielle nécessitant une attention particulière dans l'industrie pétrolière. Le point de départ du processus de conception et de sélection repose sur l'analyse des mécanismes et nous passerons ici en revue les mécanismes clés de la corrosion des pipelines. Il convient de souligner au préalable qu'en tant que problème d'ingénierie, le nom et la définition des mécanismes de corrosion des pipelines peuvent varier selon les propositions de directions

de recherche différentes, de sociétés pétrolières, de groupes d'institutions et même d'auteurs de différentes périodes. Dans cet article, les auteurs tentent de conclure les mécanismes dans certains types avec les noms généraux et les définitions dans la littérature avec des citations relativement plus élevées, qui peuvent être traitées comme une norme plus populaire et acceptée par le public.

2.1 Corrosion uniforme des tuyaux

La corrosion uniforme des canalisations fait référence à la perte de matière le long de la surface des canalisations dans les canalisations, qui peut entraîner un endommagement uniforme et continu de la structure [15 -18]. Une méthode de mesure courante pour décrire la réaction et la vitesse d'amincissement est le simple calcul de la profondeur de pénétration sur la surface du tuyau par an, généralement en millimètres. Ce type de corrosion est le plus courant, avec des techniques de prévention relativement plus faciles telles que les revêtements de surface et la protection cathodique.

2.2 Corrosion par piqûres

La corrosion par piqûres fait référence à la détérioration localisée mais grave de la surface d'un tuyau, qui est située sur une zone limitée mais peut provoquer la formation rapide de cavités ou de puits [19 -23]. Dans les alliages métalliques passifs, y compris l'aluminium et parfois l'acier inoxydable, la corrosion par piqûres peut être facilement trouvée dans les pipelines avec un matériau non approprié utilisé pour construire le tuyau. Les autres mécanismes provoquant ce type de corrosion peuvent être considérés comme des espèces chimiques agressives provoquant une pénétration, des dommages mécaniques au film protecteur passif et des défauts à la surface du matériau. En tant que corrosion sévère avec la capacité de percer la structure du pipeline, elle nécessite des techniques de prévention sérieuses telles que la sélection appropriée du matériau du tuyau, l'amélioration de la protection anodique et cathodique et un traitement spécifique sur l'environnement de service, y compris la concentration chimique et la température pour rester résistant aux piqûres .

2.3 Lixiviation sélective

Lorsque le matériau d'alliage constituant les pipelines est formé avec un métal noble ou même des éléments plus réactifs, une lixiviation sélective peut facilement se produire dans les opérations de pipeline [24 ,25]. Également connu sous le nom de corrosion graphitique, ce type de défaut de pipeline peut entraîner une perte de matière sur la surface du tuyau avec un élément réactif et entraîner une perte de résistance de la structure et une défaillance supplémentaire dans un délai prématuré selon la conception. Comme indiqué dans [26], le nickel, le cobalt ou le zinc peuvent être éliminés des alliages de cuivre par des réactions électrochimiques et c'est un cas typique de lixiviation sélective. Une observation évidente peut être trouvée dans la couleur de la surface du pipeline, où la densité du matériau peut également changer en même temps. Une technique de protection courante empêchant cette corrosion est l'ajout de boîte de conserve ou d'aluminium dans les matériaux de surface du pipeline dans certaines conditions environnementales.

2.4 Corrosion galvanique

La corrosion galvanique est un type de défaut de pipeline résultant de la connexion électrique d'alliages dissemblables et d'autres potentiels de corrosion où le métal ne fonctionne que comme une anode et se détériore [27 ,28]. En tant que l'un des soi-disant sous-dépôts de corrosion (UDC), la concentration des composants agressifs et la valeur du pH différeront de l'environnement extérieur sans dépôt couvert. La corrosion galvanique peut se former dans la région entre la zone de sous-dépôt et la zone sans dépôt [29]. Sur la base de ce mécanisme, ce type de corrosion peut être évité en appliquant la technique de combinaison de métaux dans la construction de tuyaux, en particulier avec des espèces plus proches dans la série galvanique pour réduire une telle réaction. La couche d'isolation est également préférée pour être placée entre les régions, ainsi que l'aide d'une surface cathodique.

2.5 Corrosion crevassée

Lorsque la disponibilité de l'oxygène varie au niveau des crevasses d'une canalisation, comme les joints, une corrosion caverneuse peut se produire à la suite de réactions accélérées [8 ,11]. L'anode dans la réaction électrochimique sera jouée par les surfaces ayant besoin d'oxygène. Comme indiqué dans les publications [10], la corrosion caverneuse peut être détectée dans une expérience conçue pour tester la corrosion par piqûres. La forte corrélation entre les deux mécanismes peut être mise en évidence par le lien étroit entre les potentiels de piqûres critiques dans divers alliages et la susceptibilité à la corrosion caverneuse basée sur la mesure en laboratoire avec des expositions dans des solutions de NaCl. En conséquence, cette corrosion peut être évitée en utilisant des joints soudés au lieu de joints rivetés dans la conception et la construction des tuyaux [11].

2.6 Détérioration intergranulaire

Une détérioration sélective peut se produire lorsque les limites de grain de la surface atteignent une activité élevée, et ce mécanisme est défini comme une détérioration intergranulaire [9 ,30]. Cette activité élevée est généralement le résultat d'une température élevée, qui peut être considérée comme sujette à la corrosion. Dans les opérations pratiques sur les oléoducs et les gazoducs, le transport chauffé et la chaleur de soudage peuvent être la principale cause de cette transformation de matériau, de sorte que la principale technique de prévention est la sélection de matériaux en acier inoxydable à très faible teneur en carbone afin d'assurer une résistance maximale à la corrosion. lorsque le soudage est nécessaire.

2.7 Cavitation

Dans certains cas techniques, la pression de service dans une canalisation peut chuter en dessous de la pression de vapeur du fluide transporté et des poches de vapeur et des bulles peuvent se former en conséquence [14 ,31 ,32]. Ces formations de vapeur s'effondreront près de la surface interne du pipeline pour provoquer des dommages par cavitation, également appelés corrosion érosive. On peut conclure des expériences pratiques que les aspirations de pompe, les coudes, les échangeurs de chaleur, les sièges de soupape et les tés peuvent être l'endroit avec plus de possibilité de voir cette cavitation, par rapport à d'autres parties de canalisations avec les mêmes conditions de fonctionnement. En réduisant les gradients de pression le long des transports de fluide du pipeline, la cavitation peut être contrôlée ainsi que l'entrée d'air peut être évitée. Une autre technique consiste à introduire des revêtements sur la surface du pipeline et à minimiser les chutes de pression excessives.

2.8 Corrosion des courants parasites

Le courant parasite peut être causé lorsque les canalisations enterrées sont placées à proximité des voies ferrées électriques ou des machines à souder et des piqûres et des trous d'épingle locaux peuvent se produire sur les surfaces internes à l'endroit où les courants parasites quittent

le matériau du tuyau [12, 13]. Les autres sources d'électricité souterraines comprennent la protection cathodique et les frais généraux haute tension. Le courant peut être DC ou AC, qui est décidé par la source d'électricité. Le courant doit être considéré comme une fuite car il dévie du chemin prévu et préfère le chemin parallèle alternatif. En particulier pour les pipelines et autres installations de stockage et de transport enfouis dans le sous-sol ou le sol sous-marin, les structures métalliques peuvent toujours jouer le rôle de chemin préféré avec une résistance relativement plus faible. Par exemple, le courant égaré du système ferroviaire peut être capté dans les pipelines, puis renvoyé vers le rail après son rejet dans le sol. Pour gérer ce type de corrosion, les contrôles des fuites d'électricité sont la technique la plus couramment utilisée et parfois un système de protection supplémentaire est également nécessaire.

2.9 Fissuration par corrosion sous contrainte

La solubilité des espèces ioniques peut être très faible dans le cas d'un environnement oxydant très agressif et des fissures se formeront et se transformeront en dommages par corrosion sous contrainte [7, 33]. Ce type de corrosion est un problème grave auquel l'industrie pétrolière est confrontée, avec la possibilité de provoquer des pannes soudaines dans le fonctionnement du pipeline, en particulier sous des températures élevées et des contraintes de traction. Si une telle contrainte dépasse le seuil conçu du matériau de la canalisation, les fissures se développeront rapidement et la rupture peut se produire, en particulier pour les tuyaux en alliages. Une méthode générale pour gérer cette corrosion consiste à limiter la charge de transport dans les canalisations pour maintenir la contrainte sous le seuil de contrainte conçu.

2.10 Mécanismes spéciaux

À l'exception des types de corrosion typiques ci-dessus survenus sur des oléoducs et des gazoducs enterrés, certains mécanismes spécifiques peuvent également prendre le contrôle dans les environnements de travail spéciaux correspondants. Un phénomène spécial très courant est l'existence d'une concentration élevée de solides dans les fluides de production au-dessus d'un seuil de 10% en poids. Les corrections doivent être prises en compte pour l'échec de la théorie de la dilution infinie et la force ionique doit être introduite. Une méthode plus précise est proposée dans [34] pour utiliser des coefficients d'activité pour des concentrations solides très élevées. Il attend toujours une enquête plus approfondie sur l'effet de la précipitation du carbonate de fer sur l'électrochimie de surface où la réaction s'est produite. Il a été rapporté dans des expériences sur le terrain que la vitesse de corrosion peut être fortement réduite dans un fluide transporté à forte concentration en solides, mais une étude théorique approfondie et systématique est encore nécessaire pour analyser plus en profondeur.

Comme discuté dans les sous-sections ci-dessus, la température peut avoir un impact sur le processus de corrosion et modifier les réactions électrochimiques. Cependant, l'effet peut varier pour différentes conditions de pH. Par exemple, une température plus élevée conduira souvent à une vitesse de corrosion plus élevée dans un environnement à pH plus bas, mais cela a été trouvé dans [35] que dans des conditions de pH élevé, l'augmentation de la température conduira à une solubilité excessive du carbonate de fer et ralentira relativement le processus de réaction.

Un écoulement turbulent de l'écoulement du fluide transporté peut accélérer la corrosion du pipeline dans des conditions de pH bas en raison de l'amélioration du transport des espèces loin de et vers la surface du pipeline [36]. Dans les environnements à pH élevé, l'effet de l'écoulement turbulent agit principalement sur l'interférence de la formation de films de protection de surface et élimine les écailles de carbonate de fer de l'endroit. Les perturbations d'écoulement, y compris les vannes, la dilatation, les coudes et les étranglements, sont souvent la source de turbulences avec une contrainte de cisaillement supplémentaire. En outre, un écoulement multiphase est couramment observé dans les oléoducs de transport de pétrole et de gaz avec deux ou trois phases. Différents modèles d'écoulement entraîneront divers mécanismes contrôlant la corrosion de surface. Dans l'écoulement de limaces, le taux de transfert de masse peut être considérablement augmenté et les grandes fluctuations entraîneront une contrainte de cisaillement supplémentaire vers la surface avec élimination du tartre protecteur et des inhibiteurs [37].

Le type d'acier qui construit le pipeline est un autre facteur affectant les processus de corrosion. Dans les études classiques, un seul type d'acier pour pipelines est étudié dans une étude [38, 39] afin que le modèle proposé soit limité dans les demandes. Actuellement, plusieurs types d'aciers sont pris en considération et il a été constaté que l'acier peut être regroupé en deux ensembles: les aciers normalisés et les aciers trempés et revenus. Les paramètres des modèles empiriques de corrosion sont différents pour différents types d'aciers. À l'exception de l'impact sur les réactions électrochimiques, les types d'acier peuvent également influencer la formation d'écailles protectrices et les adsorptions d'inhibiteurs. Par exemple, il a été vérifié qu'une teneur plus élevée en Cr dans les matériaux des canalisations peut favoriser la formation d'écailles protectrices, mais est nocive pour certains types d'inhibiteurs de corrosion.

3 Technique anti-corrosion

La corrosion des oléoducs et des gazoducs peut être considérée comme un phénomène affecté par de multiples mécanismes et résultant de divers processus de réaction physico-chimique. Afin d'atténuer ou de contrôler les dommages causés par la corrosion aux structures de canalisations, de nombreuses techniques ont été proposées concernant les différents mécanismes de corrosion, comme indiqué dans la section 2. Dans cette partie, certaines techniques anti-corrosion typiques seront passées en revue et conclues par des explications sur les avantages et les inconvénients de chaque technique en fonction de l'expérience pratique. La protection cathodique étant devenue une technique très populaire dans l'industrie pétrolière pour contrôler la corrosion des pipelines, une sous-section est conçue pour se concentrer sur ce sujet avec des détails.

3.1 Revêtements de pipelines

Le revêtement des pipelines est la méthode la plus courante pour contrôler la corrosion avec une longue histoire de développements [40-42]. Différents types de techniques de revêtement ont été proposés par différents chercheurs et ingénieurs, mais la règle de base reste de contrôler les processus électrochimiques en minimisant le transport de l'eau, du dioxyde de carbone et de l'oxygène. La stabilité du système de revêtement doit être assurée dans des conditions environnementales thermodynamiques extrêmes et la résistance aux dommages dus à la corrosion doit être garantie. Certains types typiques de systèmes de revêtement rapportés dans la littérature ont été conclus, comme le montre le tableau 1 avec les avantages et les inconvénients respectivement.

Tableau 1 Systèmes de revêtement utilisés dans les oléoducs et les gazoducs.

Il convient de souligner que les systèmes de revêtement utilisant une polyoléfine avec un adhésif butyle ont été optimisés pour surmonter les inconvénients énumérés. Un procédé général consiste à appliquer la polyoléfine extrudée double face au lieu de la polyoléfine extrudée à la tête transversale pour améliorer la résistance d'adhérence des matériaux en acier et pour résister au problème de décollement [43].

Cependant, cette technique semble présenter certaines pénuries lorsqu'elle est difficile à retirer pour réparation. En outre, les systèmes multicouches peuvent être un bon choix pour améliorer le comportement du système polyoléfinique et des systèmes époxy avec une amélioration évidente de la résistance au décollement et à l'abrasion.

3.2 Protection cathodique

En transformant la surface métallique extérieure en une cathode dans la cellule électrochimique lorsque la réaction se produit, la corrosion du pipeline peut être contrôlée et cette technique est généralement définie comme une protection cathodique, ou simplement CP [44 -46]. L'utilisation d'une anode artificielle avec un «métal sacrificiel» qui est plus facilement corrodé est l'idée de base du CP pour protéger le métal cible du pipeline au lieu de réduire la réaction électrochimique, comme le montre la figure 3 . Par exemple, un revêtement de zinc peut être utilisé comme anode sacrificielle pour protéger le matériau en acier de la rouille. Les systèmes CP peuvent être appliqués dans une large gamme de structures dans les systèmes de pipelines, et parfois une source d'alimentation électrique CC externe supplémentaire est nécessaire pour les longs pipelines lorsque le CP galvanique passif ne suffit pas à fournir le courant [47]. Comme indiqué dans la littérature, les systèmes CP ont déjà été utilisés dans divers types de systèmes de stockage et de transport, tels que les oléoducs et les gazoducs en acier, les réservoirs de pétrole en acier, les systèmes de collecte de pétrole onshore et offshore, les stations de pompage et bien d'autres [44 -50].

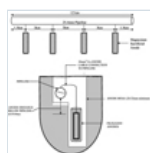


Fig. 3

Un schéma pour montrer l'installation de l'anode sacrificielle [98].

L'anode galvanique active électrochimique avec un potentiel d'électrode plus négatif est souvent appelée anode galvanique et fixée à la surface métallique vulnérable des pipelines. Le métal du tuyau protégé a souvent une tension moins active que les anodes galvaniques exposées à un électrolyte. Dans certains cas extrêmes, le pH peut monter jusqu'à 13 et la stabilité de la couche de protection passive doit être préservée [51]. Les systèmes galvaniques peuvent jouer ce rôle en raison du potentiel constant qu'ils peuvent conserver et de la capacité à fournir un courant initial élevé pour restaurer la passivité. Les ions chlorure négatifs nocifs peuvent quitter l'acier dans une direction vers l'anode positive avec ce courant sacrificiel. En un autre mot, la restauration de l'environnement électrique est l'objectif des systèmes CP pilotés par la différence de potentiel entre la cathode et l'anode, mais pas par la polarisation constante. Parfois, la surface de l'acier est forcée d'être plus négative (polarisée) pour pousser la génération d'ions hydroxyde sur la surface.

Les systèmes de protection cathodique à courant impressionnant sont un autre type de systèmes CP couramment utilisés, également connus sous le nom de systèmes ICCP. Une source d'alimentation CC, utilisant souvent un transformateur-redresseur connecté à l'alimentation CA, est reliée à des anodes et cette source d'alimentation CA peut être remplacée par de l'énergie éolienne ou des panneaux solaires comme options alternatives. Les anodes utilisées dans les systèmes ICCP peuvent être vues dans différentes tailles et formes, où des formes de tiges pleines et tubulaires sont souvent sélectionnées. Les unités transformateur-redresseur utilisées dans les systèmes ICCP sont souvent conçues avec diverses fonctionnalités telles que la télécommande et les interrupteurs de courant intégrés par le fabricant. Les bornes d'entrée sont connectées au câble d'alimentation CA, tandis que le câble positif CC de sortie est connecté aux anodes sur la surface à protéger. Les systèmes hybrides sont devenus une technique d'incorporation pour les systèmes ICCP pour faciliter la maintenance des anodes galvaniques à moindre coût. Typiquement, les anodes galvaniques câblées sont placées dans des réseaux distants d'environ 400 mm et initialement alimentées. Les anodes seront ensuite fixées à l'acier de surface du pipeline et joueront un rôle de système galvanique lorsque l'alimentation électrique sera retirée. Contrairement au seul système ICCP, la polarisation constante n'est plus le but de ce système.

Au cours de l'utilisation et du développement des systèmes CP, certains problèmes ont été découverts et discutés. Un effet secondaire est la production d'hydrogène atomique en cas d'application incorrecte de la protection cathodique, ce qui peut conduire à l'adsorption d'hydrogène sur le métal de surface du pipeline protégé. L'endommagement des matériaux de soudure et de haute dureté sera causé par l'effet de fragilisation par l'hydrogène [52]. Généralement, l'hydrogène gazeux généré avec les atomes d'hydrogène ne peut pas pénétrer dans le métal mais les atomes eux-mêmes sont trop petits pour être bloqués par la structure en acier et, dans certains cas, une fragilisation peut alors être provoquée. Une autre pénurie de systèmes CP tient au décollement du revêtement de protection cathodique de la surface du pipeline. L'augmentation des ions alcalins et l'augmentation de la polarisation cathodique peuvent conduire à un décollement [53]. Des effets sélectifs ont également été trouvés sur les degrés de décollement des types de revêtement. En outre, une technique de revêtement classique avec une longue histoire, le revêtement diélectrique à dos de film solide a été abandonnée dans les applications d'ingénierie récentes en raison de la résistivité électrique élevée, qui peut provoquer une dégénérescence de l'efficacité des systèmes CP, y compris des manchons de canalisation rétractables ou des bandes de polyéthylène. Le courant de protection sera protégé ou bloqué par ce film et ne peut pas atteindre le métal sous-jacent. Pour gérer les inconvénients des systèmes CP généraux, des opérations appropriées sont nécessaires pour éviter une polarisation excessive et des potentiels négatifs excessifs correspondants.

4 Modélisation et simulation numériques

Afin de décrire les conditions de corrosion des canalisations exploitées, la modélisation numérique et la simulation sont des méthodes efficaces sans qu'il soit nécessaire de creuser la canalisation sur le terrain et d'effectuer la mesure. Il convient de souligner que les modèles mathématiques ne peuvent pas être capables de bien régir les performances de corrosion en tenant compte de tous les paramètres survenus dans le processus de réaction électrochimique, de sorte qu'il est nécessaire de négliger les relations de paramètres dans les équations empiriques [3 ,54 -59]. L'historique du développement du modèle de taux de croissance de la corrosion progresse parallèlement à l'inclusion de plus en plus d'effets et d'interactions correspondantes de paramètres. Les modèles actuellement populaires sont conçus pour prédire le taux de croissance de la corrosion avec une gamme limitée de paramètres considérés et des environnements d'ingénierie efficaces. Il n'y a pas eu un seul modèle simple qui puisse annoncer en toute confiance pour décrire avec précision tous les mécanismes de corrosion et inclure tous les paramètres efficaces dans une seule équation. La limitation des modèles empiriques établis entraîne la nécessité de tenir compte de plusieurs mécanismes dans la simulation numérique et d'élargir la gamme des applications. C'est une bonne nouvelle pour l'industrie pétrolière que le développement d'installations et de techniques de calcul modernes permette d'effectuer une simulation fiable pour des environnements extrêmement complexes compte tenu des variétés de mécanismes de corrosion et de répondre aux exigences du grand nombre et des dimensions des données de terrain. Dans cette section, les modèles régissant le processus de corrosion seront d'abord examinés, puis nous examinerons les modèles de croissance de la corrosion de deux points de vue: les modèles déterministes et les modèles stochastiques. De plus, des algorithmes numériques appliqués dans la simulation numérique de corrosion seront introduits et commentés avec les performances. Les modèles régissant le processus de corrosion seront d'abord examinés, puis nous examinerons les modèles de croissance de la corrosion

sous deux angles: les modèles déterministes et les modèles stochastiques. De plus, des algorithmes numériques appliqués dans la simulation numérique de corrosion seront introduits et commentés avec les performances. Les modèles régissant le processus de corrosion seront d'abord examinés, puis nous examinerons les modèles de croissance de la corrosion sous deux angles: les modèles déterministes et les modèles stochastiques. De plus, des algorithmes numériques appliqués dans la simulation numérique de corrosion seront introduits et commentés avec les performances.

4.1 Modèles de mécanismes de corrosion

Du point de vue du processus de corrosion avec transport ionique, les mécanismes électro-physico-chimiques devraient inclure à la fois la réaction et le transport ionique. Dans [57], une équation de transport de masse généralisée simplifiée est proposée en considérant les effets réactifs sur la concentration ionique indépendamment de la tortuosité et de la porosité du système:

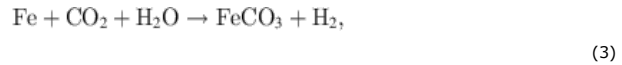
$$\frac{\partial}{\partial t} \psi_l + \nabla \cdot \Omega_l = - \left(\sum_i' v_{li} r_l + \sum_m v_{lm} r_m \right) - s \left(\sum_i' v_{li}^e r_l^e + \sum_m v_{lm}^e r_m^e \right), \quad (1)$$

où ψ désigne la concentration généralisée, v désigne les constantes stoechiométriques chimiques, r désigne la vitesse de réaction, Ω désigne le flux généralisé et s désigne la surface spécifique solide de la réaction sur le volume de la solution. L'indice i signifie ici l'espèce secondaire, m signifie ici l'espèce indépendante comme le minéral ou le précipité avec des concentrations unitaires, et l signifie ici l'espèce indépendante arbitraire. D'une manière générale, l'espèce arbitraire indépendante l peut être produite dans une réaction irréversible où l'espèce indépendante du réactif ne peut pas être produite pour exprimer les produits de la réaction. Le terme " l^e " se réfère ici à l'espèce indépendante impliquée dans la réaction et peut être identique ou différente avec l'espèce l . Dans les cas où les constantes stoechiométriques v_{li} et v_{li}^e sont toutes égales à 1, elles sont équivalentes. ψ peut être calculé comme suit:

$$\Psi_l = c_l + \sum_i v_{li} c_i, \quad (2)$$

où c_l est la concentration de l'espèce l et c_i est la concentration de l'espèce secondaire dans les réactions électrochimiques. Le calcul d'autres paramètres peut être renvoyé à la littérature [58, 59]. En pratique, les espèces de solution indépendantes sont souvent choisies dans Na^+ , Cl^- , Fe^{2+} , H^+ , O_2 (aq), CO_2 (aq), H_2 (aq), FeCO_3 , Fe et H_2O , tandis que les espèces secondaires peuvent être choisis parmi OH^- , CO_3^{2-} , HCO_3^- , H_2CO_3 , FeOH^+ , et FeHCO_3^+ .

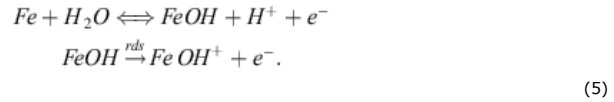
Le processus de réaction électrochimique du processus de corrosion peut être exprimé dans diverses équations pour prendre en compte différentes espèces. Par exemple, si le CO_2 joue le rôle principal de la corrosion aqueuse sur la surface du pipeline en acier au carbone, l'évolution cathodique de l'hydrogène et la dissolution anodique du fer peuvent être exprimées par [60]:



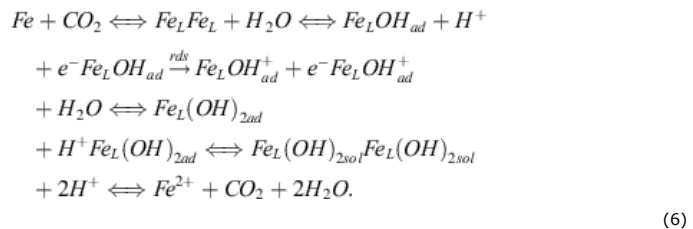
et il a été constaté que dans certains cas, des cas Fe_3O_4 peuvent être produits au lieu de FeCO_3 un environnement à haute température. Il a également été constaté qu'il est plus difficile de traiter le dégagement d'hydrogène avec H_2CO_3 par rapport aux espèces similaires HCO_3^- , ce qui peut être prouvé par les potentiels d'électrode du point de vue thermodynamique [61]:

$$\begin{aligned} E^0 &= -0.622V(\text{SCE}) \quad \text{for} \quad 2\text{H}_2\text{CO}_3 + 2e^- \rightarrow \text{H}_2 + 2\text{HCO}_3^- \\ E^0 &= -0.856V(\text{SCE}) \quad \text{for} \quad 2\text{HCO}_3^- + 2e^- \rightarrow \text{H}_2 + \text{CO}_3^{2-}. \end{aligned} \quad (4)$$

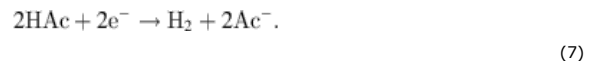
Les mécanismes de l'environnement à pH élevé peuvent être exprimés dans le modèle simple suivant tel que proposé dans la littérature classique:



Cependant, dans certaines études ultérieures [62], la présence de CO_2 peut impacter la dissolution anodique du fer où les espèces carboniques peuvent jouer le rôle de ligand chimique et catalyser la dissolution du fer. Ces différentes cinétiques représentées dans les expériences de laboratoire ont été conclues dans le modèle suivant pour un environnement pH supérieur à 5:



À l'exception de l'acide carbonique, le HAC est un autre type d'acide qui peut être la principale source d'ions hydrogène bien qu'il s'agisse également d'un acide faible avec un pKa de 4,76 à 25 °C. Dans certaines expériences sur le terrain [63], la performance de HAC est appelée Corrosion Top-of-Line et court-circuitée TLC. L'amélioration de l'HAC à la réaction cathodique a été validée dans des études [64, 65] et le modèle concluant peut être exprimé comme suit:



Les équations cinétiques électrochimiques peuvent être utilisées pour décrire le processus d'oxydation du fer et de réduction des ions ferreux, et les équations de Tafel sont les modèles typiques [57]:

$$i_{Feox} = i_{Feoref}^0 10^{\frac{E - E_{Fe}^{E_{ref}}}{b_{Fe}}} (\text{iron oxidation}),$$

$$i_{Fec} = -i_{Feoref}^0 \frac{C_3}{C_{3ref}} 10^{\frac{-(E - E_{Fe}^{E_{ref}})}{b_{Fec}}} (\text{ferrous ion reduction}),$$
(8)

où l'indice «ref» renvoie ici à la condition de référence correspondant à la densité de courant i^0 ainsi qu'à la signification en exposant, et c est la concentration. b est la pente de Tafel, et peut être prédite pour différentes réactions. Par exemple, pour les mécanismes illustrés dans l'équation (5), la pente à 25 ° C est calculée comme $2RT / 3F = 40$ mV [66].

4.2 Modèles déterministes de croissance de la corrosion

4.2.1. Modèle de croissance linéaire de la corrosion

Le modèle de vitesse de croissance de la corrosion déterministe le plus simple est exprimé par [67]:

$$h(t) = h_0 + \dot{h} \Delta t,$$
(9)

où $h(t)$ désigne la profondeur de corrosion à un certain instant t , h_0 désigne la profondeur de corrosion initiale, \dot{h} désigne la vitesse de croissance de la corrosion et Δt désigne la période de temps considérée pour l'effet de corrosion. On a remarqué que dans [3] la période est désignée par t , ce qui est déroutant car t désigne également le temps en $h(t)$. Il convient de noter que comme indiqué dans la formule, la vitesse de croissance de la corrosion est fixée comme une constante, ce qui signifie que la croissance associée à chaque défaut pendant la période d'inspection est analysée et déterminée par la mesure à la première fois. Donc, \dot{h} voici un taux de croissance de la corrosion déterministe pour décrire le comportement linéaire de la croissance de la corrosion et peut être calculé par l'équation (10) avec des inspections à partir d'observations:

$$\dot{h} = \frac{dT_2 - dT_1}{T_2 - T_1},$$
(dix)

où deux ensembles de données d'inspection sont proposés, et dT_2 et dT_1 désignent la perte de métal à l'année d'observation T_2 and T_1 . Comparé au modèle SVCT, qui est l'abréviation de Modèle de croissance de corrosion à valeur unique [68], le modèle de taux de croissance linéaire est testé pour être plus précis [69]. La croissance de la corrosion utilisée dans le modèle SVCR est également définie comme étant la valeur recommandée de la NACE, soit 0,44 mm / an ou 16 miles / an. Cette valeur est déterminée par une moyenne d'inspections suivies des profondeurs de défaut dans la période d'évolution à analyser. Ainsi, SVCR est un modèle linéaire limité avec un environnement d'application spécial où l'effet de l'âge et de la profondeur de la corrosion peut être ignoré. Le modèle de croissance linéaire de la corrosion est souvent considéré comme une correspondance de signaux à partir de deux séries de signaux d'inspection. Le taux de croissance de la corrosion du pipeline peut être très élevé s'il est inspecté pour les conditions de corrosion sévères.

Pendant ce temps, une autre considération pour déterminer le taux de croissance est de vérifier si les caractéristiques observées se sont produites depuis la période d'installation ou pendant la période d'exploitation. En général, la corrosion est considérée comme ayant lieu après le transport du pétrole ou du gaz à travers la surface cible pendant la durée de vie. Il a été trouvé dans [70] que, dans certains cas, la croissance de la corrosion sera accélérée après certaines années de fonctionnement, ce qui peut être représenté par un taux de croissance de la corrosion beaucoup plus élevé calculé à partir des deux inspections sur une période continue. Une explication est également fournie dans cet article pour ce taux inéquivalent de nouvelles fonctionnalités qu'il existe un seuil d'inspection de l'outil et que le défaut initial peut ne pas être capturé et enregistré comme zéro. Il a été prouvé que si une correction sur ce problème a été effectuée, l'augmentation de la vitesse de corrosion sera réduite à une vitesse acceptable et fiable. Le taux de corrosion résultant de l'équation (10) s'est avéré suivre une distribution normale avec une moyenne égale à la valeur estimée utilisée dans l'équation (9).

4.2.2. Modèle de taux de croissance de la corrosion non linéaire

Dans l'estimation de la fiabilité des oléoducs enfouis, le taux de corrosion doit être considéré comme conforme à certaines lois de distribution. Cependant, si le modèle de croissance linéaire de la corrosion est appliqué, la différence entre un défaut et un autre n'est que dans la valeur moyenne mais l'écart-type dépend uniquement des erreurs des outils de mesure. Pour gérer ce problème, le modèle non linéaire doit être pris en compte dans les évaluations des opérations de pipeline. Un modèle couramment utilisé est proposé dans [71]:

$$h(t) = \alpha(t - t_{ini})^{\vartheta},$$
(11)

où t désigne le temps actuel, t_{ini} désigne le temps de corrosion initial et α, ϑ sont deux paramètres représentant les propriétés du sol et des tuyaux. Le défi de ce modèle repose sur l'existence de deux ensembles de données ILI qui ne sont pas fréquemment utilisés dans les entreprises.

4.3 Modèles probabilistes de croissance de la corrosion

Des incertitudes peuvent survenir facilement dans des cas de corrosion de pipeline réalistes en raison des conditions de travail complexes et variées et des environnements souterrains environnants. Les estimations de probabilité deviennent une approche efficace par les études statistiques pour décrire les conditions de corrosion dans les conduites enterrées. En règle générale, les données sont supposées être homogènes et l'environnement extérieur est défini comme cohérent dans le processus.

4.3.1 Modèle de Markov

Un modèle de Markov à temps continu et à croissance linéaire non homogène peut être introduit dans la modélisation des oléoducs et gazoducs enfouis. En analysant les observations des propriétés du sol environnant et des types de revêtement, l'évolution de la corrosion et les distributions de taux peuvent être prédites à l'aide de ce modèle. Les avantages de ce modèle reposent sur les exigences simples de la distribution initiale de la profondeur de piqûre et des paramètres sol-tuyau inclus dans le modèle.

Pour modéliser mathématiquement le modèle de Markov, nous définissons d'abord un terme $P_m(t_0)$ comme la probabilité de la profondeur de corrosion dans un état au temps t_0 égal ou inférieur à m . Ensuite, la probabilité au temps t avec une profondeur de corrosion égale ou inférieure à n peut être calculée comme suit:

$$P_n(t) = \sum_{m=1}^n P_m(t_0) \binom{n-1}{n-m} \left(\frac{t_0 - t_{ini}}{t - t_{ini}} \right)^{\nu m} \left[1 - \left(\frac{t_0 - t_{ini}}{t - t_{ini}} \right)^{\nu} \right]^{n-m}, \quad (12)$$

avec le terme peut être calculé comme suit:

$$\binom{n-1}{n-m} = \frac{(n-1)!}{(n-m)!(m-1)!}, \quad (13)$$

où t_{ini} et ν désigne l'évolution de la corrosion non linéaire dans un pipeline souterrain, t_0 désigne le moment où la condition de corrosion initiale $P_m(t_0)$ est observée. L'âge et la taille du défaut peuvent affecter à la fois la moyenne et la variance de la distribution de la profondeur de corrosion, ce qui garantit que le modèle de Markov peut préserver des propriétés plus réalistes du sol et des tuyaux et améliorer la fiabilité de sa prévision. Il a été constaté dans la littérature précédente que le temps d'incubation des pertes de métal dans les pipelines peut toujours être choisi comme 2,8 ans, ce qui est vérifié comme étant le temps moyen de début de piqûre pour une large classe de types de sol [72]. La distribution du taux de corrosion peut être calculée comme suit: [21]:

$$f(v; t_0, t) = \sum_{m=1}^N P_m(t_0) (m + v(t - t_0) - 1) v (t - t_0) \left(\frac{t_0 - t_{ini}}{t - t_{ini}} \right)^{\nu m} \left[1 - \left(\frac{t_0 - t_{ini}}{t - t_{ini}} \right)^{\nu} \right]^{\nu(m-1)} (t - t_0), \quad (14)$$

où t est le temps et N est le nombre total d'états de Markov.

4.3.2 Méthode Monte - Carlo

La méthode de Monte - Carlo (MC) est bien connue en tant que méthode d'investigation probabiliste représentative de l'incertitude paramétrique, tandis que la méthode classique de MC est souvent utilisée comme analyse d'incertitude pour modifier un calcul déterministe basé sur la capacité de prédire la probabilité que le point nominal soit aux autres valeurs possibles. La MC est parfois plus préférée en raison du principal avantage qu'aucune analyse mathématique compliquée n'est requise. En attendant, la principale pénurie de la méthode MC réside dans le temps CPU prolongé nécessaire pour obtenir une analyse statistique de population acceptable. Le taux de corrosion est obtenu par des nombres aléatoires discrets générés dans le modèle. Une distribution de probabilité améliorée est introduite dans [73] pour identifier le temps initial de corrosion et les données de profondeur de corrosion estimées à l'aide de la méthode MC sont traitées avec 80% de confiance.

4.3.3 Modèle de distribution des valeurs extrêmes généralisées dépendant du temps (TD-GEVD)

Le modèle de distribution des valeurs extrêmes généralisées dépendant du temps est proposé pour des propriétés spécifiques du sol recueillies dans le sud du Mexique et le modèle de distribution des taux variant dans le temps peut convenir à la classe générale de sol de texture [20]. Une fonction GEVD est dérivée pour exprimer la distribution du taux de croissance de la corrosion par pitié le long des oléoducs et gazoducs souterrains comme:

$$G(v) = \exp \left\{ - \left[1 + \zeta \left(\frac{v - \mu}{\sigma} \right) \right]^{-\frac{1}{\zeta}} \right\}, \quad (15)$$

où v désigne la variable de distribution, μ désigne l'emplacement de distribution, σ est l'échelle de distribution et ζ est le paramètre de forme. Les paramètres introduits dans ce modèle dépendant du temps varient en fonction de la période de piqûre réelle et peuvent être calculés par:

$$\begin{aligned} \mu(t) &= -0.04816 + (t - 3.21819)^{-0.2411} \sigma(t) \\ &= -0.53243 + (t - 3.42572)^{-0.0619} \zeta(t) \\ &= -1.12501 + (t - 3.58835)^{0.0719}. \end{aligned} \quad (16)$$

4.3.4 Modèle de distribution des valeurs extrêmes généralisées indépendantes du temps (TI-GEVD)

Par rapport à TD-GEVD, les paramètres de la fonction de distribution de la vitesse de corrosion GEV sont définis pour être constants comme inspectés au moment initial dans TI-GEVD. Ce modèle est également appliqué dans les études précédentes et le résultat est également acceptable [68]. En outre, il a été rapporté que les estimations utilisant les méthodes TI et TD-GEVD sont similaires à celles des modèles de Markov pour de longs intervalles supérieurs à 15 ans.

4.4 Simulation de la corrosion par la méthode des éléments finis

La méthode des éléments finis est un algorithme numérique efficace pour simuler le processus de corrosion sur des pipelines enterrés et largement appliquée dans les recherches [73-81]. En général, certaines hypothèses sont nécessaires pour une simulation douce et convergente, comme la propriété linéaire-élastique du sol et la propriété élastique-plastique des pipelines. En outre, pour se concentrer sur la propagation de la corrosion le long de la direction de la paroi dans le tuyau, la longueur du défaut de corrosion le long de la direction du tuyau est traitée comme inchangée. Un autre pré-réglage courant est un traitement spécial sur les conditions aux limites, où une limite électriquement isolée est souvent définie sur la limite de la solution et une limite libre est définie pour l'interface acier / solution. Un modèle géométrique typique est conçu en 3D avec un défaut de corrosion réfléchi et une simplification en 2D en utilisant la propriété symétrique, comme le montre la figure 4 [4]. Les grilles d'éléments finis peuvent être générées à la fois sur les matériaux des tuyaux et les sols environnants, et un maillage typique est fourni dans [77] à l'aide du logiciel commercial ABAQUS (Fig. 5).



Le modèle géométrique pour calculer le défaut de corrosion en utilisant la simulation FE dans [4]: (a) modèle 3D et (b) modèle 2D.

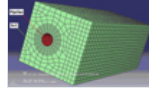


Fig. 5

Grilles d'éléments finis [77].

Une simulation FE est réalisée dans [4] en utilisant le logiciel commercial COMSOL Multiphysics pour étudier la corrosion avec effet mécano-électrique-chimique sur les pipelines X100. Plusieurs physiques sont couplées, y compris diverses réactions électrochimiques et analyse des contraintes:

1. Modèle de contrainte solide élasto-plastique mécanique:

$$\sigma_{yhard} = \sigma_{exp}(e_{eff}) - \sigma_{ys} = \sigma_{exp}\left(\varepsilon_p + \frac{\sigma_e}{E}\right) - \sigma_{ys}, \quad (17)$$

où σ_{yhard} est définie comme fonction d'écroutissage, σ_{exp} est la fonction de contrainte expérimentale, e_{eff} est la déformation effective totale, ε_p est la déformation plastique, σ_e est la contrainte effective, E est le module de Young de 207 000 MPa et $\frac{\sigma_e}{E}$ est la déformation élastique.

Modèle de corrosion électrochimique:

$$\begin{aligned} i_a &= i_{0,a} \exp\left(\frac{\eta_a}{b_a}\right) \\ i_c &= i_{0,c} \exp\left(\frac{\eta_c}{b_c}\right) \\ \eta &= \varphi - \varphi_{eq}, \end{aligned} \quad (18)$$

où i_a et i_c désigne la densité de courant de transfert de charge résultant respectivement de réactions anodiques et cathodiques, et l'indice 0 désigne la densité de courant d'échange. φ désigne le potentiel d'électrode, où l'indice eq désigne les conditions d'équilibre, qui peuvent être calculées comme [82 -85]:

$$\begin{aligned} \varphi_{a,eq} &= \varphi_{a,eq}^0 + \frac{0.0592}{2} \log [Fe^{2+}], \\ \varphi_{c,eq} &= \varphi_{c,eq}^0 + 0.0592 \log [H^+] = -0.0592pH. \end{aligned} \quad (19)$$

1. Réaction anodique:

$$\begin{aligned} \text{Elastic de formation} : \Delta\varphi_{a,eq}^e &= -\frac{\Delta P V_m}{zF}, \\ \text{Plastic de formation} : \Delta\varphi_{a,eq}^p &= -\frac{TR}{zF} \ln\left(\frac{\nu z}{N_0} \varepsilon_p + 1\right). \end{aligned} \quad (20)$$

$$\begin{aligned} \text{Continuous elasto - plastic tension} : \varphi_{a,eq} & \\ &= \varphi_{a,eq}^0 - \frac{\Delta P_m V_m}{zF} - \frac{TR}{zF} \ln\left(\frac{\nu z}{N_0} \varepsilon_p + 1\right), \end{aligned}$$

où φ désigne le potentiel d'équilibre de la réaction anodique sous déformations et les exposants e et p représentent respectivement les déformations élastiques et plastiques. L'exposant 0 désigne ici la condition d'équilibre standard et ΔP désigne la surpression qui est égale à $1 \setminus 3$ de la contrainte de traction uniaxiale et l'indice m signifie la limite de déformation élastique [86]. D'autres paramètres thermodynamiques utilisés dans les équations ci-dessus comprennent: le volume molaire de l'acier V_m , le nombre de charges z , la température absolue T , la constante de Faraday F et le facteur dépendant de l'orientation ν .

Réaction cathodique:

$$i_c = i_{0,c} \times 10^{\frac{\sigma_{Mises} V_m}{2F(-b_c)}}, \quad (21)$$

où $i_{0,c}$ désigne la densité de courant d'échange de dégagement d'hydrogène sans déformation ni contrainte de l'extérieur, σ_{Mises} désigne le calcul de la contrainte de von Mises en utilisant la méthode FE et b_c désigne la pente de Tafel cathodique [86].

Réactions électriques:

$$\begin{aligned} \nabla i_k &= Q_k, \\ i_k &= -\sigma_k \nabla \varphi_k, \end{aligned} \quad (22)$$

où i désigne la distribution actuelle du champ, Q désigne un terme source général, σ est la conductivité et l'indice k représente respectivement l'indice du solide ou du liquide.

L'équation des éléments finis pour l'analyse d'intégrité est proposée dans [77 -80]:

$$[K][u] = \lambda[F],$$

où λ est le facteur de charge, $[K]$ est les matrices de rigidité, $[F]$ est la matrice de charge et $[u]$ est les matrices de remplacement. L'équation (23) peut également être transformée en algorithme de stabilisation comme:

$$[K][u] + [C][u] = [F].$$

La matrice visqueuse $[C]$ est suffisamment grande pour éviter un affaissement instantané.

5 Conclusion et remarques

Le pipeline peut se corroder au fil du temps au cours de sa durée de vie, ce qui remet en question le transport sûr et fiable du pétrole et du gaz et entraîne de graves risques environnementaux. On peut en conclure qu'il reste beaucoup à étudier sur les mécanismes de corrosion et les techniques anticorrosion. La détermination du type de corrosion est préalable à la prédiction de la corrosion et à d'autres pratiques anticorrosion, mais une analyse minutieuse doit être menée pour prendre en compte des facteurs spécifiques et des conditions approfondies. La sélection de l'acier du tube doit être effectuée sur la base d'un équilibre entre la vitesse de réaction de corrosion et la vitesse de formation de tartre de protection. Un revêtement et une protection cathodique appropriés restent difficiles pour les conditions de travail extrêmes et les espèces complexes de fluides transportés. Pour les caisses nécessitant un transport de chaleur,

Grâce à la revue de la littérature et à l'analyse des recherches actuelles sur la corrosion des pipelines, des progrès significatifs peuvent être constatés au cours des dernières décennies tant sur les études des mécanismes de corrosion que sur les techniques anticorrosion. Cependant, la large application des pipelines dans l'industrie de l'énergie et les exigences élevées en matière de durabilité et de fiabilité ont imposé une restriction stricte et de nombreuses attentes en matière de compréhension et d'études liées à la corrosion. Les remarques suivantes sont conclues sur la base de l'expérience de travail de l'auteur dans l'industrie du transport d'énergie, tant pour les problèmes qui subsistent dans les enquêtes en cours que pour les orientations potentielles des recherches futures:

1. Il a été rapporté dans la littérature que les propriétés de l'écoulement de fluide multiphase transporté ont des impacts évidents sur la corrosion du pipeline. Cependant, il reste encore un écart entre les techniques avancées de simulation d'écoulement multiphase direct et les études de modèle d'écoulement actuellement utilisées dans les recherches connexes. Certaines techniques peuvent inclure des méthodes de Boltzmann en treillis, des modèles d'interface pointue et des modèles d'interface diffuse, qui ont été appliqués avec succès dans des domaines tels que les simulations de réservoir et les déshydrations de pétrole [87], mais doivent encore être incorporés aux réactions électrochimiques de corrosion et à la cinétique ionique correspondante.
2. Les effets des conditions de température et de pH ont été validés dans des études antérieures, qui soutiennent le potentiel de l'application d'approches thermodynamiques avancées sur la corrosion des pipelines. Des études d'équilibre de phase peuvent être utilisées pour estimer les concentrations d'espèces dans les écoulements de fluide transporté pour chaque phase et cela devrait être la première étape pour d'autres études de transport. La dynamique moléculaire et les calculs flash sont des méthodes efficaces pour décrire les mécanismes microscopiques précis derrière le phénomène de corrosion et corriger les modèles empiriques généralisés. La cohérence thermodynamique est également la priorité à vérifier dans la génération de l'algorithme pour assurer la stabilité énergétique et la convergence inconditionnelle de la simulation numérique.
3. Un autre problème qui remet en question les études sur la corrosion des pipelines dans l'industrie pétrolière moderne est l'énorme quantité de données produites et enregistrées dans l'exploitation des pipelines. Les environnements de travail complexes et variés autour des canalisations enterrées rendent nécessaire l'inspection d'un large éventail de cas pour développer des modèles de corrosion précis et largement applicables. Lors de la génération de modèles empiriques de croissance de la corrosion, davantage de facteurs s'avèrent efficaces et inclus dans le modèle. En conséquence, des techniques de big data et des algorithmes d'apprentissage automatique peuvent être introduits dans ce domaine pour extraire les facteurs et prédire les conditions de corrosion. L'algorithme d'apprentissage en profondeur a été utilisé avec succès dans les estimations d'équilibre de phase dans l'industrie pétrolière, et de nouvelles extensions de la corrosion des pipelines sont attendues.

Les références

- Azevedo CRF (2007) Analyse des défaillances d'un pipeline de pétrole brut, ing. Échouer. Anal. 14, 6, 978–994. [Google Scholar]
- Gloria NBS, Areiza MCL, Miranda IVJ, Rebello JMA (2009) Développement d'un capteur magnétique pour la détection et le dimensionnement des défauts de corrosion interne des canalisations, NDT E Int. 42, 8, 669–677. [Google Scholar]
- Vanaei HR, Eslami A., Egbewande A. (2017) A review on pipeline corrosion, in-line inspection (ILI), and corrosion growth rate models, Int. J. Press. Navires Pip. 149, 43–54. [CrossRef] [Google Scholar]
- Orazem M. (éd.). (2014) Corrosion des pipelines souterrains, n° 63, Elsevier, Royaume-Uni. [Google Scholar]
- Xu LY, Cheng YF (2013) Développement d'un modèle d'éléments finis pour la simulation et la prédiction de l'effet mécanoélectrochimique de la corrosion des pipelines, Corros. Sci. 73, 150-160. [Google Scholar]
- Ilman MN (2014) Analyse de la corrosion interne dans un oléoduc sous-marin, Case Stud. Eng. Échouer. Anal. 2, 1, 1–8. [Google Scholar]
- Creager M., Paris PC (1967) Equations du champ élastique pour les fissures émoussées en référence à la fissuration par corrosion sous contrainte, Int. J. Fract. Mech. 3, 4, 247–252. [CrossRef] [Google Scholar]
- Oldfield JW, Sutton WH (1978) Corrosion crevassée des aciers inoxydables: I. Un modèle mathématique, Br. Corros. J. 13, 1, 13–22. [CrossRef] [Google Scholar]
- Hasan F., Iqbal J., Ahmed F. (2007) Rupture par corrosion sous contrainte du gazoduc à haute pression, ing. Échouer. Anal. 14, 5, 801–809. [Google Scholar]
- Wilde BE, Williams E. (1971) L'utilisation des courbes courant / tension pour l'étude de la corrosion localisée et de la dégradation de la passivité sur les aciers inoxydables en milieu chloré, Electrochim. Acta 16, 11, 1971–1985. [Google Scholar]
- Brown SA, Flemming CAC, Kawalec JS, Placko HE, Vassaux C., Merritt K., Payer JH, Kraay MJ (1995) La corrosion par frottement accélère la corrosion cavernueuse des cônes modulaires de hanche, J. Appl. Biomater. 6, 1, 19–26. [CrossRef] [PubMed] [Google Scholar]
- Bertolini L., Carsana M., Pedferri P. (2007) Comportement à la corrosion de l'acier dans le béton en présence de courant parasite, Corros. Sci. 49, 3, 1056–1068. [Google Scholar]

- Zhu Q., Cao A., Zaifend W., Song J., Shengli C. (2011) Corrosion du courant parasite dans un pipeline enterré, *Anti-Corros. Méthodes Mater.* 58, 5, 234-237. [[CrossRef](#)] [[Google Scholar](#)]
- Young FR (1999) *Cavitation*, World Scientific, Londres, Royaume-Uni. [[CrossRef](#)] [[Google Scholar](#)]
- Edwards M., Ferguson JF (1993) Essais accélérés de corrosion du cuivre, *J. Am. Water Works Assoc.* 85, 10, 105-113. [[Google Scholar](#)]
- Liu G., Tree DA, High MS (1994) Relations entre les mesures de corrosion par disque rotatif et la corrosion dans l'écoulement des tuyaux, *Corrosion* 50, 8, 584-593. [[CrossRef](#)] [[Google Scholar](#)]
- Cole IS, Marney D. (2012) La science de la corrosion des tuyaux: une revue de la littérature sur la corrosion des métaux ferreux dans les sols, *Corros. Sci.* 56, 5-16. [[Google Scholar](#)]
- Sadiq R., Rajani B., Kleiner Y. (2004) Analyse probabiliste des risques de défaillances associées à la corrosion dans les conduites d'eau en fonte, *Reliab. Eng. Syst. Saf.* 86, 1, 1-10. [[CrossRef](#)] [[Google Scholar](#)]
- Sheikh AK, Boah JK, Hansen DA (1990) Modélisation statistique de la corrosion par piqûres et de la fiabilité des pipelines, *Corrosion* 46, 3, 190-197. [[CrossRef](#)] [[Google Scholar](#)]
- Caleyo F., Velázquez JC, Valor A., Hallen JM (2009) Distribution de probabilité de la profondeur et du taux de corrosion par piqûres dans les canalisations souterraines: une étude de Monte Carlo, *Corros. Sci.* 51, 9, 1925-1934. [[Google Scholar](#)]
- Caleyo F., Velázquez JC, Valor A., Hallen JM (2009) Modélisation de la chaîne de Markov de la corrosion par piqûres dans les pipelines souterrains, *Corros. Sci.* 51, 9, 2197-2207. [[Google Scholar](#)]
- Mao X., Liu X., Revie RW (1994) Corrosion par piqûres de l'acier des pipelines dans une solution diluée de bicarbonate avec des ions chlorure, *Corrosion* 50, 9, 651-657. [[CrossRef](#)] [[Google Scholar](#)]
- Chaves IA, Melchers RE (2011) Corrosif par piqûres dans les zones de soudure d'acier des pipelines, *Corros. Sci.* 53, 12, 4026-4032. [[Google Scholar](#)]
- Ha TK, Kwon BH, Park KS, Mohapatra D. (2015) Lixiviation sélective et récupération du bismuth sous forme de Bi_2O_3 à partir de la poussière de convertisseur de fonderie de cuivre, *Separat. Purif. Technol.* 142, 116-122. [[CrossRef](#)] [[Google Scholar](#)]
- Senapati PK, Mohapatra R., Pani GK, Mishra BK (2012) Études sur les caractéristiques rhéologiques et de lixiviation des métaux lourds grâce à un additif sélectif dans une suspension de cendres à haute concentration, *J. Hazard. Mater.* 229, 390-397. [[Google Scholar](#)]
- Bond AM, Wallace GG (1983) Détermination simultanée du cadmium, du cobalt, du cuivre, du plomb, du mercure et du nickel dans l'électrolyte d'usine de sulfate de zinc en utilisant la chromatographie liquide avec détection électrochimique et spectrophotométrique, *J. Liq. Chromatogr.* 6, 10, 1799-1822. [[Google Scholar](#)]
- Van Boven G., Chen W., Rogge R. (2007) Le rôle de la contrainte résiduelle dans la fissuration par corrosion sous contrainte à pH neutre des aciers de pipeline. Partie I: Occurrence de piqûres et de fissures, *Acta Mater.* 55, 1, 29-42. [[Google Scholar](#)]
- Zhang GA, Yu N., Yang LY, Guo XP (2014) Comportement à la corrosion galvanique de l'acier au carbone recouvert et découvert de dépôts, *Corros. Sci.* 86, 202-212. [[Google Scholar](#)]
- Tan Y., Fwu Y., Bhardwaj K. (2011) Évaluation électrochimique de la corrosion sous-dépôt et de son inhibition à l'aide de la méthode d'électrode à faisceau métallique, *Corros. Sci.* 53, 4, 1254-1261. [[Google Scholar](#)]
- Li X., Shang C., Ma X., Gault B., Subramanian SV, Sun J., Misra RDK (2017) Distribution élémentaire dans le constituant martensite - austénite dans une zone affectée par la chaleur à gros grains acier de canalisation de force, *Scrip. Mater.* 139, 67-70. [[CrossRef](#)] [[Google Scholar](#)]
- Tullis JP (1989) *Hydraulique des pipelines: Pompes, vannes, cavitation, transitoires*, John Wiley & Sons, USA. [[CrossRef](#)] [[Google Scholar](#)]
- Provoost GA (1976) Enquête sur la cavitation dans un pipeline prototype causé par un coup de bélier, dans: NASA STI / Recon, Technical Report No. 78. [[Google Scholar](#)]
- Was GS, Ampomrat P., Gupta G., Teyseyre S., West EA, Allen TR, Sridharan K., Tan L., Chen Y., Ren X., Pister C. (2007) Corrosion and stress corrosion cracking in supercritical eau, *J. Nucl. Mater.* 371, 1-3, 176-201. [[Google Scholar](#)]
- Anderko A. (2000) Simulation of FeCO_3 / FeS scale formation using thermodynamic and electrochemical models, in: Corrosion-National Association of Corrosion Engineers Annual Conference, NACE. [[Google Scholar](#)]
- Wang S., George K., Nestic S. (2004) Electrochimie de la corrosion par le CO_2 à haute pression et l'effet de l'acide acétique, dans: *Corrosion / 2004*, papier, 4375. [[Google Scholar](#)]
- Nešić S., Solvi GT, Enerhaug J. (1995) Comparaison des essais d'écoulement des cylindres rotatifs et des tuyaux pour la corrosion sensible au dioxyde de carbone, *Corrosion* 51, 10, 773-787. [[CrossRef](#)] [[Google Scholar](#)]
- Nestic S., Pots BFM, Postlethwaite J., Thevenot N. (1995) Superposition de diffusion et de réaction chimique contrôlée courants limitants-application à la corrosion CO_2 , *J. Corros. Sci. Eng.* 1, 3, 1-14. [[Google Scholar](#)]
- De Waard C., Lotz U., Dugstad A. (1995) Influence of liquid flow speed on CO_2 corrosion: A semi-empirical model, in: Corrosion-National Association of Corrosion Engineers Annual Conference, NACE, USA. [[Google Scholar](#)]
- Gray LG, Anderson BG, Danysh MJ, Tremaine PR (1990) Effet du pH et de la température sur le mécanisme de corrosion de l'acier au carbone par le dioxyde de carbone aqueux, in: *Corrosion / 90*, papier, 40. [[Google Scholar](#)]
- Song FM, Kirk DW, Cormack DE, Wong D. (2005) Barrier properties of two pipeline coating, in: *Corrosion, 2005*, NACE International, Houston, USA. [[Google Scholar](#)]
- Guidetti GP, Rigosi GL, Marzola R. (1996) L'utilisation du polypropylène dans les revêtements de pipelines, *Prog. Organe. Manteau.* 27, 1-4, 79-85. [[CrossRef](#)] [[Google Scholar](#)]
- Delanty B., O'Beirne J. (1992) Une étude de terrain majeure compare le pipeline SSC avec des revêtements, *Oil Gas J. (États-Unis)* 90, 24. [[Google Scholar](#)]
- Crosby T., Wolodko J., Tsapraillis H. (2016) Gap analysis of Canadian pipeline coatings: A review study, dans: NACE International Corrosion Conference Proceedings, NACE International, p. 1. [[Google Scholar](#)]
- Von Baeckmann W., Schwenk W., Prinz W. (1997) *Handbook of cathodic corrosion protection*, Elsevier, Houston, États-Unis. [[Google Scholar](#)]
- Chen X., Li XG, Du CW, Cheng YF (2009) Effet de la protection cathodique sur la corrosion de l'acier des pipelines sous revêtement décollé, *Corros. Sci.* 51, 9, 2242-2245. [[Google Scholar](#)]
- Shipilov SA, Le May I. (2006) Intégrité structurelle des pipelines enterrés vieillissants ayant une protection cathodique, *Eng. Échouer. Anal.* 13, 7, 1159-1176. [[Google Scholar](#)]
- Bushman JB, PE Ingénieur principal en corrosion, (2010) *Corrosion et théorie de la protection cathodique*, Bushman & Associates Inc., Medina. [[Google Scholar](#)]

- Gummow RA, Eng P. (2002) Effets GIC sur la corrosion des pipelines et les systèmes de contrôle de la corrosion, *J. Atmos. Sol.-Terr. Phys.* 64, 16, 1755–1764. [[CrossRef](#)] [[Google Scholar](#)]
- Buchler M., Schoneich HG (2009) Enquête sur la corrosion par courant alternatif des pipelines à protection cathodique: Développement d'une méthode de détection, mesures d'atténuation et modèle du mécanisme, *Corrosion* 65, 9, 578–586. [[CrossRef](#)] [[Google Scholar](#)]
- Du YX, Zhang GZ (2006) Protection cathodique régionale dans les stations de pompage, *Corros. Protéger.* -Nanchang 27, 8, 417. [[Google Scholar](#)]
- Bertolini L., Pedferri P. (2002) Expérience de laboratoire et de terrain sur l'utilisation de l'acier inoxydable pour améliorer la durabilité du béton armé, *Corros. Rev.* 20, 1–2, 129–152. [[CrossRef](#)] [[Google Scholar](#)]
- Louthan MR (2008) Fragilisation par l'hydrogène des métaux: une amorce pour l'analyste des défaillances, *J. Fail. Anal. Prévenir.* 8, 3, 289–307. [[CrossRef](#)] [[Google Scholar](#)]
- Ihekwa NM, Hope BB, Hansson CM (1996) Extraction et dégradation d'adhérence des armatures d'acier dans le béton ECE, *Cement Concrete Res.* 26, 2, 267–282. [[CrossRef](#)] [[Google Scholar](#)]
- Stephens M., Nessim M. (2006) Une approche globale de la gestion de la corrosion basée sur des méthodes de fiabilité structurelle, dans: 2006 International Pipeline Conference. Société américaine des ingénieurs en mécanique, pp. 695–704. [[Google Scholar](#)]
- Ahmed M. (1998) Estimation probabiliste de la durée de vie restante d'un pipeline en présence de défauts de corrosion actifs, *Int. J. Pres.Vessels Pip.* 75, 4, 321–329. [[CrossRef](#)] [[Google Scholar](#)]
- Teixeira AP, Soares CG, Netto TA, Estefen SF (2008) Fiabilité des canalisations présentant des défauts de corrosion, *Int. J. Pres.Vessels Pip.* 85, 4, 228–237. [[CrossRef](#)] [[Google Scholar](#)]
- Song FM, Sridhar N. (2008) Modélisation de la corrosion caverneuse des pipelines sous un revêtement décollé avec ou sans protection cathodique dans des conditions transitoires et stationnaires, *Corros. Sci.* 50, 1, 70–83. [[Google Scholar](#)]
- Song FM, Kirk DW, Graydon JW, Cormack DE (2004) Prédiction de la corrosion au dioxyde de carbone de l'acier nu sous une couche limite aqueuse, *Corrosion* 60, 8, 736–748. [[CrossRef](#)] [[Google Scholar](#)]
- Song FM, Kirk DW, Graydon JW, Cormack DE (2002) CO₂ corrosion de l'acier nu sous une couche limite aqueuse avec de l'oxygène, *J. Electrochem. Soc.* 149, 11, B479 à B486. [[Google Scholar](#)]
- Gileadi E., Kirova-Eisner E. (2005) Quelques observations concernant l'équation de Tafel et sa pertinence pour le transfert de charge dans la corrosion, *Corros. Sci.* 47, 12, 3068–3085. [[Google Scholar](#)]
- Pourbaix M. (1966) Atlas des équilibres électrochimiques en solutions aqueuses, Pergamon Press, New York. [[Google Scholar](#)]
- Nesic S., Thevenot N., Crolet JL, Drazic D. (1996) Propriétés électrochimiques de la dissolution du fer en présence de CO₂-basics revisitées, dans: *Corrosion 96. NACE International.* [[Google Scholar](#)]
- Larrey D., Gunaltun YM (2000) Corrélation des cas de corrosion de haut de gamme avec les taux de condensation d'eau calculés, dans: *Corrosion 2000. NACE International.* [[Google Scholar](#)]
- Hedges B., McVeigh L. (1999) Le rôle de l'acétate dans la corrosion au CO₂ : le double coup dur, dans: *Corrosion 99. NACE International.* [[Google Scholar](#)]
- Garsany Y., Pletcher D., Hedges BM (2002) Le rôle de l'acétate dans la corrosion CO₂ de l'acier au carbone: la chimie a-t-elle été oubliée? dans: *Corrosion 2002. NACE International.* [[Google Scholar](#)]
- Carvalho DS, Joia CJB, Mattos OR (2005) Taux de corrosion du fer et des alliages fer-chrome en milieu CO₂, *Corros. Sci.* 47, 12, 2974–2986. [[Google Scholar](#)]
- Din MM, Ngadi MA, Noor NM (2002) Amélioration de la qualité des données d'inspection dans l'évaluation de la corrosion des pipelines, dans: Actes de la Conférence internationale 2009 sur le génie informatique et les applications. [[Google Scholar](#)]
- Valor A., Caley F., Hallen JM, Velázquez JC (2013) Évaluation de la fiabilité des pipelines enterrés basée sur différents modèles de taux de corrosion, *Corros. Sci.* 66, 78–87. [[Google Scholar](#)]
- Dawson SJ, Wharf J., Nessim M. (2008) Développement de procédures détaillées pour comparer les exécutions successives d'ILI pour établir les taux de croissance de la corrosion, dans: *PRCI Project EC*, pp. 1–2. [[Google Scholar](#)]
- Gu B., Kania R., Keith K., Gao M., Coote R. (2003) Progrès dans l'analyse de la croissance de la corrosion et l'évaluation de l'intégrité future des pipelines, dans: *Corrosion 2003. NACE International.* [[Google Scholar](#)]
- Noor NM, Ozman NAN, Yahaya NORDIN (2011) Prédiction déterministe de la résistance résiduelle du pipeline corrodé en milieu marin en utilisant DNV RP-F101 (partie A), *J. Sustain. Sci. Gérer* 6, 1, 69–78. [[CrossRef](#)] [[Google Scholar](#)]
- Velázquez JC, Caley F., Valor A., Hallen JM (2009) Modèle prédictif pour la corrosion par piqûres dans les oléoducs et gazoducs enterrés, *Corrosion* 65, 5, 332–342. [[CrossRef](#)] [[Google Scholar](#)]
- Duell JM, Wilson JM, Kessler MR (2008) Analyse d'un système de réparation de pipeline de suremballage en composite de carbone, *Int. J. Pres. Navires Pip.* 85, 11, 782–788. [[CrossRef](#)] [[Google Scholar](#)]
- Kiefner JF, Kolovich KM (2007) Calcul d'un taux de corrosion par simulation de Monte Carlo, dans: *Corrosion 2007, NACE International, Houston, USA.* [[Google Scholar](#)]
- Lord W., Sun YS, Udpa SS, Nath S. (1988) Une étude par éléments finis du phénomène des courants de Foucault de champ éloigné, *IEEE Trans. Mag.* 24, 1, 435–438. [[CrossRef](#)] [[Google Scholar](#)]
- Kim WS, Kim YP, Kho YT, Choi JB (2002) Full scale burst test and finite element analysis on corroded gas pipeline, in: 2002 4th International Pipeline Conference, American Society of Mechanical Engineers, Alberta, Canada, pp. 1501–1508. [[Google Scholar](#)]
- Liu PF, Zheng JY, Zhang BJ, Shi P. (2010) Analyse de l'échec d'un pipeline en acier X65 enterré au gaz naturel sous charge de déviation en utilisant la méthode des éléments finis, *Mater. Design* 31, 3, 1384–1391. [[CrossRef](#)] [[Google Scholar](#)]
- Ramm E. (1981) Stratégies pour tracer la réponse non linéaire près des points limites, dans: *Analyse par éléments finis non linéaire en mécanique des structures*, Springer, Berlin, Heidelberg, pp. 63–89. [[CrossRef](#)] [[Google Scholar](#)]
- Crisfield MA (1983) Une méthode de longueur d'arc comprenant des recherches de ligne et des accélérations, *Int. J. Numer. Méthodes Eng.* 19, 9, 1269–1289. [[Google Scholar](#)]
- Liu PF, Zheng JY (2006) Une simulation par éléments finis de Monte Carlo de l'endommagement et de la rupture dans les composites SiC / Ti – Al, *Mater. Sci. Eng. A* 425, 1–2, 260–267. [[CrossRef](#)] [[Google Scholar](#)]
- Tao R., Moussawi A., Lubineau G., Pan B. (2016) Mesure cinématique précise aux interfaces entre des matériaux dissemblables en utilisant la corrélation d'image numérique conforme à base d'éléments finis, *Opt. Laser. Eng.* 81, 103–112. [[CrossRef](#)] [[Google Scholar](#)]

- Parkins RN (2000) A review of stress corrosion cracking of high pressure gasolines, in: Corrosion 2000. NACE International, p. 5. [\[Google Scholar\]](#)
- King F., Jack TR, Chen W., Wilmott MJ, Fessler RR, Krist K. (2000) Études mécanistiques de l'initiation et de la croissance des fissures au stade précoce pour le pH quasi neutre SCC sur les pipelines, dans: Corrosion 2000. NACE International. [\[Google Scholar\]](#)
- Bagotsky Vladimir S. (éds.) (2005) Fundamentals of electrochemistry, Vol. 44, John Wiley & Sons, New Jersey, États-Unis. [\[CrossRef\]](#) [\[Google Scholar\]](#)
- Park JJ, Pyun SI, Na KH, Lee SM, Kho YT (2002) Effet de la passivité du film d'oxyde sur la fissuration par corrosion sous contrainte à faible pH de l'acier de canalisation API 5L X-65 dans une solution de bicarbonate, Corrosion 58, 4, 329–336. [\[CrossRef\]](#) [\[Google Scholar\]](#)
- Gutman EM (1994) Mécanochimie des surfaces solides, World Scientific Publishing Company, Singapour. [\[CrossRef\]](#) [\[Google Scholar\]](#)
- Zhang T., Sun S. (2019) Une approche couplée Lattice Boltzmann pour simuler l'écoulement et le transport du gaz dans les réservoirs de schiste avec sorption dynamique, Fuel 246, 196–203. [\[CrossRef\]](#) [\[Google Scholar\]](#)
- Kwun H., Kim SY, Choi MS, Walker SM (2004) Atténuation des ondes guidées de torsion dans des tuyaux enterrés revêtus d'émail de goudron de houille, NDT E Int. 37, 8, 663–665. [\[Google Scholar\]](#)
- Fred W., Lawn RJ (1956) Compositions de revêtement contenant du brai de goudron de houille et une résine époxy éther. Brevet américain n° 2 765 288. [\[Google Scholar\]](#)
- Dempster W., Kellner JD, Serra JM, DeCoste LD (1994) Brevet américain n° 5 300 356, Office américain des brevets et des marques, Washington, DC. [\[Google Scholar\]](#)
- Roche M., Melot D., Paugam G. (2006) Expérience récente des échecs de revêtement de pipelines, J. Protect. Manteau. Lin. 23, 10, 18. [\[Google Scholar\]](#)
- Sloan RN (1967) Revêtements de pipeline, dans: Control of Pipeline Corrosion (2001), 2e éd., NACE International, Houston, TX, pp. 7–20. [\[Google Scholar\]](#)
- Niu L., Cheng YF (2008) Développement d'une technologie de revêtement innovante pour l'exploitation de pipelines traversant le terrain permafrost, Construct. Construire. Mater. 22, 4, 417–422. [\[CrossRef\]](#) [\[Google Scholar\]](#)
- Malik AU, Andijani I., Ahmed S., Al-Muaili F. (2002) Corrosion et comportement mécanique de l'époxy lié par fusion (FBE) en milieu aqueux, Desalination 150, 3, 247–254. [\[Google Scholar\]](#)
- Doidjo MT, Belec L., Aragon E., Joliff Y., Lanarde L., Meyer M., Bonnaudet M., Perrin FX (2013) Influence du traitement à base de silane sur l'adhérence et la durabilité à l'humidité des joints époxy / acier liés par fusion, Prog. Org. Manteau. 76, 12, 1765–1772. [\[CrossRef\]](#) [\[Google Scholar\]](#)
- Deshpande S., Sampath S., Zhang H. (2006) Mécanismes d'oxydation et son rôle dans l'évolution microstructurale des revêtements métalliques par projection thermique - étude de cas pour Ni – Al, Surf. Manteau. Technol. 200, 18–19, 5395–5406. [\[Google Scholar\]](#)
- Brito VS, Bastos IN, Costa HRM (2012) Résistance à la corrosion et caractérisation des revêtements métalliques déposés par projection thermique sur acier au carbone, Mater. Design 41, 282–288. [\[CrossRef\]](#) [\[Google Scholar\]](#)
- Lilly MT, Ihekwoaba SC, Ogaji SOT, Probert SD (2007) Prolonger la vie des oléoducs de pétrole brut et de gaz naturel enfouis par protection cathodique, Appl. Energy 84, 9, 958–970. [\[Google Scholar\]](#)

Tous les tableaux

Tableau 1 Systèmes de revêtement utilisés dans les oléoducs et les gazoducs.

[Dans le texte](#)

Tous les chiffres

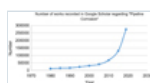


Fig. 1

Nombre d'œuvres enregistrées dans Google Scholar concernant «Pipeline Corrosion».

[Dans le texte](#)



Fig. 2

Résultat de l'analyse Word Cloud des 1000 publications avec des citations élevées.

[Dans le texte](#)

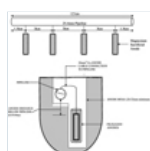


Fig. 3

Un schéma pour montrer l'installation de l'anode sacrificielle [98].

[Dans le texte](#)



Fig. 4

Le modèle géométrique pour calculer le défaut de corrosion en utilisant la simulation FE dans [4]: (a) modèle 3D et (b) modèle 2D.

[Dans le texte](#)

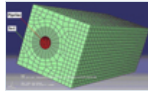


Fig. 5

Grilles d'éléments finis [77].

[Dans le texte](#)

[Contacts](#)

[Politique de confidentialité](#)