



Ressources naturelles
Canada

Natural Resources
Canada

Feuille de route technologique pour améliorer l'intégrité des puits de forage

RAPPORT SOMMAIRE



Feuille de route technologique pour améliorer l'intégrité des puits de forage

RAPPORT SOMMAIRE



Avis de non-responsabilité

La Feuille de route technologique pour l'amélioration de l'intégrité des puits de forage : rapport sommaire est le résultat d'un travail de collaboration entre des experts de l'industrie et des milieux universitaire et gouvernemental et consiste à examiner les problèmes liés à l'intégrité des puits de forage qui pourraient survenir au cours du cycle de vie d'un puits.

Les membres ou leurs organisations n'adhèrent pas nécessairement aux renseignements contenus dans ce document. Les membres du groupe de travail n'assument aucune responsabilité en cas d'erreur ou d'omission.

Information de tiers

Certains renseignements contenus dans cette publication ou dans ce document peuvent faire l'objet de droits d'auteur appartenant à d'autres personnes ou organisations. Pour obtenir des renseignements au sujet de la propriété du droit d'auteur et les restrictions applicables, veuillez communiquer avec Andrew Wigston à andrew.wigston@canada.ca

PDF : M134-59/2019F-PDF
978-0-660-29600-5

Papier : M134-59/2019F
978-0-660-29601-2

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada, représentée par le ministre des Ressources naturelles, 2019

Also available in English under the title: Technology Roadmap to Improve Wellbore Integrity: Summary Report

La reproduction et la distribution à des fins commerciales sont interdites, sauf avec la permission écrite de RNCAN. Pour obtenir plus de renseignements, veuillez communiquer avec RNCAN à copyright.droitdauteur@nrcan-rncan.gc.ca.

Résumé

Le Canada est une superpuissance du secteur des hydrocarbures. À la fin de 2016, il possédait 10 % des réserves mondiales prouvées de pétrole brut (en 3^e place) et 1,2 % des réserves de gaz naturel (en 15^e place). Malgré la transition mondiale vers des sources d'énergie plus faibles en carbone, le pétrole brut et le gaz naturel répondront encore pour des décennies à la moitié des besoins énergétiques de la planète, même au Canada. L'industrie canadienne des hydrocarbures et les organismes de réglementation gouvernementaux se sont fixé comme priorités d'améliorer la performance environnementale du secteur des hydrocarbures en amont tout en favorisant un environnement commercial concurrentiel. Ces dernières années, les fuites des puits de forage ont sérieusement attiré l'attention pour de nombreuses raisons. Les principales fuites sont celles du gaz naturel constitué pour une large part de méthane, un puissant gaz à effet de serre (GES). Les gouvernements fédéral et provinciaux ainsi que l'industrie se sont engagés à réduire les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier en amont¹. Selon Environnement et Changement climatique Canada (ECCC), les émissions causées par les fuites de puits de forage se chiffraient, en 2015, à 7,2 mégatonnes (Mt) d'équivalent CO₂ (éq CO₂), soit 43 % des émissions du secteur en amont^{2,3}. Le rapport de 2014 du Conseil des académies canadiennes (ACS) sur l'exploitation du gaz de schiste au Canada attire l'attention sur une possible contamination de l'eau souterraine potable à cause des fuites de puits de forage. Par surcroît, ces fuites entraînent des charges financières importantes pour l'industrie et les fonds consacrés aux puits abandonnés. Les coûts de restauration de ces puits qui fuient s'élèvent à des dizaines de milliers de dollars pour les situations simples, et à des millions des dollars pour les cas plus complexes. Même si la plupart des puits au Canada sont étanches⁴, le coût global demeure énorme, étant donné que près de 580 000 puits ont été forés entre 1955 et 2017, et qu'il faudra en forer plus de 100 000 dans les prochaines décennies suivant l'augmentation prévue de la production d'hydrocarbures. Dans son scénario de référence, l'Office national de l'énergie prévoit que la production de brut augmentera d'ici 2040 de 59 % par rapport aux niveaux de 2016, et que les puits à venir dans les sables bitumineux représenteront 75 % de cette augmentation.

L'industrie et les organismes de réglementation gouvernementale du Canada conjuguent leurs efforts depuis des dizaines d'années pour améliorer l'intégrité des puits de forage. Ainsi, en Alberta en 2016, le taux d'émissions quotidien moyen des fuites non dangereuses des puits a chuté de 40 % par rapport au niveau de l'an 2000, à environ 13 m³/jour, alors que la médiane, ou le taux type, est encore plus faible.

¹ Cela comprend l'engagement de l'Alberta de réduire de 45 % ses émissions de méthane par rapport à la valeur de référence de 2010 établie par Environnement et changements climatiques Canada (ECCC).

² Données disponibles lors de la rédaction du rapport. Émissions des fuites de puits de forage estimées à 7,1 Mt d'éq CO₂ par ECCC pour l'année 2016.

³ En guise de comparaison, les émissions de méthane de sites de gestion des déchets solides (sites d'enfouissement) totalisaient, en 2015, 22 Mt d'éq CO₂ (Rapport d'inventaire national 2017 d'ECCC, 1999-2015, partie 3, tableau A9-3)

⁴ À peine quelque 5 % des 440 000 puits forés en Alberta déclarent des fuites.

Ressources naturelles Canada (RNCan), en collaboration avec la Wellbore Integrity and Abandonment Society du Canada, a entrepris l'élaboration d'une *Feuille de route technologique pour améliorer l'intégrité des puits de forage* et pour continuer d'améliorer la performance environnementale et économique de l'industrie des hydrocarbures en amont. Cette feuille de route technologique (FRT) regroupe des experts de l'industrie et des milieux universitaires et gouvernementaux qui se penchent sur les problèmes d'intégrité relevés au cours du cycle de vie d'un puits de forage. Étant donné que les fuites des puits de nombreux exploitants demeurent faibles, on estime que les technologies et pratiques actuelles sont pour une large part très efficaces. La FRT entend donc colliger les pratiques exemplaires afin de résoudre autant que possible les problèmes d'intégrité des puits de forage. Quant aux lacunes en matière de connaissances et de technologies, elle formule des recommandations encadrant les travaux de recherche et de développement (R et D) qui permettront de les combler. La FRT n'est pas un document exhaustif, la question étant trop vaste et trop complexe pour faire l'objet d'un seul rapport. La FRT se veut plutôt un document de haut niveau qui : (i) est une source de référence; (ii) facilite l'intervention vis-à-vis des problèmes d'intégrité particuliers des puits de forage; et (iii) encadrera les travaux de R et D vers les enjeux dont les répercussions environnementales et économiques seront les plus coûteux.

Pour les besoins de la FRT, la question des puits de forage fuyants a été scindée en six thèmes : (i) *Ampleur et impacts des fuites de puits de forage*; (ii) *Forage et achèvements*; (iii) *Localisation de la source de la fuite*; (iv) *Colmatage des fuites*; (v) *Abandon*; et (vi) *Amélioration des connaissances industrielles, pratiques exemplaires et réglementations pour réduire les fuites des puits de forage*. Un rapport a été demandé pour chacun de ces thèmes. Les rapports sont le fruit d'un travail sectoriel des milieux universitaires et de l'industrie. Les rapports préliminaires ont été présentés lors d'un atelier ouvert en 2016. Ils ont été révisés et commentés par des experts. La FRT est un résumé de haut niveau de ces rapports thématiques. Nous invitons les lecteurs à consulter chacun de ces rapports pour plus de précisions⁵. Le texte qui suit présente les grandes lignes de chacun des rapports.

Ampleur et impacts des puits de forage fuyants : Ce rapport s'intéresse à la province de l'Alberta qui possède la majorité des puits d'hydrocarbures canadiens et qui fait l'objet du plus grand nombre d'études. Il existe de multiples sources et émetteurs de méthane dans l'atmosphère et en subsurface : le secteur des hydrocarbures en amont, d'autres secteurs industriels et des sources naturelles. Les impacts sont indépendants de la source. Il est donc impératif de comprendre leur contribution relative et d'établir des coûts de prévention et d'atténuation afin de concevoir les stratégies les plus rentables de réduction de méthane.

Dès les années 1980, l'industrie et les organismes de l'Alberta ont entrepris de réduire les problèmes liés à l'intégrité des puits. En 2016, 5 % des 440 000 puits albertains fuyaient. Depuis 2008, les émissions causées par les fuites de puits de forage ont baissé

⁵ Les rapports qui portent sur un sujet particulier sont accessibles sur la page de la Feuille de route technologique pour l'amélioration de l'intégrité des puits de forages qui se trouve sur le site Web : <https://www.rncan.gc.ca/energie/bureaux-labos/canmet/5766>.

malgré une augmentation du nombre de puits. En 2016, selon l'Alberta Energy Regulator, elles étaient de 1,56 Mt d'éq CO₂. Quelque 30 % de ces fuites étaient considérées comme sérieuses (débit supérieur à 300 m³/jour, entre autres critères) et devant être colmatées sans délai; les autres fuites sont jugées non sérieuses (les fuites devant être colmatées au plus tard lors de l'abandon du puits), avec une fuite moyenne de 13,2 m³/jour, même si la médiane, ou le taux type, est inférieure à cette valeur. On calcule que 96,7 % des 10 326 puits qui fuient sont sans gravité.

On estime que le risque de contamination envahissante des sols et de l'eau souterraine potable par les puits fuyants au Canada est faible; on n'a relevé que quelques cas de contamination de l'aquifère malgré les centaines de milliers de puits forés. En Alberta, à peine 0,66 % des fuites ont atteint la subsurface (migration du gaz). Les incidences de cette migration se concentrent surtout autour du puits. Compte tenu des autres sources de méthane dans la subsurface et du faible risque de contamination des eaux souterraines, il est recommandé de mener des travaux de R et D pour savoir s'il est possible d'établir des taux de fuite acceptables des puits forés afin de prévenir la contamination des sols et des eaux souterraines. De telles études pourraient permettre l'élaboration de méthodes d'évaluation des risques afin de colmater les fuites des puits sans gravité. Il est possible de réduire les coûts liés à la restauration des puits en omettant le colmatage de fuites sans gravité lors de l'abandon des puits dont les risques et les impacts sont acceptables. Cela permettra de concentrer les ressources à d'autres problèmes environnementaux et facilitera l'abandon des puits non rentables par leur propriétaire qui pourront laisser leur puits tel quel. Cela préviendra les frais de restauration trop élevés pour les propriétaires comme pour les fonds provinciaux consacrés aux puits abandonnés.

Conception, forage et construction : Les modes de conception, de forage et de construction sont essentiels pour déterminer les risques de fuite durant la vie d'un puits et après son abandon. Les fuites se produisent lorsque des fissures apparaissant dans le béton qui scelle l'espace annulaire entre les tubages, le tubage externe et la surface du trou de forage laissent fuir les fluides vers la surface. Les fuites se produisent également lorsque les fluides s'échappent du tubage à cause de la corrosion de ce dernier ou de raccords non étanches. La défaillance des presse-étoupes est due en grande partie à un faible déplacement des boues pendant la cimentation et à la migration de gaz pendant le durcissement du ciment, à la formation d'espaces annulaires et de fissures de contrainte pendant l'exploitation ou à la contraction autogène pendant l'hydratation du ciment qui provoque la formation de microannulaires.

Le forage de puits d'hydrocarbures demeure une tâche difficile, compte tenu des exigences (comme la profondeur, la longueur et les chemins d'accès), de l'environnement (pression, température, composition des fluides) et des conditions d'exploitation (p. ex., la haute pression et la température élevées cycliques dans les puits d'hydrocarbures forés par fracturation ou traitement thermique). Malgré tout, bon nombre d'exploitants signalent un faible taux de fuites de leurs puits forés, car ils tiennent compte du cycle

de vie complet de ces derniers lors de leur conception; ils appliquent les pratiques exemplaires (documentées ou maison) et leur consacrent davantage de temps et d'argent au départ. Autrement dit, ils font bien les choses dès le début. Il est donc possible de réduire considérablement les fuites de puits forés en convainquant un plus grand nombre d'exploitants de s'inspirer de tels exemples dans l'industrie. Il est possible d'augmenter d'autant plus l'intégrité des puits forés en menant des travaux de R et D sur de nouvelles formulations des ciments et sur les matériaux de tubage (p. ex., des garnitures extensibles) afin d'améliorer leur résilience malgré les conditions changeantes et extrêmes, ainsi que leur durabilité à long terme. On recommande également de mener des travaux de R et D pour valider l'efficacité, la sûreté et la rentabilité des pratiques d'exploitation capables de réduire les fuites de puits lors du forage et la construction de ces derniers, mais que les propriétaires et les entreprises de services hésitent à appliquer parce que ces pratiques étant nouvelles, on craint qu'elles puissent endommager les puits. Par exemple, on peut déterminer si la rotation des tuyaux provoque un affaiblissement excessif du tubage.

Détermination des sources de fuite : Pour colmater une fuite, il faut tout d'abord déterminer la profondeur de sa source (et de sa formation) afin de la sceller convenablement ou, comme c'est parfois le cas, sceller la roche couverture sous-jacente. En règle générale, une telle source apparaît dans une mince strate gazière non rentable qui a été ignorée lors du forage vers des zones plus en profondeur. Il existe trois types de méthodes pour déterminer les sources : (i) Les mesures de l'énergie acoustique; (ii) l'analyse des isotopes du carbone et (iii) l'évaluation de la formation. La réglementation ne stipule pas laquelle utiliser, mais il est préférable de les utiliser toutes.

Les appareils acoustiques captent les sons produits par le mouvement des fluides dans l'espace annulaire et calculent la profondeur de la source. Divers progrès ont été réalisés dans le mesurage de l'énergie acoustique afin de déterminer la source et l'ampleur du gisement : analyse spectrale du bruit, analyses géophoniques à l'aide d'une série de capteurs installés au fond du trou; et détection acoustique numérique par fibre optique. Formations géologiques présentant un ratio distinct de ^{13}C à ^{12}C (empreinte isotopique). Il est possible de déterminer la source en comparant le ratio d'un échantillon de gaz qui fuit à ceux des échantillons prélevés dans les formations productrices pendant le forage du puits ou des puits voisins. Une fois les puits forés ou tubés, on procède à leur diaggraphie de façon variable afin d'établir leur lithologie et les propriétés de la formation (p. ex., la composition du fluide et la porosité). Cela facilite la détermination de la source en révélant divers paramètres tels que les formations gazières, les roches couvertures et les zones où le ciment est de piètre qualité. Le manque de données uniformisées tout comme d'échantillons interprétés est un obstacle de taille à une détermination précise de la source. Il est recommandé de développer ce volet à l'aide des connaissances actuelles, mais également par des travaux de R et D visant à combler les lacunes (p. ex., sur les effets de la chaleur des puits thermiques sur le ratio isotopique). La création d'une base de données de haute qualité exhaustive d'empreintes isotopiques, à partir d'échantillons de tous les horizons de production des régions productrices d'hydrocarbures, serait extrêmement utile.

Stratégies de restauration : La réglementation qui cible le colmatage des fuites (p. ex., restauration ou intervention) se fonde sur des objectifs à cause de la variété de scénarios. Les technologies de restauration empêchent l'élaboration de règlements normatifs. La plupart des autorités législatives autorisent certaines fuites au cours de la vie d'un puits, mais exigent qu'elles soient parfaitement colmatées lors de l'abandon du puits. Le processus de restauration se déroule comme suit : (1) Déterminer la source de la fuite (comme mentionné précédemment); (2) aménager des chemins d'accès à la source/la fuite; (3) colmater la fuite; et (4) vérifier si le résultat est concluant. La méthode la plus courante est l'injection par compression où on perfore le tubage au niveau de la source de la fuite et on applique un produit de scellement, généralement du ciment Portland, qui est injecté dans les ouvertures de la fuite. Il existe toute une gamme de produits de scellement autres que le ciment (résines, alliages métalliques, produits de scellement activés par pression, etc.) qui offrent (ou prétendent offrir) des propriétés de scellement et une durabilité supérieures. Le taux de réussite de la méthode de cimentation par compression peut s'avérer faible (50 % dans certaines régions). Le coût de restauration de ciment injecté par compression peut varier de dizaines de milliers à des millions de dollars. Une mauvaise détermination de la source de la fuite et un contact déficient avec les chemins empruntés par la fuite sont deux des principales raisons d'échec des tentatives (toutes méthodes confondues), mais le ciment lui-même peut en être la cause (p. ex., la taille de ses particules empêchant son accès aux petites fissures).

Compte tenu du nombre de restaurations effectuées, nous disposons d'une grande quantité de données sur ce qui fonctionne ou ne fonctionne pas en fonction de différentes conditions; toutefois, ces données, notamment celles sur les échecs, ne sont pas suffisamment partagées entre les compagnies. Il est donc recommandé d'améliorer le partage des données sur les pratiques de restauration et leurs résultats. Ces données aideraient l'élaboration d'une *pratique recommandée par l'industrie* (PRI), laquelle appuierait la réglementation qui, par définition, manque de contenu technique. Une telle pratique doit comporter une description des différents produits et différentes méthodes de scellement disponibles ainsi que des outils décisionnels (p. ex., des organigrammes) orientant les choix en fonction des conditions du puits. Il faut mener une évaluation sur le terrain et en laboratoire des divers matériaux et diverses méthodes de restauration (notamment les nouvelles méthodes qui ont peu ou pas servi sur le terrain). Celle-ci doit s'appuyer sur des protocoles et des méthodes variés d'évaluation de l'efficacité de ces matériaux.

Abandons : Les puits stériles devenus non rentables sont scellés lors de leur abandon. On veut ainsi prévenir l'écoulement de fluides du puits dans les sols environnants. La technologie de base servant à obturer et à abandonner les puits a peu changé depuis les années 1970. Ses étapes de base sont les suivantes : (1) vérifier s'il y a des fuites par l'évent du tubage de surface (FETS) et des gaz migratoires (GM) et les corriger au besoin; (2) préparer l'abandon du puits foré; (3) obturer le puits (généralement en coulant 8 m de ciment sur un bouchon provisoire mécanique); et (4) couper et fermer le puits. Les puits abandonnés finissent par fuir à cause d'un scellement déficient de l'espace annulaire cimenté ou du tubage. Depuis 1910, année où on a commencé à surveiller l'étanchéité des puits en Alberta, 7 % des 25 000 puits qui se sont mis à fuir étaient abandonnés.

Les méthodes de prévention des fuites de l'espace annulaire, comme mentionné précédemment, s'appliquent tant aux puits producteurs qu'aux puits abandonnés. En ce qui concerne l'obturation des puits, la méthode la plus répandue, par cuiller de cimentation, a fait l'objet en Alberta d'une étude, à petite échelle, mais malgré tout édifiante. Ses résultats révèlent qu'elle peut s'avérer inefficace à cause de la très mauvaise qualité du ciment obturateur dans environ la moitié des puits. Outre la méthode par cuiller de cimentation, on compte d'autres technologies ayant atteint divers stades de développement et d'utilisation, mais qui offrent de meilleurs résultats. Compte tenu des plus conventionnelles, nous recommandons de remplacer la méthode par cuiller de cimentation par la méthode par bouchon équilibré où le ciment coulé entre deux garnitures devient plus résistant, sauf dans les puits à faible risque et lorsque les bouchons de ciment doivent être plus longs (environ 100 mètres). L'enlèvement d'une section du tubage et du ciment annulaire à la limite de la roche couverture facilitant la mise en place d'un produit de scellement semble être une pratique standard lors de l'abandon des puits. Les matériaux d'obturation à base de bentonite qu'a évalués l'industrie des déchets nucléaires méritent qu'on s'y attarde. Des technologies plus récentes font appel au scellement thermique (fusion du tubage, du ciment et du roc pour sceller la roche couverture), à des obturateurs fondus (métaux et sels à fusion basse) et à la dilatation du tubage. Comme nous l'avons mentionné dans une autre section, l'un des principaux défis de la mise en œuvre de nouvelles technologies d'abandon est le manque de connaissances ou de confiance de l'industrie et des organismes de réglementation vis-à-vis leur rendement attribuable à trop peu d'essais indépendants. Nous recommandons donc l'élaboration de normes et de méthodes d'essai afin d'évaluer ces technologies (dans la mesure du possible) ainsi que le soutien et la conduite de travaux de R et D indépendants sur le terrain, dont les résultats seront rendus publics.

Connaissances industrielles, pratiques exemplaires et réglementation : La réglementation gouvernementale prescrit les exigences minimales concernant les puits d'hydrocarbures en sol canadien. Bon nombre d'entreprises d'exploration et de production d'hydrocarbures qui excèdent la réglementation en se conformant aux pratiques exemplaires subissent moins de fuites des puits forés. Les pratiques exemplaires (couramment appelées les pratiques recommandées par l'industrie canadienne des hydrocarbures en amont) étayaient la réglementation en vigueur. Les pratiques exemplaires pourraient et devraient être plus descriptives et couvrir plus de situations et de descriptions que la réglementation. Il est plus facile de mettre à jour les pratiques exemplaires que la réglementation. Elles évoluent avec l'implantation des nouvelles connaissances et technologies. En général, les travaux de R et D sont menés par les entreprises de services et spécialisées dans les technologies, et non par les entreprises d'exploration et de production, car la restauration des puits forés est pour elles une source de revenus. Le Canada étant un bassin parvenu à maturité, de nombreuses organisations se consacrent exclusivement ou partiellement aux fuites et à l'abandon des puits; c'est le cas de la Wellbore Integrity and Abandonment Society (WIA Society).

De nombreux obstacles freinent l'élaboration et l'utilisation de pratiques exemplaires pour réduire les fuites des puits forés. Il faut améliorer le partage des connaissances au sein de l'industrie, ce qui sous-tend des pratiques exemplaires pour mieux comprendre ce qui est efficace. Il faut mener des travaux de R et D sur des bases scientifiques rigoureuses afin de développer les connaissances industrielles et soutenir l'élaboration des pratiques exemplaires au lieu de préconiser l'approche essai et erreur traditionnelle. Cela permettra de cerner les mécanismes qui amélioreront concrètement l'intégrité des puits de forage. Une telle approche démontrera aux utilisateurs, aux organismes de réglementation et au public leur efficacité à réduire les fuites des puits forés. Il faut articuler la réglementation concernant les puits forés sur des données scientifiques rigoureuses acquises sur l'intégrité des puits de forage.

Voici d'autres recommandations générales qui ne figurent pas dans les chapitres précédents : (1) Assurer la cohérence de la réglementation entre les provinces; (2) mieux faire connaître les possibilités de financement auprès du milieu de R et D sur les hydrocarbures (p. ex., crédits d'impôt, subventions et octrois) dans le but d'accélérer les travaux de R et D sur l'intégrité des puits forés; (3) sensibiliser davantage l'industrie aux économies de coûts de *bien faire les choses d'entrée de jeu*; (4) former de nouveaux techniciens à l'encontre de l'ordre habituel qui amorceront leur carrière en travaillant à la restauration et à l'abandon des puits; ils apprendront ainsi les coûts liés aux fuites afin de concevoir et construire des puits de meilleure qualité; (5) promouvoir les campagnes d'abandons multipuits; et (6) promouvoir la planification à long terme de l'abandon des puits avec un financement adéquat.

Table des matières

1. Introduction	1
1.1 Préparation de la feuille de route technologique pour améliorer l'intégrité des puits de forage	5
2. Pourquoi et comment les puits fuient-ils? Introduction	7
3. Ampleur et impacts des fuites de puits de forage	11
3.1 Contexte	11
3.2 Pratiques courantes, réglementation et état des connaissances	13
3.3 Lacunes en matière de connaissances et recommandations	21
4. Forage et complétion	26
4.1 Pratiques et réglementations actuelles concernant l'exploitation des puits	26
4.2 Problèmes rencontrés dans les pratiques actuelles de construction des puits de forage	29
4.3 Améliorer les pratiques et les technologies d'exploitation	33
4.4 Lacunes en matière de connaissances et recommandations	36
5. Localisation de la source	39
5.1 Pratiques en vigueur et réglementation	39
5.2 Problèmes des pratiques d'exploitation actuelles	42
5.3 Améliorer les pratiques et les technologies d'exploitation	44
5.4 Lacunes en matière de connaissances et recommandations	45
6. Stratégies de restauration	47
6.1 Pratiques et réglementation actuelles concernant l'exploitation des puits	47
6.2 Problèmes des pratiques d'exploitation actuelles	48
6.3 Améliorer les pratiques et les technologies d'exploitation	49
6.4 Lacunes en matière de connaissances et recommandations	52
7. Abandon	57
7.1 Pratiques en vigueur et réglementation	57
7.2 Problèmes des pratiques d'exploitation actuelles	59
7.3 Améliorer les pratiques et les technologies d'exploitation	60
7.4 Lacunes en matière de connaissances et recommandations	63

8. Améliorer les connaissances industrielles, les pratiques exemplaires et la réglementation pour réduire les fuites des puits de forage	67
8.1 Environnement des fuites de puits de forage	67
8.2 Rapport entre les connaissances industrielles, les pratiques exemplaires et la réglementation.	70
8.3 Connaissances industrielles.	71
8.4 Pratiques exemplaires	73
8.5 Réglementation	74
8.6 Autres recommandations pour réduire les fuites de puits de forage.	76
9. Références	80

Liste des figures

Figure 1.1	Scénarios sur la demande d'énergie primaire, de référence et sur un prix élevé du carbone (Office national de l'énergie, 2017a).	2
Figure 2.1	Schéma de tubage de puits type.	8
Figure 2.2	Fissures par lesquelles peuvent se produire les fuites dans l'espace annulaire d'un puits d'hydrocarbures (d'après Viswanathan et al., 2008).	10
Figure 3.1	Puits de gaz naturel avec FETS et GM au 2 juin 2016 (AER, 2016a).	15
Figure 3.2	Émissions annuelles des FETS/GM du gaz naturel (10^6 m^3) au 2 juin 2016 avec émissions de 2016 extrapolées à partir du taux quotidien d'émissions connu à ce jour (AER, 2016a).	16
Figure 3.3	Taux quotidien moyen d'émissions de FETS/GM de puits sérieux de gaz naturel (m^3/jour) au 2 juin 2016 (AER, 2016a).	17
Figure 3.4	Taux quotidien moyen d'émissions de FETS/GM de puits non sérieux de gaz naturel (m^3/jour) au 2 juin 2016 (AER, 2016a).	17
Figure 3.5	Exemple type de conséquences sur la végétation sur les lieux d'un suintement naturel de gaz (Noomen et coll., 2012).	20
Figure 4.1	Schéma des composants de la cimentation	28
Figure 4.2	Déplacement incomplet de la boue de forage causant des passages pour le ciment et le fluide de forage (Watson et al., 2002).	32
Figure 4.3	Passages et poches de gaz dans le ciment durci à cause de la migration de gaz (Watson et al., 2002).	32
Figure 4.4	Défaillance de l'enveloppe de ciment et fissures causées par des mises en pression répétées (Watson et al., 2002).	33
Figure 5.1	Profils de la composition isotopique du carbone, dans les gaz alcalins normaux prélevés lors du forage d'un puits dans le centre-ouest de la Saskatchewan (Szatkowski et coll., 2002)	41
Figure 6.1	Outils de mise en place d'alliages de scellement de puits et d'un alliage de bismuth-étain coulé sur l'extérieur d'une cartouche chauffante (Spencer et Lightbown, 2015).	51
Figure 7.1	Exemples de puits tubés abandonnés à faible risque (AER, 2016b).	59

Remerciements

La feuille de route technologique (FRT) pour améliorer l'intégrité des puits forés est un projet commun regroupant plusieurs participants (voir ci-dessous), dirigé par Andrew Wigston et Dave Ryan (CanmetÉNERGIE - Ottawa, Ressources naturelles Canada) ainsi que Jay Williams, John Slofstra, Leah Davies, Chris Fuglerud, Blair Rogers, Mark Soper, Rose McPherson et Mike Mastalerz (Wellbore Integrity and Abandonment Society, auparavant la Canadian Society for Gas Migration). Ensemble, ils ont défini la portée du projet; géré la collecte des rapports thématiques; organisé l'atelier ouvert où ont été présentés les rapports thématiques; recruté les responsables en vue du processus d'examen technique et l'ont géré; présenté la FRT dans le cadre d'ateliers et réunions; et géré la préparation du présent rapport sommaire.

Nous tenons à remercier Ressources naturelles Canada pour son soutien financier à ce projet par l'entremise du programme écoÉNERGIE Innovation et du Programme d'innovation énergétique.

Nous tenons également à remercier les auteurs des rapports thématiques dont les noms apparaissent ci-dessous, dont les grandes connaissances et la vaste expérience ont permis de rédiger des documents concis et instructifs, qui mettent en lumière les obstacles à l'intégrité des puits forés et proposent des solutions pour y remédier. La qualité de l'information et des recommandations contenues dans leurs rapports traduit le temps considérable qu'ils ont consacré à la recherche, à la rédaction, à la présentation et à la révision. Des remerciements tout particuliers à Kirk Osadetz pour sa patience et son aménité à répondre aux innombrables questions sur les impacts et l'ampleur des fuites de puits forés.

<i>Improving our Understanding of the Magnitude and Impacts of Wellbore Leakage</i>	Kirk Osadetz (Carbon Management Canada) et Dr Casey Hubert (University de Calgary)
<i>Improving Well Construction Materials and Procedures to Reduce Wellbore Leakage</i>	Christian Hamuli et Theresa Watson (T.L. Watson and Associates Inc.), Dean Casorso et David Ewen (Fire Creek Resources Ltd.)
<i>Improving Wellbore Leakage Source Identification to Increase Remedial Intervention Success</i>	Rose McPherson et Paul Pavlakos (Weatherford Canada)
<i>Intervention Strategies to Increase Wellbore Leakage Remediation Success Rates</i>	Jonathan Heseltine et Todd A. Zahacy (C-FER Technologies)
<i>Improving Abandonment Processes</i>	Robert Walsh et Dru Heagle (Geofirma Engineering Ltd.)
<i>Improving Industry Knowledge, Best Practices, and Regulations to Reduce Wellbore Leakage</i>	Jay Williams (Wellbore Integrity and Abandonment Society)

Merci à Robert Walsh, Geofirma Engineering Ltd., pour son aide à la production de ce rapport sommaire.

Merci également au Saskatchewan's Petroleum Technology Research Centre pour nous avoir permis d'utiliser le rapport suivant sur son projet sur la consommation de CO₂ : Construction and Abandonment Design for Life Cycle Wellbore Integrity, par Bisset Resources Consultants Ltd., préparé par D.S. Belczewski.

Merci aux participants à l'atelier ouvert de Calgary à qui on a présenté les rapports thématiques. Vos commentaires nous ont aidés à améliorer les rapports finaux.

Merci à Jeff Willick, Rick Peterson, Jamie Wills, Garry Gatrell, Bill Groves et Herb Kramer qui ont consacré de leur temps et leur expertise aux examens techniques des rapports thématiques de la FRT. Leurs commentaires ont également permis d'étoffer les rapports finaux.

Les autorisations de reproduire les figures dans le présent rapport ont été gracieusement accordées par l'Office national de l'énergie, l'Alberta Energy Regulator, le Saskatchewan Geological Survey, Elsevier et la Society of Petroleum Engineers.



Introduction

L'aventure canadienne de production de pétrole brut et de gaz naturel a commencé en 1859, dans le comté de Lambton, dans le sud-ouest de l'Ontario, lorsque James Miller Williams a entrepris le forage d'un puits à la recherche de pétrole brut après avoir remarqué la présence de ce dernier dans un puits de surface quelques années auparavant. Par la suite, on découvrit et on exploita le pétrole dans la presque totalité des provinces et territoires canadiens. De 1955 à 2017, 577 207 puits de pétrole brut et de gaz naturel, totalisant 720 000 km de long, ont été forés au Canada, et 71 % d'entre eux se trouvent en Alberta (Association canadienne des producteurs pétroliers, 2017).

De nos jours, nos ressources d'hydrocarbures conventionnelles et non conventionnelles combinées font du Canada une superpuissance énergétique des hydrocarbures. L'Analyse statistique de l'énergie mondiale de 2017, produite par British Petroleum, révèle que le Canada possède 10 % des réserves mondiales de brut, ce qui le place au troisième rang, et 1,2 % des réserves prouvées de gaz naturel, qui le place au quinzième rang mondial; en outre, le Canada était, en 2017, le quatrième plus important producteur de brut et cinquième producteur de gaz naturel au monde.

Au Canada, l'industrie des hydrocarbures est une importante force économique à l'œuvre dans 12 des 13 provinces et territoires; en 2015, elle a versé 19 milliards de dollars dans les coffres de l'État; en 2017, elle procurait 533 000 emplois à la grandeur du pays (Association canadienne des producteurs pétroliers, 2018) pour 6,5 % du PIB (Statistique Canada, 2018).

Les hydrocarbures continueront à jouer un rôle important pendant la transition mondiale vers des sources d'énergie plus faibles en carbone. L'aperçu de la consommation énergétique mondiale de British Petroleum, publié en 2018, prévoit que la demande d'énergie mondiale augmentera environ du tiers d'ici 2040 pour atteindre 544 284 pétajoules. La consommation de gaz naturel devrait augmenter et répondre à environ 25 % de cette consommation; celle du pétrole augmentera plus lentement pour plafonner en 2040, bien qu'elle répondra encore à environ 25 % de nos besoins. Au Canada, le scénario de référence des projections en matière d'approvisionnement et de demande d'énergie établies par l'Office national de l'énergie en 2017 prévoit une demande de 14 170 pétajoules d'ici 2040, soit une augmentation de 6,4 % par rapport à 2016⁶ (Office national de l'énergie, 2017 a; **Figure 1.1**). Quant aux approvisionnements, on prévoit que la production canadienne de brut augmentera d'ici 2040 de 59 % par rapport à 2016, pour atteindre 6,3 millions de barils par jour (mb/j). De ce nombre, 4,5 mb/j seront extraits des sables bitumineux, et 2,9 mb/j de production in situ. La production de gaz naturel devrait également augmenter par rapport à 2016, passant de 431 millions à 480 millions de mètres cubes par jour en raison de la hausse du prix de l'essence.

⁶ Le scénario de référence se fonde sur les perspectives économiques actuelles, une prévision modérée des prix de l'énergie et des politiques en matière de climat et d'énergie déjà annoncées au moment de l'analyse.

Selon le scénario de référence de l'Office national de l'énergie, quelque 112 000 nouveaux puits seront forés, entre 2018 et 2040, pour répondre à la demande de production de pétrole, dans des réservoirs étanches et de schiste (Office national de l'énergie, 2017b, annexe A.2.2); et quelque 29 500 puits pour répondre à la demande de production de gaz naturel (Office national de l'énergie, 2017c, annexe B2.1). Il n'y a aucune estimation sur la production concernant la production des sables bitumineux.

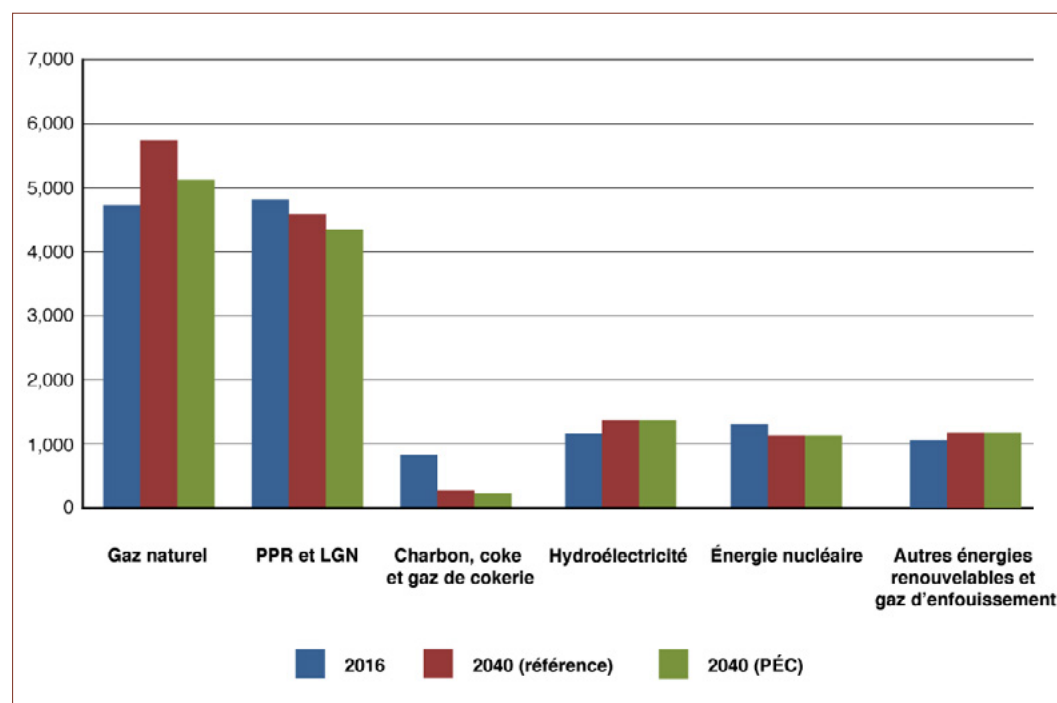


Figure 1.1 Scénarios sur la demande d'énergie primaire, de référence et sur un prix élevé du carbone (Office national de l'énergie, 2017a).

Les techniques de forage et de construction des puits ont considérablement évolué depuis 1859, mais les objectifs demeurent les mêmes : empêcher les puits de s'écrouler et contrôler le débit des fluides. Un faible pourcentage des vieux puits fuient à cause de matériaux défectueux ainsi que de pratiques et réglementations moins rigoureuses. Toutefois, même de nos jours un faible pourcentage des nouveaux puits de forage présentent des fuites que nous pourrions définir comme une migration non voulue des fluides le long du puits et dans celui-ci vers la subsurface et dans l'atmosphère. Le gaz naturel, constitué en majeure partie de méthane, est le principal fluide susceptible de fuir parce qu'il est volatil et remonte vers la surface; l'eau saline et le pétrole sont d'autres fluides qui peuvent fuir des puits. Le forage et la construction des puits demeurent des tâches complexes, d'autant plus que de nos jours, on exploite des réservoirs plus creux, on creuse des puits horizontaux de plusieurs kilomètres et on expose les puits à des chaleurs et à des pressions extrêmes à cause des procédés de stimulation thermique des hydrocarbures.

Les efforts concertés des organismes de réglementation et de l'industrie ont permis, au milieu des années 1980, de corriger certains problèmes d'intégrité des puits

(Watson et Bachu, 2009). Cependant, pour maintes raisons, une attention toute particulière a été accordée aux puits fuyants ces dernières années, ce qui traduit l'importance de poursuivre les efforts d'amélioration de l'intégrité des puits de forage. Le méthane et un puissant gaz à effet de serre (GES) et les gouvernements fédéral et provinciaux ainsi que l'industrie se sont engagés à réduire ses émissions en amont du secteur des hydrocarbures⁷. Le rapport sur les *Impacts environnementaux de l'extraction du gaz de schiste au Canada* de 2014, du comité d'experts du Conseil des académies canadiennes, soulève également une inquiétude quant au potentiel de contamination des eaux souterraines par les fuites des puits de forage. Certains facteurs économiques prépondérants justifient également l'amélioration de l'intégrité des puits de forage. Les coûts de restauration⁸ et les pertes de production privent l'industrie de 150 000 \$ en moyenne par puits dans certaines circonstances, mais la facture peut être extrêmement plus salée; par exemple, la réparation d'un puits de Colombie-Britannique a déjà coûté 8 millions de dollars (Dusseault et coll., 2014). Les coûts de restauration sont particulièrement élevés lorsque ceux-ci sont engagés par les provinces pour des puits abandonnés (CBC News, 2018). Les puits qui fuient et les vieux puits abandonnés peuvent freiner l'exploitation des réservoirs de pétrole lourd ou de bitume ou encore en faire grimper le coût. De tels puits risquent de ne pas résister aux tensions thermiques imposées par le procédé d'extraction à la vapeur du pétrole lourd et du bitume, et risquent de laisser fuir le pétrole en surface, ce qui nécessitera des travaux supplémentaires ou des activités de restauration coûteuses (Munro, 2014a). On découvre également des puits qui fuient dans de nouvelles banlieues qui étaient autrefois des terres agricoles. Dans de tels cas, les coûts de restauration peuvent être élevés, et les activités nécessaires particulièrement incommodes pour les propriétaires de maisons. C'est le cas près de Calmar, tout juste à l'extérieur d'Edmonton, où il a fallu acheter et démolir une maison pour accéder à un puits et en déplacer plusieurs autres (Munro, 2014b).

L'industrie des hydrocarbures en amont ainsi que les gouvernements fédéral et provinciaux du Canada reconnaissent la nécessité de minimiser les répercussions environnementales de l'exploitation du pétrole brut et du gaz naturel tout en préservant la compétitivité du pays sur la scène internationale. L'amélioration de l'intégrité des puits de forage par la construction de puits moins susceptibles de fuir, dans un premier temps, et l'amélioration des travaux et la réduction des coûts de restauration et d'abandon des puits, dans un deuxième temps, nous aideront à relever ces défis.

L'industrie, les milieux universitaires et les organismes de réglementation qui travaillent parfois séparément, parfois ensemble, continuent de développer les matériaux et les procédés de construction ainsi que notre compréhension des impacts et de l'ampleur des fuites des puits de forage. Au Canada, certaines associations s'occupent en tout ou

⁷ Par exemple, le récent rapport du comité consultatif de l'Alberta sur les changements climatiques et la stratégie provinciale (Leach et coll., 2015); le gouvernement fédéral a proposé une stratégie de réduction de 40 % à 45 % des émissions de méthane du secteur des hydrocarbures par rapport aux niveaux de 2012 (Environnement et Changement climatique Canada, 2017); et le consortium des producteurs d'hydrocarbures de la Oil and Gas Climate Initiative (oilandgasclimateinitiative.com).

⁸ Sauf indication contraire, la restauration consiste à colmater les fuites et non à nettoyer les sols et nappes d'eau contaminés.

en partie des puits de forage qui fuient. C'est le cas, par exemple, de la Wellbore Integrity and Abandonment Society (WIAS, anciennement la Canadian Society for Gas Migration); du Western Regulators Forum, qui regroupe les organismes de réglementation de la Colombie-Britannique, de l'Alberta et de la Saskatchewan; du Comité sur le forage et la complétion (DACC) de Enform et de l'Association canadienne de normalisation (CSA).

Dans le but de soutenir et d'orienter les efforts consacrés à l'amélioration de l'intégrité des puits de forage, le ministère des Ressources naturelles du gouvernement fédéral (RNCAN) prépare conjointement avec WIAS une *Feuille de route technologique pour améliorer l'intégrité des puits de forage*. Cette FRT a pour cible le méthane parce qu'il s'agit du principal fluide à s'échapper des puits et parce que l'objectif est de réduire les émissions de GES; cependant, l'amélioration de l'intégrité des puits permettra de réduire les fuites de tous les types de fluides. Bien que la production de pétrole brut et de gaz naturel relève principalement des provinces et des territoires, la collaboration avec ces partenaires à la résolution des fuites de puits de forage cadre dans le mandat de RNCAN de *renforcer le développement et l'utilisation responsables des ressources naturelles du Canada et la compétitivité des produits tirés des ressources naturelles du pays*. WIAS est un partenaire idéal. La mission de cette société est d'être le chef de file dans la conception, le maintien et la durabilité de l'intégrité des puits de forage. Cette société préconise une approche coopérative, regroupant des organismes de réglementation, des milieux universitaires, des entreprises d'exploration et de production d'hydrocarbures, des compagnies de services et de technologies (S et T) ainsi que des consultants spécialistes dans l'abandon des puits.

Les feuilles de route technologique constituent des exercices de planification menés par l'industrie et les gouvernements afin que les intervenants, une fois regroupés, puissent définir les obstacles à l'évolution souhaitée et proposer des voies pour les aplanir. RNCAN a produit plus d'une FRT⁹. Cette FRT avait pour but de cerner les problèmes au niveau des matériaux et des procédés qui nuisent à l'intégrité des puits de forage; de déterminer lesquels il est possible de résoudre à l'aide de pratiques exemplaires; et de suggérer des travaux de R et D pour les problèmes restants. Cette FRT couvre la durée de vie complète du puits : depuis sa conception et sa construction jusqu'à son abandon en passant par la détermination des fuites et leur restauration. Étant donné qu'il y a beaucoup d'exploitations qui ne subissent pas ce genre de problème, cette FRT cherchait également à savoir comment le secteur pouvait recueillir, partager et promouvoir les pratiques exemplaires.

En dernier lieu, la FRT s'est penchée sur l'ampleur et les répercussions des fuites de puits de forage, tant pour l'environnement que les humains, en tentant de cerner les lacunes en matière de connaissances et les façons de les combler. Alors que l'industrie doit continuer à chercher le moyen de construire des puits plus étanches, nous pouvons à juste titre nous poser la question suivante : faut-il procéder à la restauration de tous les puits qui présentent de faibles fuites? N'ignorant pas que les fonds consacrés à améliorer la performance environnementale ne sont pas toujours porteurs de bénéfices économiques, que les entreprises canadiennes d'exploration et de production

⁹ Pour obtenir une liste complète, visitez le site suivant : <https://www.rncan.gc.ca/energie/bureaux-labos/canmet/5766>

d'hydrocarbures tentent d'attirer les investissements dans un contexte mondial, et que les fonds consacrés aux puits abandonnés coûtent cher en deniers publics, il est impératif de favoriser des pratiques qui auront les répercussions environnementales favorables les plus rentables.

La question de l'intégrité des puits de forage est vaste et diversifiée; elle regroupe nombre de disciplines techniques et scientifiques. La FRT visant à colmater les fuites des puits de forage ne se voulait pas un document exhaustif, mais plutôt une évaluation de haut niveau des problèmes avec des solutions possibles à ces derniers. Elle a pour but d'alimenter et de faciliter des discussions plus en profondeur sur les solutions et d'orienter les travaux de R et D sur les solutions qui auront les répercussions environnementales et économiques les plus probantes. Le texte qui suit résume le processus de la FRT.

Le chapitre 2 survole la façon dont on fore les puits et comment les fuites y apparaissent. Le chapitre 3 traite de l'ampleur et des impacts des fuites des puits de forage. Les chapitres 4 à 7 abordent la construction des puits de forage, le repérage des fuites et leur restauration ainsi que l'abandon des puits. Le dernier chapitre discute de la collecte, du partage et de la promotion des pratiques exemplaires.

Bien que cette FRT cible avant tout les puits d'hydrocarbures, les résultats et les recommandations qu'elle propose peuvent servir à d'autres industries; par exemple pour le stockage de CO₂, l'élimination des déchets nucléaires et d'autres déchets ainsi que l'énergie géothermique. Inversement, quelques-unes de ces pratiques exemplaires de certaines de ces industries pourraient améliorer l'intégrité des puits de forage du secteur des hydrocarbures. Certains auteurs, étant au fait de ce qui s'accomplit dans d'autres domaines, en font mention dans leurs rapports. Le partage des renseignements et des pratiques au sein de ce secteur et avec d'autres industries tributaires de puits permettra d'améliorer l'intégrité des puits, peu importe le domaine.

1.1 Préparation de la feuille de route technologique pour améliorer l'intégrité des puits de forage

Nous avons scindé la vaste question des fuites de puits de forage en six thèmes plus restreints afin de préparer plus facilement la FRT :

- Quels sont la fréquence, l'ampleur et les impacts des fuites de puits de forage?
- Comment peut-on mieux construire des puits qui préviennent ou minimisent les fuites?
- Comment détecter les fuites plus facilement?
- Comment améliorer le taux de réussite tout en réduisant le coût des restaurations?
- Comment améliorer les activités d'abandon afin de réduire la fréquence et l'ampleur des fuites?
- Comment améliorer la collecte, le partage et la mise en œuvre des pratiques exemplaires de l'industrie?

On a demandé la production de rapports pour chacun de ces thèmes. Les auteurs de ceux-ci œuvrent au sein de l'industrie et des milieux universitaires. Pour chaque rapport, un résumé des connaissances ainsi que des pratiques et de la réglementation actuelle a été présenté, suivi par une discussion sur les problèmes qui altèrent la performance des puits de forage. Chaque rapport se conclut avec des recommandations quant à la résolution de ces problèmes à l'aide des connaissances et des pratiques actuelles. Il explique également comment des travaux ciblés de R et D pourraient combler les lacunes en matière de connaissances et de technologies. Les rapports préliminaires ont été présentés dans le cadre d'un atelier ouvert organisé par la Wellbore Integrity and Abandonment Society à Calgary, en 2016, auquel ont pris part plus de 80 représentants de l'industrie, des organismes de réglementation et des milieux universitaires. Ces rapports préliminaires ont fait l'objet d'un examen rigoureux. Outre les commentaires recueillis au cours de l'atelier, chaque rapport a également fait l'objet d'un examen par un comité consultatif technique regroupant des spécialistes de chaque domaine. On a donné à forfait à des tiers l'examen final de chacun des rapports.

Il convient de souligner que l'intégrité des puits de forage n'est pas une science établie, d'où la nécessité d'une FRT. Bien que l'information sur l'intégrité des puits de forage ait déjà fait l'objet de nombreuses publications, et que des organisations telles que WIAS s'appliquent à recueillir et partager les renseignements sur ce qui fonctionne et ne fonctionne pas, certaines incertitudes et divergences d'opinions sur l'efficacité des matériaux et des pratiques persistent. Certaines réponses, si elles sont connues, ne sont pas partagées, car elles constituent des atouts concurrentiels commerciaux. Pour d'autres, aucune étude n'a encore été réalisée ou les résultats des études sont mis en doute, ces dernières n'ayant pas été confiées à des tiers indépendants.

Les auteurs des rapports thématiques ont opté pour une approche équilibrée sur laquelle ils insistent d'ailleurs, ou se sont limités à rapporter des données et des renseignements corroborés. Toutefois, ils ont rapporté certaines opinions divergentes étayées par des preuves plus clairessemées ou parfois même anecdotiques, mais qui leur semblaient raisonnables. En fait, ces opinions divergentes raisonnables mettent en lumière des incertitudes qui méritent une étude plus approfondie.

Par souci de présenter un document plus convivial, on a résumé les rapports thématiques qui sont regroupés dans le présent rapport sommaire de la *Feuille de route technologique pour réduire les fuites des puits de forage*.

Même si la question de l'intégrité des puits de forage a été scindée en cinq thèmes techniques et un thème consacré au partage d'information, ces thèmes se recoupent. Un certain chevauchement entre les rapports est donc inévitable. Chaque résumé puise ses renseignements dans son rapport correspondant; toutefois, une part de son contenu peut être tirée d'autres rapports, le cas échéant. Chacun de ces rapports est mis à la disponibilité du public sur le site Web de la FRT de RNcan¹⁰. Vous pouvez les consulter pour obtenir plus de détails.

¹⁰ Ajouter le lien au site lorsque les rapports y seront publiés.



Pourquoi et comment les puits fuient-ils?

Introduction

Ce chapitre aborde la façon dont on construit les puits et comment les fuites y apparaissent. Les chapitres 4 à 7 traitent de la question de façon beaucoup plus détaillée. Toutefois, ce survol aide à comprendre le contenu de ces chapitres tout comme le chapitre précédent (chapitre 3) sur l'ampleur et les impacts des fuites de puits de forage.

Lorsqu'on fore un puits jusqu'aux formations porteuses de fluides, on pratique une ouverture qui permet à ces fluides, notamment le gaz naturel qui est plus volatil que l'eau saline et le pétrole brut, de remonter et de se frayer un chemin dans les formations auparavant imperméables. Les puits d'hydrocarbures sont construits de manière à contrôler et à recueillir ces fuites tout en prévenant l'écoulement vertical entre les formations afin de protéger les aquifères d'eau douce et de prévenir les émissions atmosphériques de gaz. Pour une minorité de puits, les défaillances surviennent en cours de vie du puits, permettant aux fluides de s'échapper du tubage.

Pour bien comprendre les causes et la mécanique des fuites d'hydrocarbures des puits de forage, il est important de savoir comment ils sont construits. Pour construire un puits, on fore graduellement un trou dans lequel on installe un tubage et on coule du ciment. Le ciment est coulé dans l'espace annulaire; c'est-à-dire l'espace entre le tubage et la paroi du trou, ou entre le nouveau tubage et le tubage précédent s'il s'agit de tubages emboîtés. Les problèmes à l'origine des fuites peuvent survenir à l'une ou l'autre de ces phases. On détermine le nombre de tubages requis en fonction de la profondeur totale du puits, des pressions prévues dans la formation, de la stabilité de cette dernière (ou de sa compatibilité avec les fluides de forage) et du coût de l'opération. Comme le montre la **Figure 2.1**, un trou typique pour un puits profond est constitué de tubages de différents diamètres suivants : conducteur, de surface, intermédiaire et de production. Les puits moins profonds nécessitent un moins grand nombre de tubages.

Fondamentalement, pour s'écouler dans les aquifères ou fuir dans l'atmosphère, les fluides ont besoin d'un chemin ou d'une force d'impulsion. En général, la source est un réservoir d'hydrocarbures suffisamment étanche, tandis que la force d'impulsion vient de la volatilité du fluide et de la pression contenue dans le réservoir. Le gaz naturel est le plus susceptible de s'échapper parce qu'il est moins dense; il est donc plus volatil que le pétrole brut et l'eau saline. Il existe nombre de mécanismes et de chemins qui contribuent aux fuites des puits de forage, mais la défaillance des enveloppes de ciment de l'espace annulaire, ou des obturateurs de ciment dans le cas d'un puits abandonné, en est la principale cause. La défaillance de l'enveloppe de ciment qui sert à isoler une zone peut occasionner une pression ou un écoulement dans l'espace annulaire. Au Canada, on parle couramment d'écoulement par l'évent du tubage de surface pour les espaces annulaires dans le tubage de surface, ou de migration de gaz lorsque la fuite survient à l'extérieur de la colonne extérieure de tubage. Dans d'autres autorités législatives, on fait généralement référence à une pression de tubage soutenue ou à une accumulation de pression annulaire, peu importe le type d'espace annulaire. Dans le cas des FETS, le gaz naturel s'échappe directement du puits dans l'atmosphère par l'évent du tubage de surface. Dans l'Ouest canadien, l'évent du tubage de surface doit demeurer ouvert. Cela est contraire aux dispositions de pays comme les États-Unis où cet événement doit demeurer

fermé. Cependant, lorsque l'évent est fermé, la pression du gaz naturel augmente dans l'espace annulaire; elle peut parfois excéder la pression de l'aquifère peu profond qui se trouve à proximité dans lequel le gaz finit par s'introduire.

En ce qui concerne la migration du gaz, ce dernier, n'étant pas confiné à la colonne extérieure de tubage, se fraye un chemin vers le haut dans les fissures ou les brèches dans le ciment de scellement de l'espace annulaire entre la paroi du trou et la colonne extérieure de tubage jusqu'au roc, au sol et à l'eau souterraine environnants dans la subsurface de faible profondeur. Et de là, il s'échappe dans l'atmosphère.

Lorsqu'on détecte des FETS/GM, il est nécessaire de mener une recherche afin de remédier au problème en fonction des caractéristiques de la fuite tout en tenant compte de la santé, de la sécurité et de la nature de l'environnement. La restauration peut subvenir avant l'abandon définitif d'un puits.

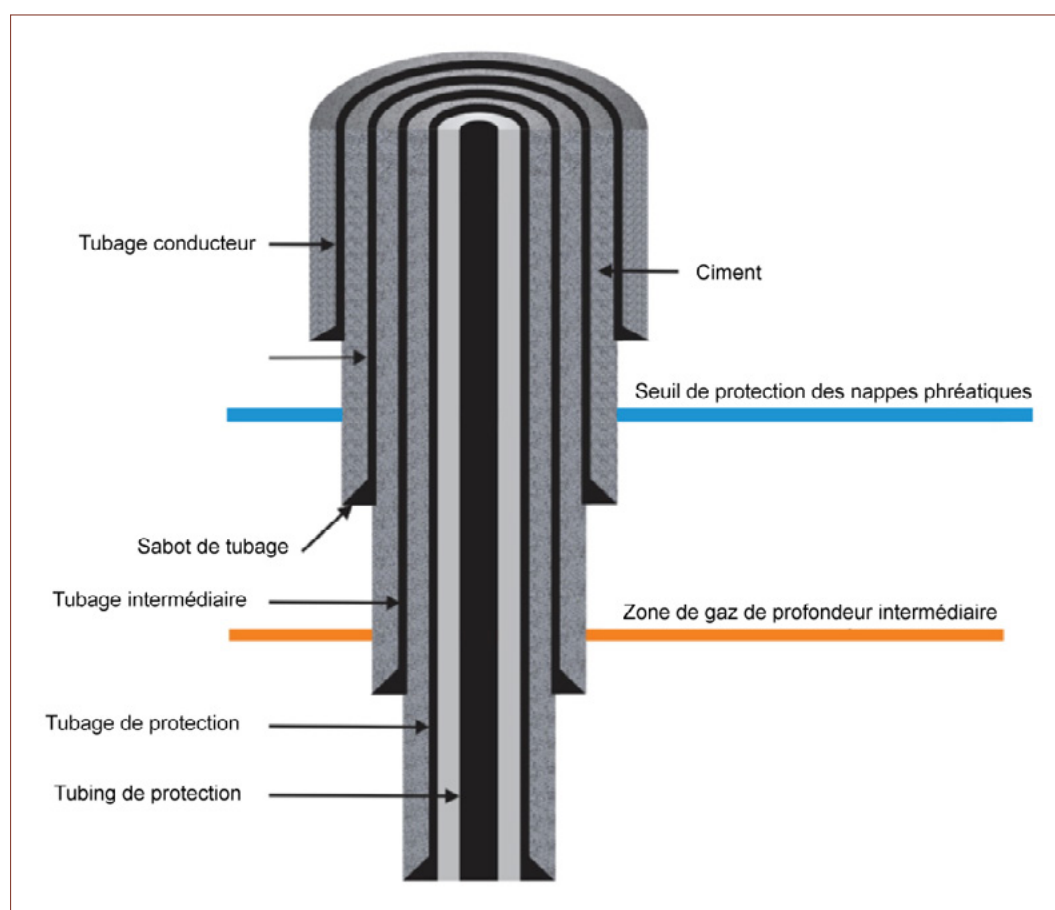


Figure 2.1 Schéma de tubage de puits type

L'intégrité du puits de forage peut être compromise par une construction déficiente ou par des tensions chimiques et mécaniques (pression et température) qui endommagent le puits au cours des phases d'exploitation et d'abandon (Carrol, 2016). Au cours des opérations de forage et de cimentation, diverses causes peuvent fragiliser l'enveloppe de ciment et l'intégrité du tubage : fuites au filetage des raccords de tube, pertes de

fluide/sommet du ciment trop bas, piètre qualité du ciment, accumulation de boue ou formation de veines de gaz dans le ciment, contraction du ciment, enlèvement mal effectué du gâteau de boue, dommage à la formation lors du forage ou ciment fracturé (Carrol, 2016). En général, il est possible de corriger ces défauts en améliorant les pratiques de forage et de cimentation durant la phase de construction.

Diverses circonstances peuvent également provoquer des fuites au cours de la vie du puits. Celles-ci sont souvent liées à des perturbations mécaniques ou à des variations de pression et de température pendant la production, l'injection, la stimulation ou le changement de fluide de forage. Ces circonstances peuvent provoquer la fissuration de l'enveloppe de ciment ou le décollement du ciment et la formation d'un microannulaire. Au cours de la phase d'exploitation (une fois la construction terminée), les défauts de construction peuvent occasionner des problèmes tels que des défauts du ciment causés par la dissolution, la formation de microannulaires, la dégradation chimique du ciment et la corrosion du tubage. Il est possible de prévenir de tels défauts en contrôlant les conditions (températures et pressions) auxquelles est soumis le puits de forage ainsi que les propriétés chimiques et mécaniques du ciment (p. ex., espace annulaire de Young et résistance à la rupture, au déchirement et d'adhésion) (Watson et coll., 2002). La **Figure 2.2** illustre les fissures par lesquelles peuvent se produire les fuites.

Une fuite de gaz naturel peut être causée par la profondeur du réservoir ciblé ou plus souvent par des formations de gaz naturel d'une profondeur faible ou intermédiaire qui ne sont pas commercialement intéressantes. Les gaz qui en émanent peuvent être d'origine biogénique ou thermogénique, ou une combinaison des deux (Dusseault et coll., 2014). Une analyse isotopique de fuites d'hydrocarbures du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien a révélé que les fuites proviennent généralement d'une source peu profonde ou intermédiaire, et non du réservoir ciblé (Rich et coll., 1995; Rowe et Muehlenbachs, 1999; Slater, 2010; Tilley et Muehlenbachs, 2011). Cela confirme les conclusions de Hammond (2016) qui affirme que le méthane dans les eaux souterraines provient de zones de gaz naturel improductives de faible profondeur.

Les zones productrices sont souvent scellées à l'aide de ciment de meilleure qualité dans un puits de forage (Watson et Bachu, 2009; Dusseault et Jackson, 2014). Le ciment adjacent aux réservoirs est généralement coulé par haute pression hydrostatique (avant durcissement). Sa pression est supérieure à la pression interstitielle dans le substrat rocheux avoisinant. Cela peut provoquer des fuites d'eau dans les formations voisines, d'où un coulis de ciment plus dense qui améliore le scellement (Dusseault et Jackson, 2014) et prévient l'intrusion de gaz pendant le durcissement (du moins, au début). Le contraire est aussi vrai pour les intervalles de profondeur intermédiaire et faible qu'il est possible de sceller avec du ciment de moindre qualité contenant des additifs de remplissage, dont les joints primaires ne sont pas toujours bons (Watson et Bachu, 2008; Dusseault et Jackson, 2014). Toutefois, cela ne touche pas les puits thermiques ni de nombreux puits non conventionnels (Zahacy, communication personnelle, 2018). Le gaz naturel qui se trouve dans les formations intermédiaires et peu profondes suinte dans l'espace annulaire qui entoure le tubage à cause d'un joint de ciment de piètre qualité entre la paroi du trou et le tubage. Une fois dans l'espace annulaire, il peut remonter par les fissures du joint de ciment et parfois franchir les formations perméables ou les petites fractures présentes dans les formations adjacentes au trou.

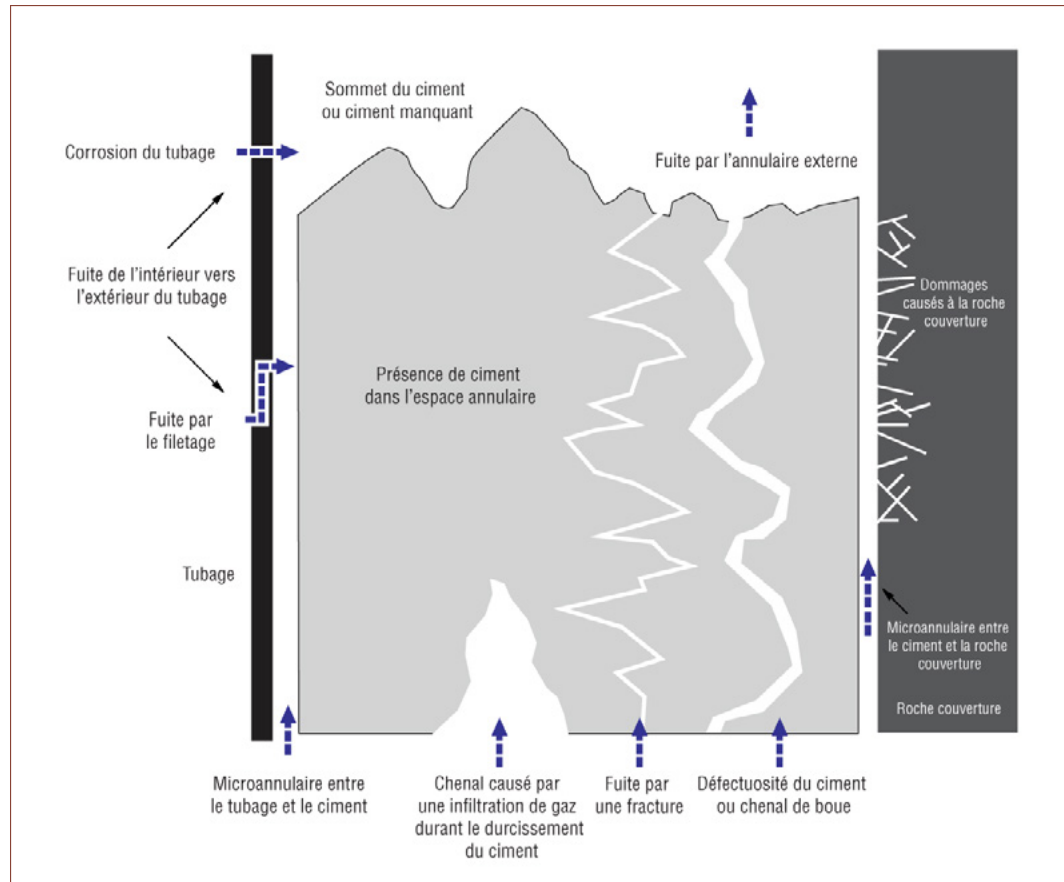


Figure 2.2 Fissures par lesquelles peuvent se produire les fuites dans l'espace annulaire d'un puits d'hydrocarbures (d'après Viswanathan et al., 2008)



Ampleur et impacts des fuites de puits de forage

L'objectif de l'exploitation des ressources, dont la production d'hydrocarbures, est de créer des conditions d'exploitation rentable tout en réduisant à un degré acceptable les impacts sur l'environnement, la santé humaine et la sécurité. Le secteur des hydrocarbures en amont comporte des sources d'impact potentiel. Le type d'impact dépend des propriétés de la source (par exemple, la nature et la quantité du polluant, et l'endroit où il s'échappe), des récepteurs (les humains, la végétation, l'atmosphère, etc.) et les voies qu'il emprunte pour s'y rendre (p. ex., l'atmosphère ou l'eau souterraine). Il est important, lorsqu'on élabore des normes sur les impacts et des stratégies d'atténuation de ces derniers, d'avoir une vue d'ensemble pour tenir compte des autres sources, au sein comme à l'extérieur d'un secteur industriel, qui produisent le même polluant dont les récepteurs et les voies qu'il emprunte sont semblables. Ce faisant, on s'assure de protéger la santé et la sécurité environnementales et humaines de la façon la plus rentable et la plus efficace possible.

Ce chapitre traite de l'ampleur et des impacts des fuites de puits de forage. Il s'agit d'un résumé du rapport *Improving our Understanding of the Magnitude and Impacts of Wellbore Leakage* préparé par Kirk Osadetz (Carbon Management Canada) et par le docteur Casey Hubert (Université de Calgary). Il s'intéresse au méthane parce qu'il s'agit de la principale substance à s'échapper des puits de forage, comme souligné au chapitre 1. Il y décrit brièvement le contexte des origines et des voies de migration du méthane, puis propose un résumé des connaissances actuelles sur l'ampleur et les impacts des fuites des puits de forage. Le chapitre se conclut avec des recommandations pour combler les lacunes en matière de connaissances.

3.1 Contexte

Le pétrole brut et le gaz naturel sont des composés hydrocarbonés, dont le plus simple est le méthane (CH_4). Les composés hydrocarboniques sont issus d'activités naturelles et anthropiques à la surface du sol et sous celle-ci, à tout un éventail de profondeurs et dans une variété de sources (p. ex., l'éruption des vaches, les suintements naturels d'hydrocarbures et les puits de forage qui fuient).

Les matières organiques et inorganiques s'accumulent sur une échelle géochronologique. Ces matières s'enfouissant progressivement sont exposées à des pressions et des températures de plus en plus élevées; certains processus tectoniques en surface jouent également un rôle. Pour donner naissance à du pétrole brut et à du gaz naturel, la matière organique précurseuse doit être exposée à une température et une pression appropriées pendant un certain temps. Il s'agit de la génération thermogénique (Hunt, 1979). Le pétrole brut et le gaz naturel sont plus volatils que l'eau, surtout l'eau saline, et migrent naturellement vers le haut par la roche poreuse, les fractures et par diffusion. Ils poursuivent leur chemin jusqu'à diverses particularités géologiques telles que les roches couvertures sous lesquelles ils s'accumulent en dépôts.

Autrement, ils poursuivent leur chemin vers la surface (Tissot et Welte, 1984). Les puits d'hydrocarbure qui fuient sont également des chemins migratoires pour le pétrole brut et plus couramment, le gaz naturel.

Les processus biogéniques peuvent produire du méthane près de la surface du sol, sous certaines conditions anaérobiques sous la surface de la nappe phréatique (p. ex., Cheung et Mayer, 2009) et parfois des hydrocarbures plus lourds. Près de la surface de la nappe phréatique et au-dessus de celle-ci dans la zone non saturée, le méthane peut être transformé en CO₂ par des bactéries méthanotrophes.

La composition moléculaire du gaz naturel et le rapport isotopique de ses composants carboniques révèlent leur processus de création et, par le fait même, la profondeur à laquelle il s'est créé.

Il y a deux types de production de méthane biosynthétique. Il est principalement produit par dégradation microbienne de matières organiques dans les accumulations de sources naturelles et anthropiques. Dans une moindre mesure, il est produit par altération microbienne anaérobie de pétrole brut thermogénique (Hones et coll., 2008; Milkov, 2011). Le gaz biogène secondaire est principalement constitué de méthane (Milkov, 2011), mais il peut contenir de l'éthane et des composés hydrocarboniques plus lourds. (p. ex., Huang, 2015; Osadetz et coll., 1994). C'est de cette façon que sont créés le pétrole brut et le gaz naturel abondants en Alberta, en majeure partie dans les sables bitumineux de l'Athabasca (Huang, 2015; Ibatullin, 2009).

Dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, le méthane est un polluant ubiquiste des eaux souterraines. Le méthane apparaît également près de la surface; par exemple dans les marécages (p. ex., Conrad, 1996) et dans les sites d'enfouissement (p. ex., Themelis et Ulloa, 2007). Le méthane présent à la subsurface peu profonde peut s'échapper directement dans l'atmosphère, étant donné qu'aucune roche couverture ne le retient. Il peut également s'échapper par des fractures naturelles et des puits qui fuient de pétrole et d'eau. On possède des preuves indéniables que sur une échelle géochronologique, le gaz naturel a connu des migrations verticales jusque dans l'atmosphère dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (p. ex., Huang, 2015; Humez et coll., 2016a, b, c; Mayer et coll., 2015). D'autres voies de migration, latérales et verticales, peuvent apparaître dans la subsurface lorsque s'y accumulent le pétrole avec ses résidus biodégradés (Creany et coll., 1994).

À la surface de la terre, le méthane est issu de sources et de processus naturels tels que la faune, les termites, les feux incontrôlés et la dynamique des océans (Etiope et coll., 2008), et de sources et de processus anthropiques tels que l'élevage, la production et le raffinage du pétrole, le transport et nombre d'autres procédés industriels.

Au Canada, la contamination des eaux de surface est rarement attribuable aux fuites de puits de forage d'hydrocarbures (p. ex., Szatkowski et coll., 2002, Tilley et Muehlenbachs, 2012). Compte tenu du large éventail de sources de méthane susmentionnées (thermogénique, biogénique primaire et secondaire) et de la dynamique complexe des voies de migration, il peut s'avérer difficile de cerner une source et une voie de contamination. Bien que les caractéristiques de la composition d'un gaz puissent révéler

le potentiel de contamination d'un puits d'hydrocarbures qui fuit, il demeure souhaitable de démontrer de façon irréfutable la contamination à l'aide de traceurs chimiques et de modèles migratoires, d'autant plus qu'il est possible que le pompage d'eau de certains puits artésiens soit à l'origine de leur contamination par le méthane (Moore, 2012).

En Alberta, on a mené d'importantes études de caractérisation de la composition et des caractéristiques isotopiques des FETS et des GM (Rowe et Muehlenbachs, 1999; Muehlenbach, 2010). Cependant, la plupart des détails de ces travaux ne sont pas encore publics. Les FETS et les GM ont une variété de compositions et d'origines. Près des trois quarts des FETS s'infiltrent dans l'espace annulaire du puits depuis les successions géologiques au-dessus de la zone productrice. Le quart restant de ces FETS provient de la zone productrice même. Ce rapport d'occurrence d'intervalle de source est similaire dans les puits verticaux et horizontaux (Muehlenbachs, 2012). Bien que nous disposions de moins de données sur les sites de gaz migratoires (Rowe et Muehlenbachs, 1999; Bachu, 2017), il semble que ces deux fuites prennent surtout naissance dans les successions géologiques au-dessus de la zone productrice.

Cependant, il peut être difficile d'attribuer des intervalles de source pour des échantillons de gaz prélevés dans échantillons de sol et d'eau souterraine (et non directement dans les puits d'hydrocarbures ou à côté de ces derniers), surtout lorsqu'ils ne proviennent pas de l'intervalle producteur comme c'est généralement le cas (Muehlenbachs, 2012). Tilley et Muehlenbachs ont démontré en 2012 (voir la figure 2) qu'on retrouve un large éventail de compositions de gaz et d'isotopes dans les eaux souterraines non contaminées. La section suivante aborde plus en détail ces enjeux et les incertitudes concernant les voies migratoires.

3.2 Pratiques courantes, réglementation et état des connaissances

3.2.1 Exigences en matière d'essai

Partout au Canada, il faut mieux contrôler et surveiller la présence de FETS et de GM dans les puits forés. Le Nouveau-Brunswick et la Colombie-Britannique exigent un compte rendu annuel de tous les puits où ces fuites ont été décelées.

L'Alberta Energy Regulator (AER) réglemente l'industrie pétrolière, dont la construction, les essais, la restauration et l'abandon des puits forés de la province. Elle exige de vérifier la présence de FETS dans les 90 jours suivant la construction de tout nouveau puits, et avant son abandon (AER, 2003). Les vérifications de la présence de gaz migratoire sont obligatoires dans les régions où une telle fuite est courante et où les impacts sur la végétation, les eaux souterraines ou la sécurité sont indéniables. Par la suite, les essais, surveillances et opérations de restauration éventuelles dépendront des résultats de l'essai initial. L'essai d'un échantillon de tubage de surface est un essai à bulle rigoureux. Lorsque l'essai à bulle est positif, on vérifie le débit et la pression, généralement à l'aide d'un compteur volumétrique et d'un enregistreur de pression numérique. Les émissions sont calculées en mètres cubes par jour ou en fractions

de ceux-ci. Elles sont ensuite extrapolées pour l'obtention de taux quotidiens et de volumes annuels d'émissions. La surveillance et l'estimation des taux d'émissions des gaz migratoires sont plus difficiles à faire que pour les FETS parce que le gaz se disperse dans le sol. On utilise des capteurs de gaz dans le sol ou des instruments similaires pour détecter la présence de gaz naturel. Les résultats sont présentés en parties par million ou en pourcentage de la limite inférieure d'explosivité du méthane dans un échantillon.

Les événements de tubage de surface sont regroupés sous trois catégories : sérieux, considéré comme non sérieux et non sérieux. De nombreux critères permettent de considérer une fuite comme sérieuse, dont un débit à l'évent supérieur à 300 m³ par jour; la présence de pétrole brut, d'eau saline ou de H₂S dans l'évent; lorsque la pression accumulée stabilisée dépasse de 9,8 kPa/m la profondeur calculée du tubage de surface; ou lorsque le gaz s'échappe de l'évent du tubage de surface à cause d'une rupture du tubage ou de la tête du puits. Les puits qui ne sont pas cimentés au-dessus de la zone de protection des eaux de surface sont considérés comme non sérieux s'il n'y a aucun puits d'eau à moins d'un kilomètre plus creux que le tubage de surface; autrement, on estime qu'ils sont sérieux. Il faut procéder immédiatement à la restauration des puits sérieux pour qu'ils soient jugés à tout le moins non sérieux. Les puits non sérieux font l'objet d'un contrôle annuel durant cinq ans ou jusqu'à ce que cesse la fuite. Les puits non sérieux qui deviennent sérieux doivent être immédiatement signalés et réparés. Il faut procéder à la restauration des puits qui demeurent non sérieux au terme des cinq années de surveillance au moment de leur abandon. Les puits qui fuient sont systématiquement signalés à l'AER, avec leur taux de fuite. Les puits avec gaz migratoire sont considérés comme sérieux si le débit pose un danger sur le chantier.

3.2.2 Nombre de puits qui fuient et émissions

L'Alberta a commencé à surveiller les puits avec FETS et GM dès 1910 (Watson et Bachu, 2007). Depuis, quelque 25 000 puits présentant l'une ou l'autre fuite ont été signalés au fil des années. Cela représente environ 5 % des presque 440 000 puits forés en Alberta. De tous les puits qui fuient, 89 % signalent du gaz qui s'écoule par l'évent du tubage de surface (5,8 % de la totalité des puits); 10 %, des gaz migratoires (0,66 % de la totalité des puits) et 1 %, l'une et l'autre fuite (0,6 % de la totalité des puits). Par type de puits, les puits les plus susceptibles de fuir sont les puits inactifs. De ces derniers, 10,3 % ont des problèmes de fuite. Viennent ensuite les puits abandonnés à 7,0 % (Boyer, 2016). En date d'avril 2018, on comptait quelque 72 400 puits inactifs et 184 000 puits abandonnés en Alberta (AER, 2018). En 2016, 10 326 puits fuyaient (**Figure 3.1**). Les puits non sérieux représentent 96,7 % (9 989 puits) de ce nombre (AER, 2016a).

La **Figure 3.2** montre un graphique tiré des données de l'AER sur les émissions annuelles de gaz naturel des puits sérieux et non sérieux, de 2000 à 2016 (extrapolation de données jusqu'au 2 juin 2016). La **Figure 3.3** et la **Figure 3.4** montrent respectivement les taux d'émissions quotidiens moyens de gaz naturel des puits sérieux et non sérieux, pour FETS et MG. Watson et Bachu (2007) se sont intéressés aux données sur les FETS et les MG qui sont antérieures à 2000.

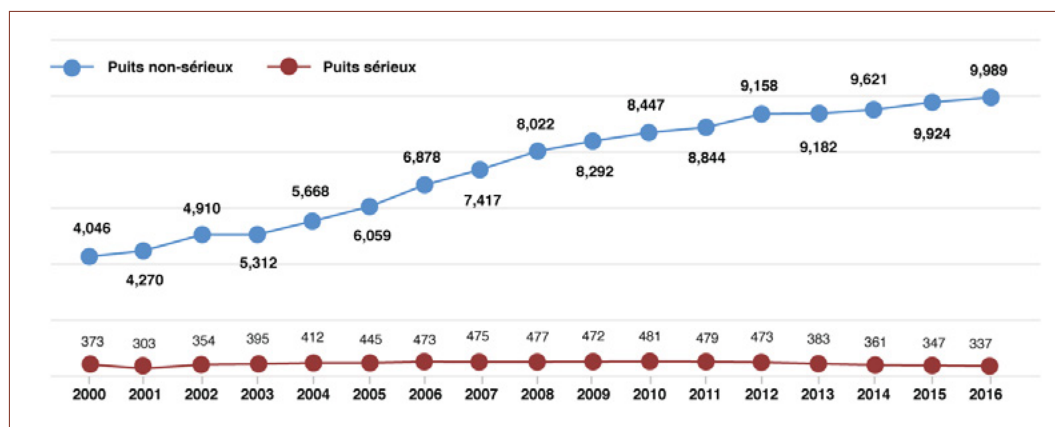


Figure 3.1 Puits de gaz naturel avec FETS et GM au 2 juin 2016 (AER, 2016a).

La composition des FETS et des MG n'a pas été rendue publique, mais d'après des sources non publiées (Muehlenbachs, 2010), l'AER estime que la teneur en méthane dans les FETS est de 95 % à 99 %. Des puits non sérieux, 31 % déclarent un débit de gaz trop faible pour être mesuré. On leur attribue donc la valeur par défaut de 1 m³ par jour. Ces incertitudes et restrictions soulèvent une légère incertitude dans le calcul des taux d'émissions annuels et quotidiens de méthane. La question est abordée plus avant à la section sur les lacunes en matière de connaissances. Cependant, étant donné que les gaz migratoires sont de loin moins fréquents que les FETS, on peut raisonnablement associer les émissions de gaz aux émissions de méthane. Alors que le taux d'émissions quotidien moyen de 2016 des puits non sérieux était de ~13 m³/jour, le taux médian est bien moindre, comme le montre le graphique de Dusseault et coll. sur la distribution des taux de fuite des puits non sérieux en Alberta, (2014; figure 2.4) et celui de Nowamooz et coll. pour l'Alberta et la C.-B. (2015, figure 7), de 2008 à 2013. Comme le soulignent Dusseault et coll. (2014), le taux moyen des FETS en C.-B. est de 9,6 m³/jour, alors que le taux médian estimé par la BC Oil and Gas Commission n'est que de 0,5 m³/jour. En comparaison : une vache émet entre 0,25 et 0,50 m³/jour de méthane (Johnson et Johnson, 1995); un appareil pneumatique type qui fonctionne dans un champ pétrolifère dans des conditions d'exploitation, près de Fort St. John dans le nord-est de la C.-B. émet ~0,2 m³/hds de gaz combustible (The Prasino Group, 2013), ce qui, en méthane, équivaut à 4,8 m³/jour.

Les efforts concertés des organismes de réglementation et de l'industrie ont permis, au milieu des années 1980, de réduire les problèmes d'intégrité des puits (Watson et Bachu, 2009). Comme le montre la **Figure 3.2**, le total des émissions issues des fuites de puits de forage a baissé, depuis 2008, à 84,4 x 10⁶ m³ de méthane (~1,56 Mt d'éq CO₂) en 2016, soit une réduction de 19 % depuis le sommet de 2008. Cela est attribuable à une réduction des émissions de puits sérieux. La **Figure 3.1** et la **Figure 3.3** montrent respectivement que le nombre et le taux d'émissions quotidien moyen de puits sérieux baisse depuis 2008.

Quant aux puits non sérieux, leurs émissions annuelles totales augmentent légèrement année après année (**Figure 3.2**). Et cela malgré une réduction de leur taux quotidien moyen d'émissions de gaz (**Figure 3.4**). Cette augmentation des émissions annuelles

totales est attribuable à l'augmentation du nombre de puits et à une baisse des abandons (**Figure 3.1**). La baisse du taux quotidien moyen des émissions est partiellement attribuable à des pratiques de construction améliorées des puits, particulièrement pour la cimentation du tubage de surface (Boyer, 2016).

Environnement et Changement climatique Canada (ECCC) calcule les émissions des FETS et des GM à l'aide d'une méthode d'estimation (ECCC, 2017c). Pour 2015, on estime à 7,2 Mt d'éq CO₂ les émissions issues des fuites des puits de forage pour l'ensemble du Canada, et à 5,0 Mt d'éq CO₂ pour l'Alberta¹¹ (A. Osman, communication personnelle, 24 juillet 2018)¹². Il y a vraisemblablement une importante différence entre la valeur établie par l'Alberta de 1,56 Mt d'éq CO₂ et l'estimation de 5,0 Mt d'éq CO₂ établie par ECCC. ECCC souligne que sa méthode présente un certain degré d'incertitude et qu'il travaille à une nouvelle méthode qui tiendra compte de nouvelles données produites par AER (ECCC, 2017b). Le rapport sur l'ampleur et les impacts explique plus en détail cet écart.

En guise de comparaison, 7,2 Mt d'éq CO₂ représente 4,3 % des émissions totales de GES du secteur des hydrocarbures en amont, qui sont de 167 Mt d'éq CO₂ (ECCC, 2017c). Les émissions des fuites de puits de forage représentent 13 % des émissions fugitives totales du secteur des hydrocarbures, à la fois en amont, en aval et incluant la production des sables bitumineux (ECCC, 2017c).

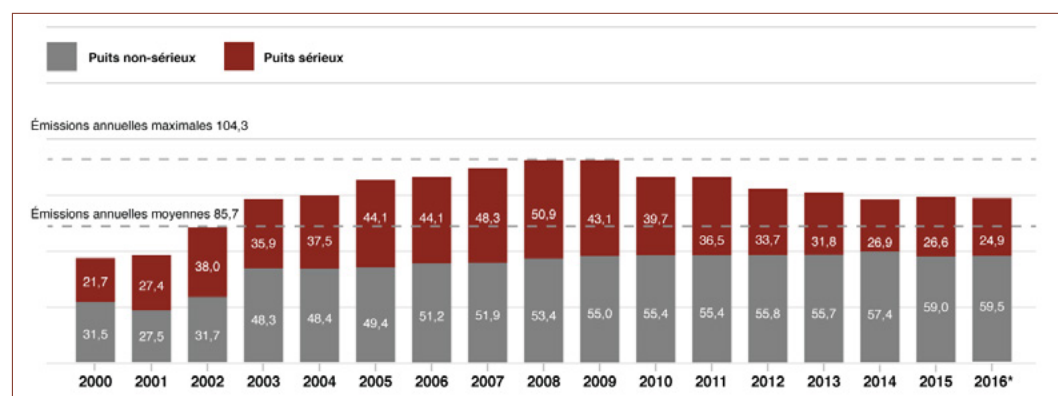


Figure 3.2 Émissions annuelles des FETS/GM du gaz naturel (10⁶ m³) au 2 juin 2016 avec émissions de 2016 extrapolées à partir du taux quotidien d'émissions connu à ce jour (AER, 2016a).

¹¹ Les résultats du Rapport d'inventaire national de 2016 d'ECCC n'étaient pas disponibles au moment de la rédaction, mais ECCC a fourni ses chiffres sur les émissions des fuites de puits de forage (A. Osman, communication personnelle, 24 juillet 2018) qui sont semblables : Les émissions de l'Alberta étaient de 4,8 Mt d'éq CO₂ tandis que celles de l'ensemble du Canada s'élevaient à 7,1 Mt d'éq CO₂.

¹² Les émissions de GES font l'objet d'un compte rendu au Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat suivant le *cadre uniformisé de présentation des rapports*. Les FETS et les GM des puits de pétrole brut (tous types confondus) et de gaz naturel sont enregistrés sous *Energy category > Fugitive Emissions from Fuels sub-category > Oil and Natural Gas > Natural Gas > Other – Accidents and Equipment Failures*. Le code du cadre uniformisé de présentation des rapports est 1.B.2.b.6.1. (voir le tableau A3-13 du Rapport d'inventaire national 1990-2015, partie 2, de 2017 d'ECCC). Toutefois, ECCC calcule les émissions propres aux FETS et GM, mais ne les fournit pas séparément dans ses rapports d'inventaire national. Ils sont regroupés avec d'autres sources d'émissions fugitives sous la catégorie *Gaz naturel* (1.B.2.b), notamment pour la production, le traitement, la transmission, le stockage et la distribution de gaz naturel (codes du cadre uniformisé de présentation des rapports 1.B.2.b.2 à 1.B.2.b.5; voir le tableau A3-13). Le tableau 3-9 du Rapport d'inventaire national, partie 1, de 2017 dresse une liste de ces émissions combinées (code 1.B.2.b.). Gaz naturel.

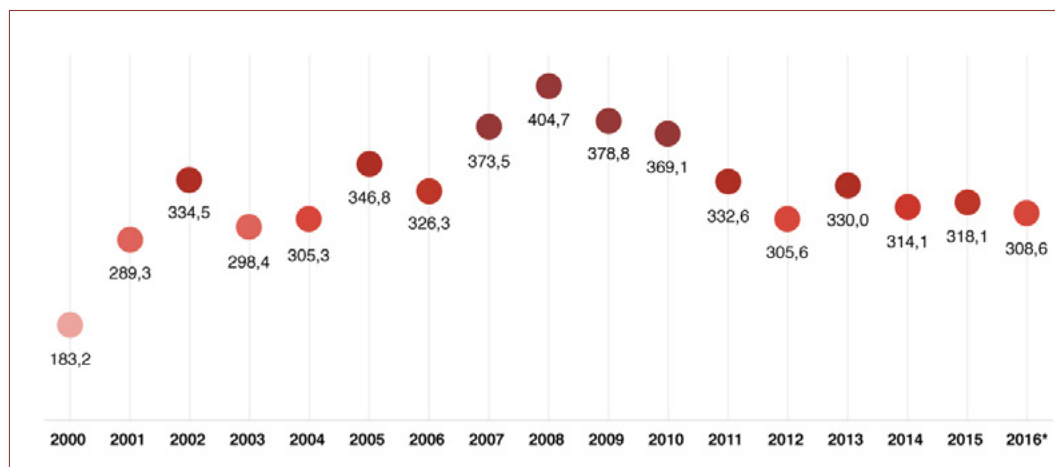


Figure 3.3 Taux quotidien moyen d'émissions de FETS/GM de puits sérieux de gaz naturel (m^3/jour) au 2 juin 2016 (AER, 2016a).

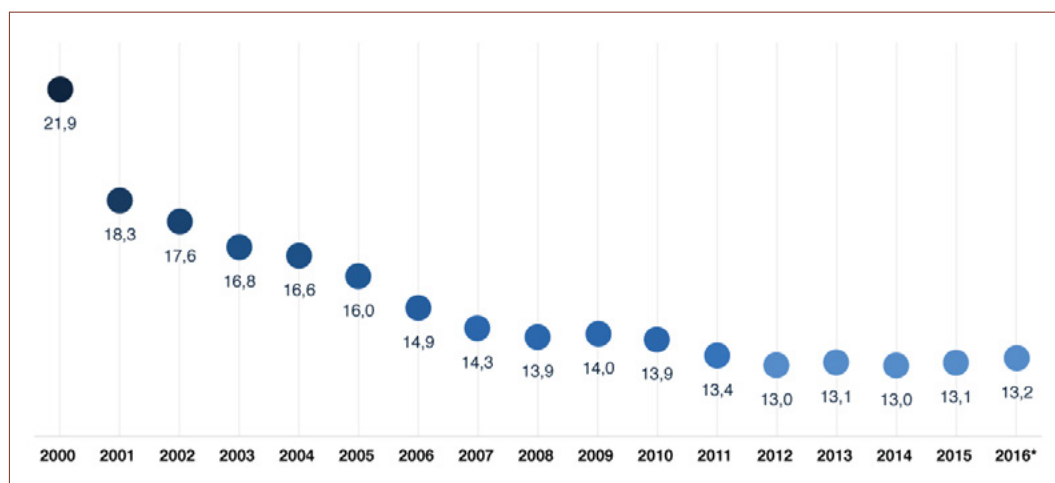


Figure 3.4 Taux quotidien moyen d'émissions de FETS/GM de puits non sérieux de gaz naturel (m^3/jour) au 2 juin 2016 (AER, 2016a).

3.2.3 Répercussions

Les répercussions du méthane sont agnostiques de la source, qu'elle soit naturelle ou anthropique. Cette section traite des répercussions du méthane sur l'environnement et la santé humaine et plus particulièrement si possible de celles des fuites des puits de forage.

Conditions climatiques : Le méthane est un puissant GES ayant un potentiel de réchauffement 28 fois supérieur au CO_2 sur une période de 100 ans (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, 2013). Les fuites des puits de forage, et plus particulièrement les FETS, produisent des émissions anthropiques de méthane et, comme le souligne le chapitre 1, les gouvernements fédéral et provinciaux se sont engagés à réduire les émissions de méthane du secteur pétrolier. La section consacrée aux recommandations aborde leur contribution relative aux autres sources de méthane.

Qualité et sûreté de l'air : Il n'existe aucun lien direct entre la santé des humains ou des animaux et une exposition dangereuse au méthane même (Jackson et coll., 2011). La réaction du méthane aux différents NO_x , notamment en milieu urbain, favorise la concentration d'ozone troposphérique qui est nocif (West et coll., 2006). En milieu urbain, cependant, les fuites de gaz naturel sont plutôt liées aux réseaux de distribution (Hamper, 2006; Jackson et coll., 2014). Le méthane est un gaz inflammable et potentiellement explosif (Harder et coll., 1965). Toutefois, un tel risque avec les fuites de puits de forage est minime, étant donné que la réglementation interdit les installations pétrolières à proximité des lieux habités.

Qualité de l'eau potable souterraine : L'étude réalisée en 2014 par le Conseil des académies canadiennes sur l'extraction des gaz de schiste estime que les fuites de puits de forage peuvent altérer la qualité des eaux souterraines et recommande la tenue d'une étude sur la question. Le méthane dans les eaux souterraines ne pose aucun danger pour la santé humaine. Le Canada pas plus que l'Organisation mondiale de la santé n'a de norme concernant le méthane dans l'eau potable (Santé Canada, 2017, Organisation mondiale de la santé, 2011), et la contamination des eaux souterraines par le méthane n'est pas un enjeu prioritaire pour l'International Association of Medical Geologists (Brunnel et coll., 2007; Centeno et coll., 2016). Par contre, l'oxydation microbienne du méthane produit du CO_2 qui peut modifier la composition chimique de l'eau, ce qui provoque une libération de métaux et d'autres substances qui altèrent la qualité et la potabilité de l'eau souterraine (p. ex., Kelly et coll., 1985). Ces effets peuvent être profonds et couvrir de grands territoires, comme l'a démontré l'explosion spectaculaire de gaz d'un puits non tubé d'hydrocarbures aux États-Unis (Kelly et coll., 1985). Toutefois, il convient de souligner que les pratiques de construction des puits au Canada préviennent un accident d'une telle ampleur.

Comme l'explique la section sur le contexte, le méthane est une substance ubiquiste de nombreux aquifères d'eau potable et de sols, notamment des bassins sédimentaires contenant des dépôts d'hydrocarbures et de charbon; par exemple le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Sa production et sa migration sur la subsurface peu profonde peuvent être naturelles ou anthropiques. Le schéma d'un séparateur de méthane pour les puits d'eau souterraine, produit par Agriculture Alberta, reconnaît implicitement la présence répandue de méthane dans les eaux potables souterraines (Alberta Agriculture and Forestry, 2017).

Comme l'expliquent Tilley et Muehlenbachs (2012) et Muehlenbachs (2012), les échantillons de gaz dans l'eau potable peuvent révéler un large éventail de compositions de gaz et de signatures isotopiques issues de multiples sources et processus, avant même l'exploitation des hydrocarbures, d'où la difficulté de cerner la source de ces gaz. Au vu de ces éléments, et pour les besoins de la présente feuille de route technologique, nous considérons la contamination d'une zone de protection des eaux souterraines comme étant le transport d'une substance dans un aquifère facilité par des activités humaines à l'origine de fuites dans un puits de forage. Le méthane est la substance la plus préoccupante parce qu'il migre le plus facilement et qu'il est le principal composant des FETS et des GM.

En fait, tout GM est lié à la contamination d'une zone de protection d'eaux souterraines. Toutefois, les effets des GM se limitent à la proximité immédiate du puits. Ils sont souvent associés aux limites de cultures ou à une perturbation de la végétation (Godwin et coll., 1990; Van Stempvoort et coll., 2005; Vidic et coll., 2013). Par contre, comme le mentionne le texte ci-dessous, on ne note que quelques rares cas de GM documentés ayant nui à une zone de protection d'eau souterraine.

En Alberta et en Saskatchewan, les rares études sur une contamination avérée des eaux souterraines résultant des fuites d'un puits de forage comprennent les études suivantes : Godwin et coll., (1990), Szatkowski et coll. (2002), Van Stempvoort et coll. (2005) et Tilley et Meuhlenbachs (2012). Certaines de ces études attribuent la présence de gaz thermogéniques dans les zones de protection des eaux souterraines aux fuites des puits de forage. Il est fort probable que les fuites de puits de forage soient responsables en tout ou en partie de la présence de gaz thermogéniques détectés lors de ces études; cependant, ces dernières n'ont pas considéré ou ont ignoré la possibilité que cette contamination soit en partie due aux puits d'eau même. Le pompage de la colonne d'eau d'un puits réduit la pression hydrostatique, ce qui peut permettre au méthane de pénétrer dans le puits depuis une source locale, comme c'est couramment le cas dans les zones de charbon du crétacé du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Aucune de ces études n'a utilisé d'outils comme les relevés de traceurs géochimiques tels que ceux utilisés par Darrah et coll. (2014) ni de modèles de migration physique (p. ex., Praagman et Rambags, 2008). Dans l'avenir, il serait utile de mener des études plus exhaustives des cas de contamination potentiels.

On attribue actuellement et couramment la présence des hydrocarbures les plus lourds aux systèmes de production de pétrole thermogénique exclusivement (p. ex., Brandt et coll., 2014). Ces hydrocarbures servent à désigner les puits de forage et les installations pétrolifères comme sources de fuites et d'émissions de méthane. Toutefois, les composés d'hydrocarbures les plus lourds se retrouvent couramment dans les gaz « biogéniques » d'autres sources (Zhang et Shuai, 2015), notamment les gaz biogéniques secondaires. On peut aussi envisager que ces hydrocarbures plus lourds soient de sources biogéniques, ou puissent être ubiquistes de gaz biogéniques secondaires en tant que produits dérivés de la biodégradation du pétrole brut (Huang, 2015; Osadetz et coll., 2018).

On a observé et documenté dans d'autres régions des GM issus de fractures peu profondes. Mais la fréquence des fractures augmente vers la surface du substrat rocheux et, exception faite des cas de contamination susmentionnés, les problèmes de GM répertoriés dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien semblent avoir des impacts localisés sur les terrains jouxtant le puits de forage.

Étant donné qu'en Alberta, à peine 0,66 % des puits présentent des problèmes de GM, la question est la suivante : les fuites de puits de forage causent-elles une contamination envahissante des zones de protection d'eau souterraine? Il est intéressant de souligner qu'en Alberta, les propriétaires de puits d'eau se disent hautement préoccupés par la présence possible de méthane dans leur puits, même si le méthane est le moindre de leurs soucis liés à la qualité de l'eau de leurs puits domestiques (Summers, 2010).

Compte tenu du nombre relativement restreint de cas documentés sur une contamination de l'aquifère, et du nombre important, malgré tout peu fréquent de GM dans les zones de protection des eaux souterraines, on considère que le risque d'une contamination des eaux souterraines par le GM demeure faible en raison du nombre combiné de cas de contamination des zones de protection des eaux souterraines et de GM parmi près de 530 000 puits d'hydrocarbures forés que compte l'Ouest canadien.

Végétation : La végétation peut révéler les répercussions de la migration du méthane dans les zones de protection des eaux souterraines et les zones d'aération des sols. Dans une zone d'aération, de fortes concentrations de méthane peuvent altérer la santé de la flore, comme le prouvent les zones de végétaux morts ou endommagés autour des puits avec des GM et des zones où les suintements se font naturellement (**Figure 3.5**). Les effets du suintement de méthane, d'origine naturelle ou anthropique, sont indistinguables (Noomen et coll., 2012). Les impacts sont rarement dus à une asphyxie par le méthane, mais plus souvent à un stress induit du CO₂ ou à une asphyxie provoquée par l'oxydation microbienne du méthane (Hoeks, 1972; Davis, 1977; Drew, 1991). On dénombre plusieurs tentatives pour établir une corrélation entre le flux des GM et les répercussions sur la santé des plantes (Smith et coll., 2005; Steven et coll., 2006). Toutefois, aucune recommandation quantitative associée au taux de GM n'a été formulée parce qu'il est compliqué de tirer une conclusion en raison du grand nombre de facteurs indépendants tels que la composition et les caractéristiques des sols, les conditions météorologiques, la flore microbienne et les espèces végétales (Smith et coll., 2005; Steven et coll., 2006). Les répercussions sur la végétation peuvent également émaner des changements à la qualité de l'eau souterraine à cause de réactions générées dans un aquifère contaminé par le méthane, comme nous l'avons déjà expliqué. Celles-ci se traduisent par des conséquences sur les cultures et la végétation à proximité des puits qui fuient, parfois par la mort de plantes (Godwin et coll., 1990; Van Stempvoort et coll., 2005; et Vidic et coll., 2013).



Figure 3.5 Exemple type de conséquences sur la végétation sur les lieux d'un suintement naturel de gaz, par Noomen et coll. (2012, figure 4). On remarque au centre de la zone de suintement l'absence ou la raréfaction de végétation. Le sol est entouré d'un halo de végétation verdoyante devant la végétation en arrière-plan. La zone touchée a un rayon d'environ 30 m. Sur la photo de gauche, une personne s'y tient debout pour en donner une idée de grandeur.

3.3 Lacunes en matière de connaissances et recommandations

3.3.1 Combien y a-t-il de puits qui fuient actuellement et dans quelle mesure?

Plusieurs raisons expliquent pourquoi la base de données de l'AER surestime ou sous-estime le nombre de puits qui fuient et leurs émissions. Lors de la restauration de puits sérieux, environ la moitié s'éteignent au terme des réparations, mais leur propriétaire ne mentionne pas immédiatement à l'AER la réduction du débit tant que le puits n'est pas jugé non sérieux (dans certains cas, il ne s'agit pas d'une fuite au fond du trou, mais d'une tête de puits défectueuse). Certains, voire de nombreux puits non sérieux s'éteignent au cours de la période quinquennale de surveillance ou après celle-ci; cependant, comme leur exploitant ne met pas la base de données à jour pour des motifs pécuniaires ou administratifs, l'organisme de réglementation considère que la fuite persiste. Certaines sources au sein de l'industrie soulignent qu'il pourrait y avoir jusqu'à 20 % des vieux puits non sérieux qui ne fuient plus grâce à une restauration. Par contre, certains puits qui ne fuyaient pas au moment du démantèlement de l'installation de forage, ou qui ont été forés avant l'entrée en vigueur de l'exigence sur les essais, peuvent fuir; la preuve étant que certaines fuites sont découvertes lorsqu'on abandonne le puits. Parmi les puits non sérieux, 31 % déclarent un taux gazier trop faible pour être mesuré; pour ceux-là, on utilise la valeur par défaut de 1 m³/jour même s'il est possible de calculer leur débit qui n'est que de ~0,1 m³/jour (AER, 2016a).

En outre, certains débits de FETS sont intermittents, variables et parfois régressifs jusqu'à disparaître au bout d'un certain temps (Watson, 2007); bien que cela puisse également dire que les émissions d'un puits peuvent être sous-estimées. Il est donc parfois impossible d'observer les FETS durant la période d'essai (Alberta Innovates – Technology Futures, 2015). Watson (2007) a découvert qu'elles apparaissent parfois ultérieurement. Dusseault et Jackson (2014) supposent qu'elles peuvent se développer dans du ciment jusque là étanche à cause de tensions imposées lors des essais d'intégrité du puits de forage. La migration de gaz se produit plus rarement que les FETS, mais il est de loin plus difficile de quantifier les fuites de GM. Cela justifie donc de jeter un deuxième coup d'œil à la base de données sur les émissions de méthane.

Recommandations pour combler le manque de connaissances : Pour mieux déterminer le nombre de puits d'hydrocarbures présentant des fuites, ainsi que l'ampleur de leurs émissions, les recommandations suivantes sont formulées :

Répertoire des puits non sérieux : Ce type de répertoire n'est pas exigé par toutes les autorités législatives comme le font la Colombie-Britannique et le Nouveau-Brunswick qui imposent une vérification annuelle de tous les puits. Mais ce faisant, l'Alberta et d'autres autorités législatives semblables pourraient résoudre nombre des lacunes susmentionnées en matière de connaissances et réduire leur nombre de puits qui fuient et les émissions qui sont comptabilisés (ou les augmenter). Une telle mesure aidera à concevoir un programme de restauration sélectif ciblant les plus gros puits actuellement inactifs qui fuient et qui ne devraient pas être mis en service, et facilitera le choix d'options de réduction rentables du méthane. En dernier lieu, de telles données sont nécessaires pour mieux comprendre la cause originale de la fuite (et savoir s'il s'agit

d'une défaillance du tubage qui est facile et peu coûteuse à réparer) afin de mettre au point des outils et une réglementation qui préviendront le problème sous-jacent.

Déterminer les variations temporelles des émissions des puits : On sait que les émissions de suintements naturels varient en fonction des conditions environnementales. De telles conditions peuvent également influencer sur les émissions des FETS et des GM. Il serait possible d'accroître l'exactitude des estimations sur les émissions et d'étoffer les exigences en matière de surveillance en enquêtant sur les FETS et les GM pendant une période suffisamment longue et sous les différentes conditions d'exploitation du puits. L'ajout d'un élément permettant d'appliquer et de comparer diverses méthodes de surveillance des GM aidera aussi à établir des estimations et pratiques de contrôle des émissions. Cela aiderait également à déterminer les répercussions que diverses propriétés environnementales en surface, par exemple les niveaux d'eau saisonniers et les hauteurs de gélivation, ont sur les émissions de GM, et contribuerait à la conception de meilleures pratiques de construction des puits.

Comparer les données améliorées aux données descendantes sur les émissions : Les données liées aux deux recommandations susmentionnées pourraient servir à comparer les études descendantes (c'est-à-dire les études sur la teneur totale des hydrocarbures dans l'atmosphère effectuées à l'aide d'aéronefs ou de drones) dont les concentrations de méthane décelées sont supérieures aux résultats des études ascendantes à cause du matériel utilisé et des inventaires (p. ex., Johnson et coll., 2017). Cela aidera à déterminer la source des anomalies et à élaborer des stratégies de réduction du méthane.

3.3.2 Quand la restauration d'un puits non sérieux avant son abandon constitue-t-elle un moyen rentable pour le secteur des hydrocarbures de réduire les émissions de méthane (GES) dans l'atmosphère?

LAER et d'autres organismes de réglementation exigent que les puits avec GM ou taux élevés de FETS fassent l'objet d'une restauration immédiate. On peut procéder à la restauration des puits non sérieux lors de leur abandon, bien que l'organisme de réglementation exige qu'ils soient réparés sans tarder. Les exploitants peuvent interrompre temporairement la production d'un puits parce qu'il n'est pas rentable et le mettre sur la liste des puits inactifs. Les puits inactifs sont les plus susceptibles de fuir (AER, 2016a). Il arrive que certains puits soient remis en service, mais la majorité d'entre eux ne redeviennent jamais rentables (Muehlenbachs, 2017). Le coût d'abandon d'un puits est la principale raison pour laquelle nombre de propriétaires reportent aux calendes grecques l'abandon de puits inactifs (Muehlenbachs, 2017); les coûts de restauration n'y sont pas étrangers non plus.

Une solution pour réduire les émissions de méthane est l'abandon plus rapide ou imposé des puits inactifs qui ne devraient plus être rentables et qui sont d'importants émetteurs dans leur genre. Toutefois, du point de vue de la rentabilité, il y a lieu de bien soupeser l'efficacité et les avantages coûts-bénéfices d'une stratégie d'abandon rapide si l'on tient compte que le coût moyen pour réparer un puits (y compris les pertes de production encourues) est estimé à 150 000 \$ (Dusseault et coll., 2014). Dans la région de Lloydminster, les coûts de restauration pour une entreprise s'élèvent à 600 000 \$ (Dusseault et coll., 2014). En outre, l'utilisation de bouchons d'aération sur les puits

abandonnés est une reconnaissance implicite que les puits abandonnés peuvent fuir, même ceux qui ont subi une restauration avant d'être abandonnés. Ainsi, il pourrait s'avérer plus rentable de simplement taxer les émissions de sources mineures et de consacrer ces fonds à réduire plus efficacement les émissions de méthane d'autres sources. Par exemple, le rapport *Perspectives énergétiques mondiales* (AIE, 2017) de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et l'étude du Pembina Institute/Environmental Defense Fund sur l'industrie pétrolière en amont au Canada (Environmental Defense Fund et Pembina Institute, 2015) dressent une liste des principales sources émettrices de méthane et des technologies d'assainissement. Ces deux études suggèrent qu'en Amérique du Nord, il serait possible d'éliminer de 20 % à 40 % des émissions de méthane produites par les hydrocarbures grâce à des technologies qui n'ont aucun prix net global, voire qui sont rentables (AIE, 2017). Même si l'élimination des émissions de méthane pouvait accroître les ventes de gaz et les revenus, la plupart des entreprises exploitantes estiment que les coûts totaux du temps d'arrêt requis pour remplacer l'équipement et les installations nécessaires à ces réductions constitueraient des coûts réels. Le rapport de l'AIE n'inclut pas dans ce groupe les émissions de méthane des fuites de puits de forage, et l'EDF/Pembina Institute a utilisé un modèle de détection et de réparation des fuites de puits du Texas pour greffer les problèmes d'intégrité des puits de forage à son étude.

Il convient donc de comparer les impacts, les coûts et les avantages d'une réduction des émissions de méthane en amont du secteur des hydrocarbures aux émissions de méthane d'autres sources anthropiques afin de déterminer s'il y a lieu de prioriser le bénéfice net d'une réduction des émissions en amont de l'industrie pétrolière. Les émissions totales de méthane en 2015 au Canada se chiffraient à 102 Mt d'éq CO₂, soit 14 % des émissions totales de GES (Environnement et Changement climatique Canada, 2017 b). Quelque 82 % (42,8 Mt d'éq CO₂) provenaient de sources fugitives de systèmes de production d'hydrocarbures (Environnement et Changement climatique Canada, 2017 b). Les émissions des fuites de puits de forage sont principalement constituées de méthane¹³; c'est pourquoi on peut affirmer que les 7,2 Mt d'éq CO₂ d'émissions de fuites de puits de forage calculées par ECCC représentaient environ 7 % des émissions totales de méthane au Canada en 2015. En 2015, les émissions de méthane de l'agriculture étaient de 29 Mt d'éq CO₂ (20 % des émissions totales), tandis que ceux des sites d'enfouissement se chiffraient à 22 Mt d'éq CO₂ (22 % des émissions totales) (Environnement et Changement climatique Canada, 2017 b).

Il est parfois plus rentable pour l'industrie des hydrocarbures en amont, et pour cette raison d'autres émetteurs anthropiques, de cibler des dépenses qui procurent la plus importante réduction d'émissions anthropiques de méthane au Canada lorsqu'il est question de coût.

¹³ Le CO₂ se retrouve couramment dans le gaz naturel et par le fait même dans les fuites de puits de forage. En 2015, selon ECCC, les émissions pancanadiennes des fuites de puits de forage étaient estimées à 0,056 2 Mt de CO₂, avec 0,286 2 Mt de méthane, soit un total de 7,212 4 Mt d'éq CO₂. D'après un potentiel de réchauffement planétaire de 25 utilisé par ECCC, le méthane totalise 7 156 Mt, soit 99 % de ces émissions. Il est donc raisonnable de comparer les émissions de méthane des fuites de puits de forage aux autres sources d'émissions de méthane.

Recommandations pour combler le manque de connaissances : Pour réduire de façon substantielle et rentable les GES associés aux émissions de méthane, nous proposons les solutions suivantes :

Constituer un groupe de travail pour une stratégie de réduction du méthane : Le groupe aurait la tâche d'examiner, *du point de vue des émissions de GES*, les coûts et avantages de restaurer les puits non sérieux inactifs avant leur abandon afin d'élaborer, le cas échéant, un processus décisionnel sur la pertinence d'une restauration au regard des GES. Les données tirées du répertoire proposé des puits, de la variabilité temporelle ainsi que des études descendantes-ascendantes faciliteraient le travail du groupe.

Cet exercice pourrait donner lieu à un tableau sur le coût pour la réduction d'un pied³ de méthane (ou en éq CO₂) pour une série d'options de réduction du méthane à la grandeur du secteur pétrolier. Ces connaissances pourraient rendre possible l'imposition d'une taxe sur les émissions de méthane au lieu de normes et de réglementations prescriptives strictes sur le contrôle, afin qu'on puisse consacrer les efforts et les fonds aux activités de réduction les plus efficaces.

Il conviendrait peut-être aussi de consacrer ces fonds à des réductions plus efficaces des émissions de méthane d'autres secteurs de l'industrie où les coûts-avantages pourraient être encore plus marqués. Cette approche est valable, étant donné que les impacts des GES du méthane sont agnostiques de la source et qu'elle doit être la plus rentable possible.

3.3.3 Compte tenu des autres sources naturelles et anthropiques, existe-t-il un taux de fuite acceptable dans les zones de protection du sol et de l'eau souterraine pour les puits non sérieux avec GM?

Le public a le droit d'exiger, tout comme la réglementation, que la qualité de l'eau qu'il consomme ne soit pas altérée par des fuites de puits de forage, et que les effets des fuites sur la végétation demeurent acceptables. Toutefois, sachant qu'il existe de multiples sources de méthane dans la subsurface de faible profondeur, et que le méthane peut migrer vers la subsurface par des voies naturelles en plus des puits qui fuient, nous estimons qu'il est justifié de tenir compte des incidences des GM à la lumière de ces observations afin de déterminer la possibilité d'un taux acceptable. Comme il a été mentionné, les effets du méthane sur la qualité des eaux souterraines et sur la végétation sont étroitement liés à sa concentration, au type de végétation et aux propriétés des aquifères. Malgré le nombre d'occurrences de GM en Alberta, peu de cas de contamination alléguée des eaux souterraines ont été recensés. Ce faible nombre de cas de contamination traduit des mesures efficaces de remédiation des GM. Il est possible que le taux de fuite d'une majorité de puits soit si faible que les incidences sont négligeables ou indistinguables de celles d'autres sources de méthane; cela peut aussi attester la capacité des aquifères à tolérer ou à « traiter » une certaine quantité de méthane.

Recommandations pour combler le manque de connaissances : Nous proposons, pour déterminer si le taux de fuite des GM est acceptable, d'implanter un programme de recherche sur le terrain qui répondra aux questions suivantes :

- ▀ Quelle est la teneur du méthane émanant de fuites de puits de forage dans les zones de protection d'eau souterraine (incluant la zone d'aération au-dessus de l'eau souterraine) par rapport à d'autres sources de fuite (autres que les puits de forage) (p. ex., le méthane biogénique primaire et secondaire et le méthane thermogénique dont la migration découle de processus naturels)? De telles études nécessiteront l'application de multiples méthodes d'enquête sur la distribution des GM et du méthane dans la subsurface, à l'aide notamment de traceurs chimiques (p. ex., Darrah et coll., 2014) et de modèles de migration physique (p. ex. Praagman et Rambags, 2008).
- ▀ Quel est l'impact du méthane sur la qualité et le biote des eaux souterraines dans les zones étudiées, et quel est son lien avec les propriétés des aquifères (p. ex., les minéraux, le gaz, la composition de l'eau), celles du sol (p. ex., sa composition, la communauté microbienne), le type de végétation, etc.?
- ▀ Le site Web d'Agriculture Alberta¹⁴ fournit des plans de séparateurs de gaz naturel pour les puits d'eau. Dans quelles circonstances les émissions de méthane viennent-elles de l'exploitation de puits d'eau potable et quelle est leur ampleur? Autrement dit : quelle est la contribution des puits d'eau aux émissions de méthane dans l'atmosphère?

Un tel programme doit tenir compte des impacts cumulatifs des fuites de puits de forage et des fuites potentielles des puits à venir. Grâce aux données glanées par un tel programme de recherche, il est vraisemblablement possible d'élaborer une stratégie de gestion des risques qui tient compte des propriétés propres à chaque site pour déterminer s'il existe des taux de FETS ou de GM acceptables, possiblement supérieurs au taux actuellement autorisé, qui garantissent l'acceptabilité des impacts des fuites des puits de forage. La mise en œuvre de ce processus pourrait lever l'obligation de restaurer certains puits avec GM et FETS qui doivent l'être actuellement. Cela aura nombre d'impacts bénéfiques : les associations de puits abandonnés seront en mesure d'abandonner plus de puits à moindre coût, d'où une baisse des manques de fonds. Il facilitera également l'abandon des puits inactifs non rentables (c'est-à-dire ceux qui ne seront jamais remis en service), le coût encouru par le propriétaire étant moindre et plus facile à gérer. Comme le souligne Lucija Muehlenbachs (2017), il est indéniable que le fardeau financier de l'abandon officiel d'un puits est la raison pour laquelle les producteurs albertains reportent la démarche le plus possible. En outre, les organismes de réglementation pourraient imposer une taxe sur le méthane émis par les GM et les FETS; les fonds recueillis serviraient à réduire les émissions de méthane de manière rentable dans d'autres secteurs. En dernier lieu, de telles connaissances permettraient aux organismes de réglementation d'établir un classement des puits afin que les travaux de restauration débutent par les puits les plus nuisibles.

¹⁴ (<https://open.alberta.ca/dataset/217842a8-0e36-4002-9331-06293f2c8ec5/resource/0523e4c4-d946-42ff-b848-6bfbbc0678a6/download/35386312006agri-factsmethanegaswellwater.pdf>).



Forage et complétion

Cette section traite des matériaux et des procédés entrant dans la construction des puits et résume le rapport complet de la FRT intitulée *Improving Well Construction Materials and Procedures to Reduce Wellbore Leakage* qui est une compilation de rapports de Fire Creek Resources Ltd. (Dean Casorso et David Ewen) et de Bisset Resources Consultants Ltd. (D.S. Belczewski)¹⁵. La construction de puits est critique, car les détails de celle-ci déterminent la qualité de l'isolement hydraulique du puits avec la couche géologique. En améliorant la construction des puits, on réduira la nécessité de travaux de restauration coûteux. Le procédé de construction des puits commence dès sa conception; vient ensuite l'achat d'équipement et de matériel, de même que la mobilisation, le forage et la complétion du puits et, en dernier lieu, les activités de fermeture avec vérification de la présence de FETS et GM.

4.1 Pratiques et réglementations actuelles concernant l'exploitation des puits

La conception d'un puits suppose une collaboration multidisciplinaire entre les ingénieurs de forage, les géologues et les ingénieurs responsables des gisements et de la production, et doit tenir compte de l'objectif du puits et de l'emplacement de la formation ciblée. Entre autres paramètres de conception figurent la taille du trou, la planification directionnelle au besoin, le tubage et les raccords, la composition du laitier de ciment, le fluide de forage, la centralisation, les taux de pompage des fluides et la mise en place d'un gratte-paroi. Tous ces paramètres de conception peuvent influencer sur l'isolement hydraulique de la zone. La modélisation numérique peut servir à la conception; cependant, bon nombre des paramètres d'entrée ne sont pas toujours disponibles ou exacts, mais il est possible d'en atténuer les effets grâce à une analyse de sensibilité. Au cours du forage, il faut avant tout retirer les déblais, prévenir le mélange de fluides de forage avec la formation, assurer la stabilité du trou et prévoir un taux de pénétration approprié.

Après le forage d'un étage du puits (en surface, intermédiaire ou producteur) à la profondeur de tubage voulu, il faut déplacer la boue de forage afin de faire remonter les fluides à la surface et enlever les déblais de forage avant de poser le tubage. Il convient d'éviter les longs délais de circulation pour ne pas menacer la stabilité du trou. Il est recommandé, surtout pour les puits déviés, d'augmenter le taux de pompage afin de produire un écoulement turbulent tout en prenant soin de ne pas provoquer de fracture. Une fois la circulation terminée, on raccorde les colonnes de tubage qui sont insérées dans le puits. Avant et pendant la pose du tubage, on révise le plan de centralisation en prenant soin de contrôler le couple de serrage des raccords, le niveau des fluides et

¹⁵ Le rapport intitulé *Construction and Abandonment Design for Life Cycle Wellbore Integrity*, tiré de The Bisset Resources Consultants Ltd., a été préparé dans le cadre du *CO₂ User Project* du Petroleum Technology Resource Centre (Regina, Saskatchewan) et a été aimablement fourni à RNCan pour la préparation de sa *Feuille de route technologique pour réduire les fuites des puits de forage*.

la vitesse de la manœuvre. Les raccords filetés doivent bloquer les pressions entre les fluides à l'intérieur et à l'extérieur. Une fois le tubage descendu à la profondeur voulue, le fluide de forage est retiré du trou à l'aide d'un fluide de séparation ou de récupération. La **Figure 4.1** montre les composants de la cimentation.

Les fluides de séparation servent à rincer les produits créés par le fluide de forage dans le trou qui nuisent à la prise du ciment. Les fluides de séparation présentent généralement une faible viscosité qui favorise l'écoulement turbulent. S'il est nécessaire d'utiliser un fluide de forage de haute densité pour contrôler le puits ou la stabilité du trou, il est possible de lester les fluides de séparation pour prévenir les changements brusques de pression au fond du trou. Il est généralement préférable d'employer des volumes plus élevés de fluide de séparation devant le laitier de ciment pour faciliter le retrait de la boue et du gâteau de boue qui est graduellement érodé par le fluide de séparation agité. Par contre, une exposition prolongée à un fluide de séparation moins visqueux et généralement moins inhibitif augmente le risque d'instabilité du trou qui risque de s'affaisser sur la colonne de tubage. Dans les secteurs où la stabilité du trou est compromise, il est préférable de réduire les volumes du fluide de séparation.

Après avoir fait circuler le fluide de séparation, on pompe le laitier de ciment dans le puits qui déplace et remplace le fluide. Dans les opérations conventionnelles de cimentation du tubage (contrairement à la cimentation de la colonne intérieure ou à la cimentation inversée), il est nécessaire, avant de pomper le ciment, d'insérer un bouchon de cimentation (ou bouchon de fond) dans le tubage. Le bouchon précède le ciment en nettoyant la paroi intérieure du tubage et en empêchant le ciment de se mélanger au fluide qui se trouve à l'intérieur du tubage. Le laitier de ciment descend dans le tubage jusqu'à ce que le bouchon atteigne l'anneau de retenue, près du fond du trou. On augmente alors la pression de pompage jusqu'à ce que le diaphragme à l'intérieur du bouchon se rompe et laisse s'écouler le ciment jusqu'au fond du trou, autour de la base du tubage et dans l'espace annulaire du puits. Une fois le volume prévu de ciment pompé (d'après l'estimation du volume de l'espace annulaire auquel on ajoute un surplus), un deuxième bouchon de cimentation (le bouchon supérieur) est enfoncé dans le tubage à l'aide du fluide de déplacement. On poursuit le pompage jusqu'à ce que le deuxième bouchon heurte le bouchon du fond. L'espace annulaire est alors rempli de ciment qui commence à sécher afin de créer un joint qui empêche l'écoulement de fluide entre les formations traversées par le puits. Le ciment protège également le tubage contre la corrosion et en accroît la stabilité mécanique.

Un mélange de ciment doit être expressément préparé pour la colonne du tubage en fonction de la profondeur, de la température, de la pression et de l'usage prévu de cette partie du trou. Le mélange de ciment du tubage de surface est généralement de conception de base. En règle générale, le ciment du tubage de surface ne requiert aucun additif ni fluide de séparation spéciaux, parce que le trou de surface est pratiqué à l'aide d'une boue de forage et que la géométrie du trou ne présente généralement que des intervalles verticaux. Cependant, il est important de prévenir la migration de gaz dans la colonne de ciment du tubage et dans l'espace annulaire du tubage et du trou de surface.

Si un essai de pression du tubage est requis une fois les deux bouchons en contact au fond du trou, il faut le faire avant que le ciment ait développé une bonne résistance au

gel afin de perturber le moins possible l'adhérence du ciment au tubage. Autrement, l'essai de pression peut avoir lieu lorsque le ciment a acquis une résistance suffisante à la compression. La section 25.9.3.2 de l'*Industry Recommended Practice #:25 Primary Cementing* du DACC (DACC, 2017) souligne qu'en règle générale, une résistance à la compression d'au moins 500 lb/po² (~3500 kPa) est requise avant d'insérer le sabot de tubage. La norme Z625-16 de la CSA, *Well Design for the Petroleum and Natural Gas Industry Systems* est encore plus stricte : La section 6.3.3 stipule que le sabot de tubage *ne doit pas* être perforé tant que le ciment n'a pas atteint une résistance à la compression (3500 kPa) qui permet de forer sans danger ou qu'on n'a pas attendu le temps requis par l'autorité compétente. Peu importe le délai, le ciment doit avoir atteint une résistance à la compression d'au moins 3 500 kPa au bout de 48 heures, à la température de formation. (CSA, 2016)

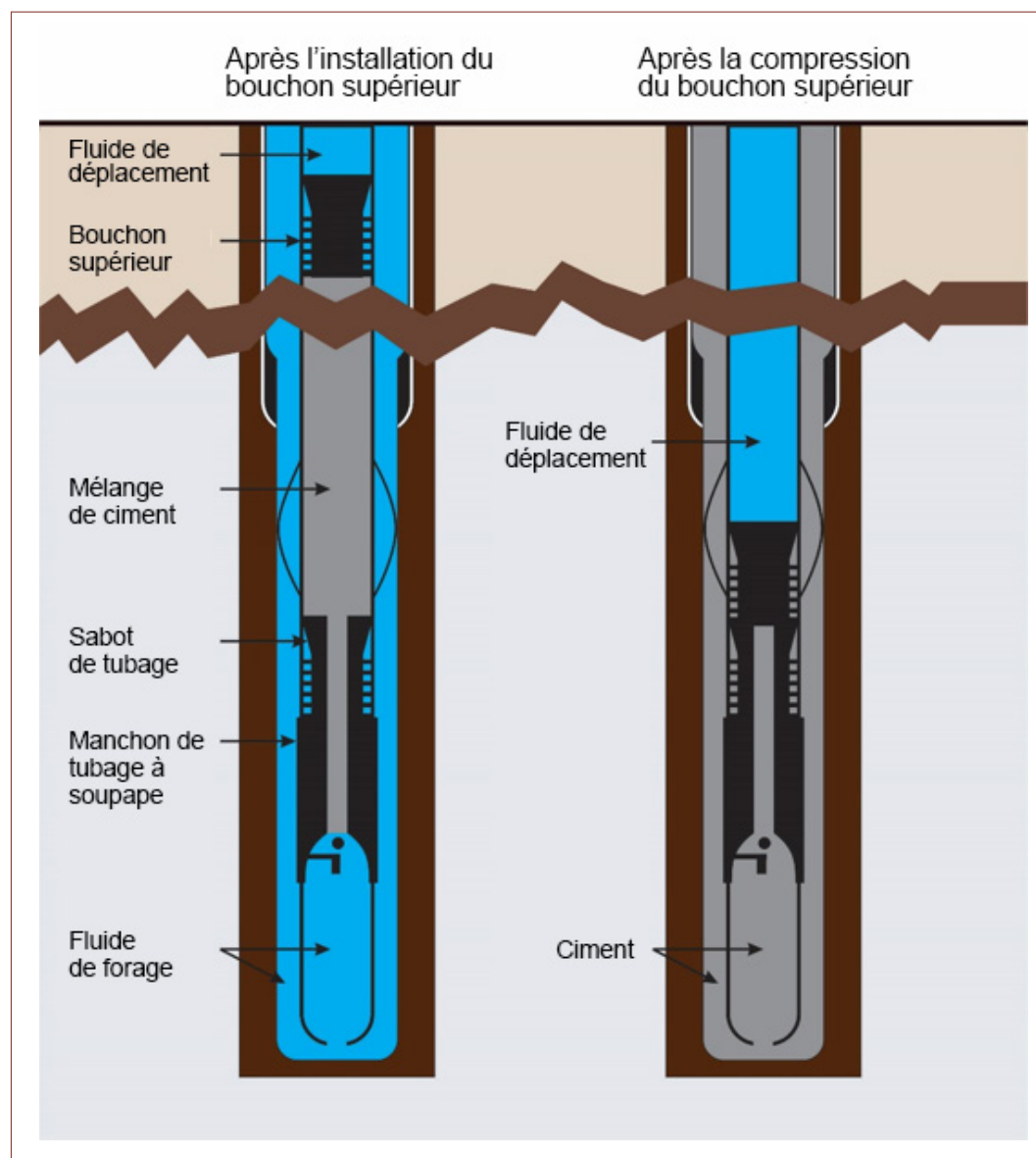


Figure 4.1 Schéma des composants de la cimentation

4.2 Problèmes rencontrés dans les pratiques actuelles de construction des puits de forage

Les problèmes de forage caractéristiques comportent notamment des cas de contrôle où les fluides de formation envahissent le trou (venues), il y a perte de circulation lorsque le fluide de forage envahit la formation et lorsque le trou est instable. L'instabilité du trou est un état indésirable dans le trou à découvert qui compromet la taille de ce dernier ainsi que sa forme ou son intégrité structurale. Les problèmes de forage peuvent être à ce point graves que le puits est complètement perdu.

Un défaut de connexion, en lien avec une défaillance du ciment annulaire, peut provoquer une fuite de gaz ou de liquide du tubage et entraîner des fuites par l'évent du tubage de surface (FETS) ou l'apparition de gaz migratoire (GM). Il est essentiel de bien choisir les raccords du tubage en fonction de la charge mécanique, de la pression, de la température et de la composition chimique du sol pour garantir l'intégrité du tubage. Par exemple, la BC Oil and Gas Commission (2015) a émis un rappel sur le fait que les hautes pressions associées à la fracturation hydraulique du tubage de fond à l'aide de raccords à filetage long du American Petroleum Institute risquaient de compromettre l'intégrité du tubage et générer des FETS. Vignes et Aadnoy (2010) ont démontré que 2 % des 406 puits extracôtiers de Norvège avaient des problèmes d'intégrité à cause d'écrasements ou des raccords de tubage (King, 2012). L'application adéquate du lubrifiant pour filetage utilisé sur les raccords API pose également problème. Le lubrifiant pour filetage fait partie intégrante du joint du raccord. Il est appliqué alors que le tubage pénètre dans le trou, souvent par un employé de l'installation de forage peu qualifié et qui ne voit pas très bien ce qu'il fait. Il est rare que les raccords soient vérifiés pendant que le tubage se déplace.

Les sections non cimentées de l'espace annulaire sont également une importante cause de FETS, de GM et de défaillances du tubage provoquées par la corrosion externe (Dusseault, 2014; Watson, 2007; Carrol, 2016; Chafin, 1994; Hetrick, 2011). Un sommet du ciment trop bas, combiné à un retour de ciment à la surface, peut provoquer une perte de circulation, une fuite ou une sous-évaluation du volume annulaire (Hetrick, 2011). La perte de circulation peut survenir en cours de cimentation à cause de densités de circulation excessives dont les pressions élevées entraînent une fracturation. Il est possible de sous-estimer le volume annulaire des puits qui ne sont pas vérifiés à l'aide d'un calibre à bras multiples avant la cimentation parce qu'on effectue généralement le calcul à l'aide du diamètre mesuré du trou à vue de nez. Ce faisant, on risque de réellement sous-estimer le volume des puits dont le trou a subi un important lessivage. Il arrive que les puits soient construits avec peu de ciment parce que les zones profondes ne résistent pas à la pression hydrostatique d'une pleine colonne de ciment, qu'il n'y ait pas d'exigences réglementaires sur la cimentation jusqu'à la colonne de tubage suivante (ou jusqu'en surface) ou pour des considérations économiques. Il existe des technologies qui facilitent le coulage d'une pleine colonne de ciment. Cela comporte la cimentation des étages ou des dispositifs extérieurs du tubage, comme l'écran de cimentation, qui peut aider à réduire le recul du ciment.

Le coulage de ciment nécessite un déplacement des liquides de forage résiduels dans le trou. D'après l'expérience et les observations de nombreuses années d'exploitation, certains cas extrêmes de renardage du ciment semblent être un résultat direct de l'incompatibilité des fluides résiduels qui se trouvent dans l'espace annulaire et qui entrent en contact avec les rejets ou la tête du laitier de ciment (Agbasimalo, 2012).

Lors de la préparation du laitier de ciment, la poudre de ciment et l'eau sont déversées dans les cuves de l'appareil de pompage de ciment. Dans un tel système, seul un opérateur expérimenté est capable de maintenir une densité égale de ciment dans le tube mélangeur. Le maintien de la densité voulue du laitier de ciment à l'autre extrémité peut s'avérer très difficile à cause de faibles niveaux dans les cuves, de l'impossibilité de mesurer le niveau des cuves, du ciment captif dans la cuve et d'un écoulement plus lent de la poudre de ciment à cause de l'humidité. Il en résulte un ciment de piètre qualité autour du sabot de tubage, là où l'intégrité du ciment est la plus critique.

La mise en place de blocs obturateurs ou la vérification de la pression peut déplacer le tubage avant que le ciment soit assez résistant et causer la formation de microannulaires. Les essais de pression pour vérifier si la formation est étanche et si le sabot de tubage est suffisamment résistant risquent de dilater le tubage et provoquer des microannulaires lorsqu'on vide le tubage et que la pression chute (Boukheifa, 2005; Bois, 2011). La poursuite du forage ou les traitements de stimulation, par exemple une fracturation hydraulique trop hâtive après la cimentation du puits peut provoquer une défaillance de l'enveloppe de ciment. La norme CSA Z625-16 recommande d'attendre avant de forer que le ciment présente une résistance à la compression d'au moins 3 500 kPa (500 lb/po²) (CAS, 2006). Il peut s'avérer compliqué d'obtenir la résistance à la compression adéquate dans des intervalles cimentés de bonne longueur où l'écart de température est élevé entre le haut et le bas de l'intervalle. Étant donné que les vitesses d'hydratation et de séchage dépendent en grande partie de la température, la résistance à la compression peut être parfaite dans le fond du puits où les températures sont plus élevées, mais inappropriées à moindre profondeur, à des températures plus basses (Witt, 2016).

Une pratique relativement courante pouvant provoquer la formation de microannulaires consiste à utiliser un fluide de déplacement à haute densité pour pousser le laitier de ciment. Cela se produit très souvent dans les puits où on utilise du fluide à haute densité dans les deux sections tubées et dans le forage de la section sous le tubage qui est mis en place, notamment dans les puits profonds. Cela se fait parce qu'il peut être plus facile dans la pratique de continuer le forage avec le fluide au lieu de devoir évacuer du puits différents types de fluide de déplacement. Les fluides de déplacement à haute densité augmentent le risque d'apparition et de dilatation des microannulaires à cause des gonflements du tubage exposé à des pressions différentielles élevées entre l'intérieur et l'extérieur. Les colonnes de tubage à paroi mince sont plus exposées à cet effet que celles ayant une paroi plus épaisse. Le ciment sèche une fois le tubage en place. Quand la pression baisse après remplacement du fluide haute densité par un fluide plus léger, le tubage se comprime, s'écarte de l'enveloppe de ciment et fait place à des microannulaires.

Même si le forage se fait sans problème, que les raccords tiennent le coup et que l'espace annulaire est entièrement cimenté, les puits peuvent malgré tout présenter des fuites. Le fait est qu'il est difficile de déplacer le ciment dans un trou profond, et plus particulièrement dans l'espace annulaire autour du tubage. Maintes choses peuvent mal tourner et altérer l'étanchéité du bouchon des gaz. Dusseault et coll. (2014) expliquent les problèmes risquant d'altérer les espaces annulaires d'un puits d'hydrocarbures (en cours de production et après son abandon). Ils distinguent des problèmes à court terme et à long terme qui altèrent l'intégrité et causent une migration des gaz. Selon eux, les problèmes à court terme influant sur l'enveloppe de ciment sont les suivants :

- ▀ Mauvaise configuration de la boue de forage et du laitier de ciment : Le cas échéant, le ciment ne peut offrir une parfaite étanchéité, malgré l'attention et le contrôle de la qualité portés lors de son coulage.
- ▀ Enlèvement inadéquat de la boue : Cela provoque un collage défectueux du ciment sur les parois du trou ou une contamination du laitier de ciment par la boue. Cela peut nuire au pompage, réduire la résistance à la compression, empêcher la gélification du laitier et causer des fissures ou des vides lorsque la boue se déshydrate (Figure 4.2).
- ▀ Tubage excentrique : Cela provoque un mauvais enlèvement de la boue. Il s'agit d'un problème particulier aux puits déviés et horizontaux.
- ▀ Invasion de gaz ou de liquide pendant la prise : Cela survient si le ciment ne conserve pas une pression hydrostatique suffisante jusqu'à ce que le laitier soit suffisamment gélifié ou durci pour résister à l'invasion des gaz. Cela dépend de la préparation du laitier et de l'état du puits (Crook et Heatherman, 1998) (Figure 4.3).

Les problèmes à long terme influant sur l'enveloppe de ciment sont les suivants :

- ▀ Contraintes en cours de production avec pression cyclique ou tensions thermiques : Cela entraîne l'expansion ou la contraction du tubage et de l'enveloppe de ciment, ainsi qu'une relaxation de contrainte (ou un gonflement) à température et contrainte élevées, et peut provoquer un décollement et l'apparition de fissures ou de microannulaires. On sait que l'expansion du tubage peut causer des tractions axiales et radiales, des cisaillements et des fractures compressives dans l'enveloppe de ciment, ainsi que des déformations permanentes (plastiques). Ces problèmes sont aigus lorsqu'on extrait le pétrole à haute température ou dans les puits forés par fracturation hydraulique (Figure 4.4).
- ▀ Contraction du ciment : Cela peut être dû à l'expulsion de l'eau dans les formations perméables, à une contraction autogène causée par un volume moindre de ciment durci ou par une déshydratation osmotique. Cela peut autrement réduire énormément la contrainte de confinement radiale et causer l'apparition de microannulaires. Ce problème a fait l'objet d'une étude quantitative dans le cadre d'une récente étude de modélisation par Oyarhossein et Dusseault (2015) qui ont confirmé la validité de ce modèle conceptuel de développement d'espaces annulaires microscopiques.
- ▀ Corrosion et dégradation du ciment : La corrosion du tubage en acier altère son intégrité mécanique et peut provoquer des fuites. La dégradation de l'enveloppe de ciment peut également amplifier les chemins causés par la corrosion, les dommages lors du forage, la contraction du ciment, etc.



Figure 4.2 Déplacement incomplet de la boue de forage causant des passages pour le ciment et le fluide de forage. Avec le temps, le gel dans le fluide de forage se résorbe et laisse fuir le gaz dans l'espace annulaire (Watson et al., 2002).



Figure 4.3 Passages et poches de gaz dans le ciment durci à cause de la migration de gaz (Watson et al., 2002).

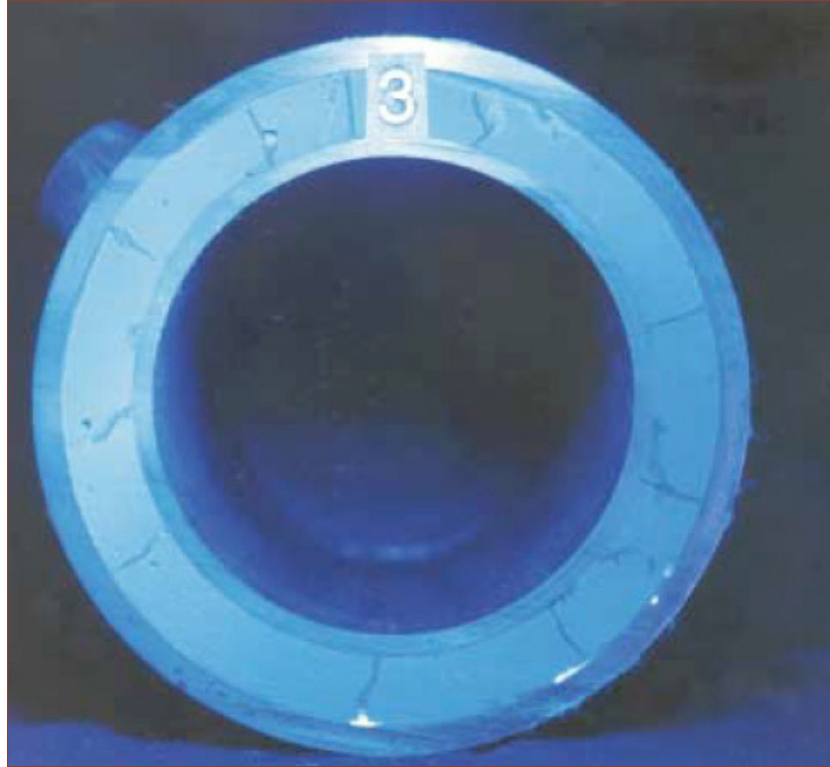


Figure 4.4 Défaillance de l'enveloppe de ciment et fissures causées par des mises en pression répétées (Watson et al., 2002).

4.3 Améliorer les pratiques et les technologies d'exploitation

Les recommandations suivantes peuvent servir à améliorer les pratiques de construction dans le but de réduire les taux de FETS et de GM :

- **Effectuer une diagraphie du trou ouvert et une diagraphie de diamétrage XY** des puits pour en évaluer la géométrie et vérifier l'état du trou. Les diagraphies de diamétrage sur les axes XY révéleront les zones de lessivage ou d'étranglement. Cela est important lorsqu'on évalue la nécessité d'une plus grande centralisation. Une connaissance des sections posant problème aidera à déterminer où il faut porter le regard en cas de fuite. La diagraphie de diamétrage facilite l'estimation du volume de ciment nécessaire et réduit par le fait même la création d'un sommet trop bas ciment.
- Dusseault et coll. (2014) remarquent qu'une **meilleure centralisation** peut s'avérer la méthode la plus rentable pour réduire les fuites des puits de forage neufs. Une mauvaise centralisation semble contribuer aux fuites de gaz de nombreux puits, surtout dans les puits déviés et horizontaux. Selon Dusseault et coll. (2014), Shell Canada installe un centreur sur chaque joint du tubage dans les sections verticales de ses puits des zones pétrolières Montney et Duvernay, en Alberta et en Colombie-Britannique, ce qui améliore la qualité des complétions primaires. Les données sur le trou, avec les mesures de déviation, devraient servir à concevoir le programme de centralisation le plus efficace. Il faut prendre soin de veiller à ce que les centreurs soient correctement installés et que les protocoles d'exploitation soient tous respectés.

- La méthode par **rotation du tuyau** est la plus efficace pour retirer la boue de forage, en particulier dans des sections très inclinées du trou où le tuyau et les déblais reposent sur le côté inférieur du trou. Sans rotation, la section d'écoulement active se trouve sur le dessus du tuyau et du lit de déblais. Il est pratiquement impossible de retirer le lit de déblais sans agitation mécanique. La rotation provoque un effet de couplage par viscosité qui tire les déblais vers le haut dans la section d'écoulement active où ils sont extraits du puits (Mims et Krep, 2003). Il est également efficace de retirer la boue des sections du puits où le tubage est trop rapproché de la paroi du trou (Zulqamain, 2012). Des études menées par l'industrie ont démontré que la rotation est plus efficace qu'un mouvement alternatif dans la plupart des conditions (Nelson et Guillot, 2006). Le principal obstacle à la rotation du tubage est le risque de surcouple et la fatigue des raccords du tubage (Xie et coll., 2011). Les progrès réalisés dans le forage contrôlé, les logiciels de modélisation et la capacité des appareils de forage à limiter le couple rotatif facilitent énormément la rotation des tuyaux. La rotation des tuyaux, dans certains puits, est déconseillée. Dans de tels cas, il faut prévoir une centralisation, des rinçages de fluides, des fluides de séparation et des intervalles de pompage qui compensent le faible mouvement des tuyaux.
- Prévoir un tubage en fonction des charges précises** auxquelles sera exposé le puits au cours de sa vie, et des raccords qui supporteront ces charges pour la vie durant du puits. D'autres améliorations possibles consisteraient à tester les raccords du tubage pendant qu'on l'enfonce, mieux former les équipes d'installation à l'utilisation de raccords de l'API et autres, et utiliser davantage de raccords de première qualité dans un plus large éventail de puits.
- Enlever le vernis appliqué en usine sur le tubage avant de l'utiliser.** Le sablage égratigne la surface du tubage, ce qui favorise un contact direct du ciment avec la paroi du tubage et par le fait même une meilleure adhésion (Carter et Evans, 1964). Le transport et le sablage du tubage peuvent représenter un inconvénient qu'il est possible d'atténuer en traitant de grandes quantités.
- Utiliser des systèmes de gestion de l'intégrité de puits** pour permettre aux concepteurs d'évaluer les risques inhérents à la construction et à l'exploitation à venir du puits (Organisation internationale de normalisation) [ISO], 2017; DACC, 2012). L'AER dispose d'une exigence concernant les systèmes de gestion de l'intégrité pour la construction et l'exploitation des pipelines, mais aucune pour les puits.
- Laisser durcir le ciment plus longtemps.** L'application de charges sur du ciment qui n'a pas atteint sa pleine résistance risque de provoquer l'apparition de microannulaires entre le tubage et l'enveloppe de ciment. Les compétences et autorités n'ont pas toutes des exigences sur les délais de durcissement du ciment ou une valeur de résistance avant de commencer le percement du sabot de tubage précédent, l'enlèvement du bloc obturateur ou le début des opérations de complétion.
- Restreindre l'utilisation de liquides de déplacement haute densité** dans la mesure du possible. Les fluides de déplacement haute densité accroissent le risque d'apparition et de dilatation des microannulaires à cause des gonflements du tubage exposé à des pressions différentielles élevées entre l'intérieur et l'extérieur. Le ciment durcit sur le tubage élargi. Quand la pression redescend, le tubage se comprime et un microannulaire se forme entre le tubage et le ciment.

- **Respecter les meilleures pratiques de conception du ciment** et, si possible, utiliser des ciments qui tolèrent mieux les compressions et les tensions. Il est également possible d'améliorer l'isolement de zone en étudiant des propriétés du ciment autres que la résistance à la compression; par exemple, la résistance à la traction, la durée de développement, la perte maximale de fluide ou le délai minimal de transition.
- **Cimenter la pleine longueur** ou à tout le moins la colonne de tubage précédente du puits. Il est préférable de cimenter une longueur d'au moins 50 m au-delà du sabot de tubage précédent, et si possible jusqu'à la surface. Il peut être avantageux de limiter la hauteur du ciment à l'intérieur du tubage précédent pour faciliter la réparation des tubages en surface. Toutefois, nous ne savons pas si cela vaut mieux que le risque de corrosion d'un tubage non cimenté.
- **Il faut maintenir les taux de pompage les plus élevés possible pour le coulage du ciment** pour assurer une turbulence ou quasi-turbulence de son écoulement et faciliter le retrait de la boue et des déblais. Les taux très élevés de déplacement devraient être tempérés par les risques potentiels associés à des taux de pompage élevés; par exemple un lessivage du trou, une perte de circulation ou la formation dans l'espace annulaire d'une accumulation de déblais ou de schiste. Pour améliorer les qualités d'écoulement du ciment, on peut y ajouter divers mélanges d'additifs tels que des inducteurs de turbulence (réducteurs de friction). Bien qu'il puisse ne pas être possible d'obtenir un débit parfaitement turbulent en modifiant la rhéologie des laitiers de ciment, une résistance au gel et une vitesse de cisaillement moindres créeront des rivolins et des modèles d'écoulement irréguliers facilitant le retrait de la boue.
- **Autres mélanges ciment-scellant** (p. ex., des résines) dans la principale roche couverture et les aquitards, des additifs à ciment qui en augmentent l'élasticité et la ductilité, un rinçage et un traitement préalables (p. ex., avec du silicate) pour améliorer le placement du ciment et réduire les fuites.
- **Le pompage d'un volume de ciment supplémentaire** passé un certain point du trou augmentera le pourcentage aréolaire du ciment tout en réduisant le pourcentage aréolaire du gâteau de boue et des fluides résiduels tels que la boue, le fluide de forage hydraté, les fluides de séparation et ceux de formation. L'augmentation du volume de ciment demeure l'une des meilleures façons d'obtenir une cimentation de bonne qualité.

L'industrie des hydrocarbures a rédigé et distribué à grande échelle nombre de publications sur les meilleurs moyens de corriger les fuites de puits de forage. Ces pratiques se fondent sur des années de recherches scientifiques et d'essais sur le terrain. Le texte qui suit est un échantillon des pratiques et normes recommandées.

- **Comité sur le forage et la complétion (Enform) PRI 3** : Le document *In Situ Heavy Oil Operations an Industry Recommended Practice (IRP)* pour l'industrie canadienne des hydrocarbures, volume 03 – 2012, traite de la conception des tubages, des mélanges et du coulage du ciment, de l'intégrité opérationnelle et d'autres considérations spéciales pour les puits forés par traitement thermique.

- ▀ **Comité sur le forage et la complétion (Enform) PRI 24** : Le document *Fracture Stimulation an Industry Recommended Practice (IRP)* pour l'industrie canadienne des hydrocarbures, volume 24 – 2016, traite des problèmes d'intégrité des puits provoqués par des pressions élevées dans le tubage. Les recommandations concernant l'évaluation de l'intégrité des puits pourraient s'appliquer avant la mise en place du tubage et de l'enveloppe de ciment au cours de la construction.
- ▀ **Comité sur le forage et la complétion (Enform) PRI 25** : Le document *Primary Cementing an Industry Recommended Practice (IRP)* pour l'industrie canadienne des hydrocarbures, volume 25 – 2017, souligne les conclusions de cet examen en matière de centralisation et de mouvement des tuyaux. On doit s'y fier pour assurer l'intégrité des puits de forage.
- ▀ **Canadian Standards Association CSA Z625-16 Well design for petroleum and natural gas industry systems** : Cette norme propose un encadrement exceptionnel de la conception de puits conventionnels et déviés, avec une excellente liste de normes et de pratiques exemplaires. Cette norme traite également de la philosophie de la conception derrière l'intégrité des puits de forage.

4.4 Lacunes en matière de connaissances et recommandations

Les documents que nous avons examinés et nos entrevues nous ont permis de définir plusieurs avenues méritant de la recherche et de nouvelles technologies. Cela comprend entre autres :

- ▀ **Additifs à ciment, élastomères et fibres** : Les fibres et les élastomères peuvent aider l'autocicatrisation du ciment dont l'étanchéité est compromise. Ces additifs réagissent aux hydrocarbures en migration et aux fluides aqueux pour opérer une extension et sceller les petites fuites. Cavanagh et coll. (2007) ont présenté des données qui montrent la fermeture d'un espace annulaire de 100 microns en six heures, malgré une pression différentielle de 5,3 MPa/m. Les additifs qui augmentent la résilience du ciment peuvent également assurer une étanchéité à long terme après l'application de charges cycliques dans le puits (Zhou, 2015).
- ▀ **Techniques de coulage** : La cimentation lente et les vibrations suivant le coulage semblent réduire les FETS et les GM des puits peu profonds. Toutefois, ces techniques ont été utilisées en conjugaison avec d'autres pratiques exemplaires (c.-à-d. aucun contrôle indépendant). Leurs résultats probants méritent qu'on s'y attarde plus avant. Le chauffage du fluide de déplacement ou la circulation de fluide chaud pour augmenter la température du puits de forage et accélérer le durcissement du ciment peuvent s'avérer efficaces dans les puits peu profonds où la température est basse. Cependant, cette technique pourrait favoriser la formation de microannulaires dus à la déformation thermique.
- ▀ **Amélioration des tuyaux** : Le mouvement des tuyaux est reconnu comme un moyen important d'assurer l'intégrité du puits de forage, mais on ne l'utilise pas souvent (en particulier la rotation). Les questions concernant la fatigue des tuyaux, les limites de couple et le matériel disponible inadéquat poussent les exploitants à ne pas faire bouger les tuyaux. L'utilisation de raccords API peut également être

un sujet de préoccupation. Une analyse préalable sur la fatigue et les dommages, soutenue par des données de laboratoire et une meilleure communication entre le service d'ingénierie et le personnel sur le terrain concernant les risques de faire bouger les tuyaux, pourrait lever certaines craintes. Une utilisation accrue de raccords de première ou de moyenne qualité renforcerait la confiance dans cette pratique.

- **Fixations de tubage dilatables** : Les techniques de dilatation sont prometteuses pour réduire les FETS et les GM. Depuis plus de 70 ans, l'industrie utilise des joints extérieurs de tubage (Webber, 1949). Les joints extérieurs de tubage conventionnels font appel au ciment, à la boue ou à un autre fluide pour gonfler le produit de scellement de l'espace annulaire, mais il n'est pas toujours possible de les utiliser (Bonett, 1996). Des joints de caoutchouc dilatables collés au tubage peuvent faire l'affaire dans des puits où les joints conventionnels sont difficilement utilisables. Les élastomères se dilatent au contact d'un fluide particulier pour sceller les microannulaires ou les chemins de boue ouverts (Carrion, 2011). Les joints de caoutchouc dilatables sont autonomes. Ils se dilateront autant de fois qu'ils entreront en contact avec le fluide activateur. Il faut pousser la recherche pour mettre au point des produits qui se dilatent sous des conditions particulières, par exemple au contact de gaz comme le méthane, le CO_2 et le H_2S ou certaines compositions chimiques d'eau.
- **Simulation** : Il conviendrait de mettre au point des programmes de simulation avec interfaces conviviales et utilisant des données types faciles à obtenir à l'intention des ingénieurs à l'étape de la conception et au personnel sur le terrain, qui auraient rapidement accès aux changements requis dans les plans de centralisation et aux forces exercées sur le tubage pendant les mouvements rotatifs et alternatifs.
- **Conception et installation d'un centreur** : Une étude de la documentation et des entrevues avec des exploitants porte à croire que les obstacles à un usage approprié de centreurs comportent un manque d'information pour simuler avec précision la mise en place de ces appareils, les mesures à vue de nez, un manque de formation, trop peu de spécifications d'installation et des centreurs mal conçus. D'après les préoccupations soulevées par le personnel sur le terrain, nous recommandons la tenue de recherche pour améliorer la conception et l'installation des centreurs.
- **Gestion de l'intégrité des puits basée sur les risques** : Il y aurait lieu d'envisager la création de systèmes de gestion de l'intégrité des puits basée sur les risques qui seraient mis en œuvre et imposés par les organismes de réglementation (ISO, 2017).

La liste précédente est utile, mais cet examen a permis de relever d'importants obstacles à l'utilisation de nouvelles technologies et de pratiques exemplaires. Ces obstacles sont généralement opérationnels ou économiques en vertu des régimes réglementaires qui énoncent des normes minimales qui ne répondent pas aux nécessités en matière d'intégrité de puits en particulier.

Économiquement, l'incidence du temps de forage additionnel est importante. En général, les foreurs sont payés au mètre foré en unité de temps. On les encourage à utiliser des matériaux de construction économiques avec des technologies et des pratiques qui ne tiennent pas nécessairement compte de l'intégrité du puits à long terme. Cette pression

de forer des puits au moindre coût raccourcit également les temps de durcissement du ciment ainsi que l'utilisation d'additifs à ciment bon marché pour respecter les critères de pompage, limite les opérations de diagraphie, encourage les dérogations autant que possible ainsi qu'une utilisation peu fréquente de raccords de tubage de haute qualité.

En général, les conséquences pour un exploitant qui construit un puits dont l'intégrité est douteuse sont minimales. Les puits avec FETS ou GM sans gravité sont autorisés à produire, et les réparations sont remises à plus tard jusqu'à ce qu'ils soient abandonnés. La réglementation qui prévoit des pénalités pour exploitation d'un puits dont l'intégrité est compromise pourrait inciter les exploitants à se conformer aux pratiques exemplaires connues.



Localisation de la source

Cette section résume le rapport sur la FRT intitulée *Improving Wellbore Leakage Source Identification to Increase Remedial Intervention Success*, préparé par Rose McPherson et Paul Pavlakos de Weatherford Canada, Calgary, Alberta. Une localisation précise de la source est essentielle à une restauration réussie. Par exemple, si la tentative de restauration se fait loin au-dessus de la formation où se situe la source, l'accumulation de pression plus en profondeur peut excéder la contrainte de confinement locale et provoquer une rupture ou un suintement des formations ou la dégradation et une possible rupture du joint de restauration. Si le joint de restauration est installé sous la source, l'intervention n'aura aucun effet et peut même menacer l'intégrité du puits. Les sources de gaz migratoire se localisent couramment à des profondeurs intermédiaires entre les zones productives et la base du protecteur de l'eau souterraine. Les débits habituels à long terme produits par les formations intermédiaires sont d'environ 1 m³/jour. Les faibles débits n'aident pas à trouver la source. La présente section résume l'état actuel des technologies, traite des lacunes en matière de connaissances et propose de nouvelles voies de recherche pour faciliter la localisation des sources.

5.1 Pratiques en vigueur et réglementation

Les pratiques actuelles de l'industrie servent à évaluer les roches mères, les roches couvertures, le mouvement des fluides et le parcours des fluides qui fuient, mais avec peu ou pas d'efforts consentis à la collecte de données. Les données recueillies sur les formations ainsi que l'historique de forage peuvent servir à désigner la source, tout comme les renseignements sur les puits de limite. Les renseignements tels que les venues, la perte de circulation et les trous étroits pendant le forage aideront à localiser les intervalles hautement perméables du trou. Les études sur les déblais, les gaz captifs de la boue, le traitement de la boue avant la cimentation, les déviations de trou et les barèmes de cimentation des puits sont autant d'indices facilitant la recherche de l'intervalle de la source.

Les méthodes disponibles de localisation des sources se divisent en trois catégories : (i) Les mesures de l'énergie acoustique; (ii) les mesures des isotopes du carbone; et (iii) les mesures de l'évaluation de la formation.

5.1.1 Énergie acoustique

La turbulence du fluide en mouvement produit des sons. Un outil d'enregistrement du bruit au fond du trou peut révéler le profil acoustique du puits de forage permettant de caractériser le débit dans l'espace annulaire. Suivant cette méthode, un hydrophone conventionnel est suspendu dans le fluide au fond du trou. On prend ensuite des mesures acoustiques à divers niveaux, en consacrant plusieurs minutes à chacun d'eux. Dans les années 1970, cette méthode a été adaptée à la détection des fuites derrière le tubage (Maslennikova et coll., 2012). Une hausse de l'amplitude du bruit et de la magnitude de la fréquence du signal enregistré peut révéler un mouvement du fluide dans la zone de la source (Maslennikova et coll., 2012). Les fuites derrière le tubage

peuvent présenter une structure distinctive de fréquences qui permet de les distinguer des écoulements monophasés ou biphasés et d'obtenir une estimation de l'ampleur du débit de la fuite. Il est possible de confondre le phénomène avec le débit turbulent qui traverse un étranglement ou un changement de trajectoire de l'écoulement qui peuvent générer des sons au fond du trou.

La technologie hydrophonique des années 1970 accuse d'importantes limites dans les milieux à faible débit. Récemment, des hydrophones ayant une bande de fréquence élargie, une résolution supérieure des fréquences et une sensibilité accrue ont fait leur apparition sur le marché. Ceux-ci permettent de capter le bruit spectral (Aslanyan et Davydov, 2012). Une autre nouvelle technologie est le relevé des bruits à l'aide d'un géophone, qui consiste à déployer une série de capteurs au fond du trou et à prendre des mesures sur toute la longueur du puits de forage. Ces outils sont dotés d'un bras hydraulique de sécurité qui retient chaque capteur à l'intérieur du tubage, en assurant le contact de l'instrument avec le tuyau afin de recueillir des données de meilleure qualité et d'augmenter l'exactitude des mesures. C'est pourquoi les géophones sont moins vulnérables à une contamination par les bruits de basse fréquence et qu'ils peuvent maintenir une résolution verticale du spectre inférieur. Les premiers temps d'arrivée entre les capteurs peuvent servir à déterminer la direction du débit vertical derrière le tuyau. Les capteurs acoustiques à fibre optique fonctionnent suivant des principes de mesure similaires. Ils servent également à repérer les fuites dans les puits de forage (Hull et coll., 2010). Les capteurs sont faits de fibre optique enrobée d'une bobine. Ce sont des hydrophones dont la fidélité et la sensibilité sont accrues.

5.1.2 Isotopes du carbone

Les mesures des isotopes du carbone peuvent aider à repérer les sources de gaz migratoire. Les gaz microbiens sont créés par une activité bactérienne près des sols de surface (Szatkowski et coll., 2002). Les gaz thermogéniques sont causés par une température et une pression élevées qui agissent sur les matières organiques à des endroits beaucoup plus profonds. Il existe deux isotopes stables du carbone : ^{12}C avec une abondance relative de 98,89 %, et ^{13}C avec une abondance relative de 1,11 %. En comparant la teneur d'abondance des isotopes ^{13}C et ^{12}C dans un échantillon à une norme établie en laboratoire, il est possible de caractériser la composition isotopique unique (ou l'empreinte isotopique du carbone). Chaque formation géologique a des empreintes isotopiques du carbone distinctes qui varient systématiquement avec la profondeur. En général, une abondance plus négative de l'isotope ^{13}C dans l'échantillon révèle une origine plus récente et moins profonde. L'analyse isotopique des fuites de puits de forage nécessite une comparaison des valeurs delta de l'échantillon de production à celles de l'échantillon du gaz qui fuit. Grâce à cette méthode, il est possible de déterminer l'origine de la formation du fluide migratoire (Rich et coll., 1995; Szatkowski et coll., 2002; Figure 5.1). Les isotopes du soufre, de l'oxygène et de l'hydrogène facilitent également la localisation de la source (p. ex., Rostron et Arkadaskiy, 2014), mais ne sont généralement pas utilisés parce que leurs valeurs stratigraphiques et géographiques fournissent beaucoup moins de renseignements que les isotopes du carbone.

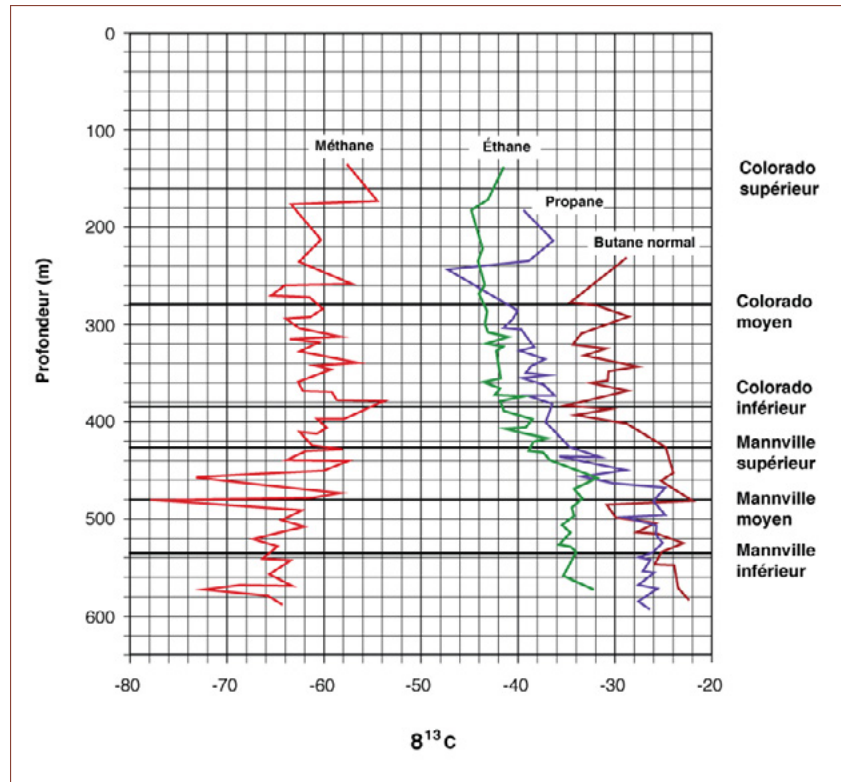


Figure 5.1 Profils de la composition isotopique du carbone, dans les gaz alcalins normaux prélevés lors du forage d'un puits dans le centre-ouest de la Saskatchewan (Szatkowski et coll., 2002). En comparant la signature isotopique des échantillons de gaz prélevés des FETS et des GM à ceux des échantillons de gaz prélevés lors du forage du puits ou dans un puits de limite voisin, on peut déterminer l'origine (et la profondeur) de la fuite de gaz.

5.1.3 Évaluation de la formation

Les systèmes d'évaluation des formations (ou diagraphies géophysiques) sont apparus dans les années 1930 dans le but de déterminer la lithologie et les propriétés des formations par une diagraphie du trou ouvert. Pour des raisons économiques et opérationnelles, on ne dispose pas de données lithologiques de tous les puits à trou ouvert. C'est pourquoi des techniques d'évaluation de la formation de trous tubés ont été mises au point dans les années 1980 afin de détecter les gisements de gaz et les zones productives préalablement omises (Elkington et coll., 2006). L'utilisation des mesures de rayons gamma, des neutrons, de la densité et valeurs soniques permet de classer les caractéristiques, les attributs pétrophysiques et la lithologie du fluide du puits de forage. En matière de localisation de la source, ces méthodes peuvent servir à détecter les formations gazières où se trouve possiblement la source de la fuite dans le puits de forage. Ces mesures fournissent également de l'information sur la formation de la roche couverture au-dessus de laquelle il faut intervenir afin d'isoler le plus efficacement la source. L'un des avantages de la diagraphie des trous tubés est que les fluides intrusifs

de la boue de forage, lorsqu'on effectue la diagrapie du trou ouvert, se dissiperont avec la migration graduelle du gaz vers les formations perméables, près du puits. Les zones gazières ayant échappé à la diagrapie du trou ouvert apparaîtront alors sur les diagrapies du trou tubé une à deux semaines après l'installation du tubage.

5.2 Problèmes des pratiques d'exploitation actuelles

Historiquement, les mesures contre les fuites de puits de forage présentaient un minimum de planification, d'où une localisation non efficace des sources de fuite et de l'élimination des fuites. L'efficacité de la restauration dépend des méthodes disponibles pour désigner la zone source. Mais celles-ci ont également des limites. C'est ce que nous verrons dans la section suivante.

5.2.1 Énergie acoustique

À l'origine, les hydrophones détectaient les débits de quelque 100 m³/jour ou plus, c'est-à-dire beaucoup plus élevés que le taux de fuites généralement observé en Alberta de nos jours (<1,0 m³/jour). Ils ne sont pas assez sensibles pour fournir des résultats fiables à faible débit et sont parasités par les bruits à basse fréquence d'autres sources en surface (Maslennikova et coll., 2012). Ces problèmes sont aggravés par les différents procédés d'acquisition des entreprises de services, les hydrophones de différente qualité et l'entretien des outils. Tous ces facteurs contribuent à la piètre qualité observée dans la diagrapie du bruit conventionnelle des écoulements annulaires à faibles volumes. En outre, les calculs prévisionnels des débits d'après l'amplitude du bruit sont idéalisés par des géométries spécifiques et des taux connus qui ne sont pas susceptibles d'être observés sur le terrain.

Quant aux mesures hydrophoniques spectrales, les bandes de fréquences discrètes servant à caractériser les débits sont sensibles à la géométrie de la trajectoire de l'écoulement et ne sont pas toujours clairement définies. Certains éléments de complétion peuvent produire des signatures de fréquences inhabituellement hautes en présence de mauvaises perforations, de joints non étanches et de fuites du tubage. Les fréquences varient selon la taille et la structure de la conduite d'écoulement. Les couloirs d'écoulement peuvent être interrompus par des obstacles tels que du ciment ou des étranglements de la formation qui nuisent à l'interprétation. Les fractures des gisements peuvent également produire des fréquences dont les caractéristiques sont similaires à celles du débit de fluide dans le trou ou aux éléments de complétion.

Peu d'essais expérimentaux ont été menés en laboratoire sur les réactions des géophones; la localisation des régimes d'écoulement verticaux et horizontaux se fonde sur une interprétation des résultats sur le terrain.

5.2.2 Isotopes du carbone

Plusieurs problèmes nuisent à l'utilisation de l'empreinte des isotopes du carbone pour désigner les sources d'émissions des fuites de puits de forage. La signature isotopique du méthane peut être altérée dans la subsurface par l'oxydation et les mécanismes de production. Les bactéries oxydantes consomment davantage les isotopes les plus légers

dans le méthane, ce qui modifie les compositions isotopiques de l'éthane. Les signatures du propane et du butane peuvent souvent perturber l'ordre attendu du contenu enrichi des isotopes ^{13}C dans les gaz cogénérés par séparation inversée des isotopes $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ (Chanton et coll., 2005; Rich et coll., 1995). La chaleur utilisée dans les puits thermiques peut fractionner les isotopes et en modifier la composition. Les techniques de prélèvement d'échantillons en surface, les méthodes d'interprétation et les écarts d'étalonnage des machines peuvent influencer sur les résultats d'analyse. L'acquisition d'échantillons peut se faire à l'aide de sacs expressément conçus, mais rapidement pour prévenir la dégradation des échantillons. On peut aussi utiliser des bidons pressurisés, mais leur pression doit être suffisamment élevée, étant donné les faibles débits et les pressions habituels des GM et des FETS. Une telle pression est difficile à atteindre. Il faut faire appel à du personnel sur le terrain dûment formé pour que la concentration du gaz dans l'échantillon respecte la teneur du contaminant atmosphérique.

Les signatures isotopiques doivent être comparées aux échantillons du même puits prélevés dans le gaz contenu dans la boue lors du forage. Si on ne dispose pas de tels échantillons, on peut comparer des échantillons du gaz qui fuit du trou de forage à des échantillons prélevés dans les puits de limite suffisamment proches. Il est possible que l'origine de l'échantillon de la fuite soit mal identifiée lorsqu'on ne dispose pas de données sur son empreinte dans une section adéquate. Dans les puits aux multiples sources, l'analyse isotopique ne révèle que des valeurs sur les sources les plus âgées et profondes. Il n'existe pas de base de données exhaustive uniformisée des empreintes isotopiques des couches productrices pour l'ensemble des régions où sont les puits de forage.

5.2.3 Évaluation de la formation

Il est plus difficile d'évaluer la formation d'un trou tubé que celle d'un trou ouvert. Pour calculer la densité et l'acoustique du tubage, il faut consulter le fournisseur de services du câble métallique avec qui on planifie le travail afin que les conditions du puits de forage soient favorables. Les contrôles de la qualité doivent comprendre une comparaison des réponses du trou tubé aux diagraphies du trou ouvert d'un puits voisin, et rechercher des signatures diagraphiques standard qui permettent de distinguer les formations du schiste. Dans des conditions idéales, il est possible d'établir un lien entre les réponses des rayons gamma, des neutrons, de la densité et de la diagraphie sonique d'un puits tubé à celles d'un trou ouvert; toutefois, les conditions idéales ne sont pas toujours au rendez-vous.

Les outils acoustiques ne fonctionnent pas dans un puits de forage rempli de gaz à cause d'un affaiblissement extrême du signal. En général, les puits de forage remplis de liquide requièrent un outil neutronique, malgré les corrections du trou rempli d'air. Ces corrections ne fonctionnent pas toujours; c'est pourquoi il est préférable de remplir le trou de liquide si possible. Il est également recommandé de remplir le tubage de fluide pour effectuer une diagraphie de neutrons pulsés. Les bulles de gaz captives du liquide versé dans le puits de forage peuvent altérer l'exactitude des relevés.

La profondeur de pénétration est un problème propre à un bon nombre de puits tubés. Ainsi, une diagraphie à neutrons doit se faire entre 9 et 12 po, et plus profondément

pour les diagraphies de densité. Le consensus veut que les données de densité des trous tubés soient jugées valides lorsque la distance entre l'outil et la formation (distance annulaire) ne dépasse pas de 1,5 à 2 po (Ellis et coll., 2004; Odom et coll., 1999; Sherman et Locke, 1975). Pour une diagraphie de neutrons pulsés, la profondeur du relevé est la même que pour l'outil à neutron, bien que certains des nouveaux outils à neutron avec un espacement accru des capteurs peuvent aller jusqu'à 14 po. Les mesures de densité sont également sensibles au lessivage et aux conditions difficiles des trous.

La diagraphie acoustique d'un trou tubé nécessite également une bonne adhérence du ciment entre le tubage et la formation; sinon, l'onde de compression ne réagira qu'au tubage ou au ciment. Pour l'ensemble des diagraphies, il faut bien comprendre et caractériser la configuration et la mécanique du puits de forage. Les puits de forage et tubages de grandes dimensions peuvent limiter l'exactitude des mesures.

5.3 Améliorer les pratiques et les technologies d'exploitation

La réglementation actuelle ne préconise aucune technologie de localisation des sources, mais mentionne que les études du bruit et de la température des gaz, les analyses des gaz et les diagraphies sont des méthodes acceptables (Commission de l'énergie et des services publics de l'Alberta, 2003). Les pratiques exemplaires de localisation des sources de fuite des puits de forage et les intervalles d'intervention devraient prévoir l'utilisation de la totalité des outils et technologies actuellement disponibles pour déterminer le mouvement des fluides, le parcours des fuites et les zones où se trouvent les sources. Les diagraphies des formations cernent les zones pouvant contribuer aux fuites de gaz des puits de forage, tandis que les mesures acoustiques et les analyses isotopiques permettent de désigner ces zones. Les diagraphies de l'adhésivité du ciment peuvent aider à repérer un espace annulaire apparent, des vides ou des parcours et à interpréter les relevés acoustiques.

L'élaboration d'une stratégie d'intervention demande de la patience. Les renseignements recueillis avant de procéder à une réparation sont extrêmement utiles. Il peut s'écouler des mois avant que le gaz emmagasiné dans le puits de forage ou d'autres zones peu profondes commence à se dissiper dans le puits. On croit souvent à tort qu'il s'agit d'une réparation ratée. La consignation de la pression accumulée et stabilisée dans l'évent, avant le début de l'intervention, et la comparaison des accumulations avant la restauration peuvent démontrer qu'une autre intervention n'est pas requise. Une exécution rapide dans le but de réduire les coûts risque d'altérer la qualité de l'interprétation, de faire avorter l'intervention et de nécessiter des interventions à répétition. Cela peut entraîner des coûts de restauration de millions de dollars pour un seul puits.

5.3.1 Énergie acoustique

Les mesures de l'énergie acoustique permettent de déterminer le mouvement du gaz et du liquide derrière le tubage et de repérer les horizons contributifs. Cependant, deux aspects des mesures acoustiques méritent qu'on les comprenne davantage pour améliorer la localisation de la source : les effets du mouvement du fluide turbulent dans

le parcours de la fuite et la contribution du bruit de fond. Pour atténuer ces problèmes, les exploitants devraient de procurer les diagraphies disponibles sur l'adhésivité du ciment haute résolution (afin d'évaluer la variabilité du chemin d'écoulement) et évaluer les sources possibles d'interférence acoustique (pour tenir compte du bruit de fond ou le minimiser). Il faut éviter d'utiliser des hydrophones conventionnels pour désigner les sources de fluide migratoire si le débit est relativement faible. Afin d'obtenir des résultats cohérents et reproductibles d'un puits à l'autre, il faut établir une procédure standard d'acquisition de données.

5.3.2 Isotopes du carbone

Dans le même ordre d'idées, il faut adopter des procédures uniformisées d'échantillonnage et d'essai afin de peaufiner les mesures des isotopes du carbone. Les bases de données actuelles disposent d'échantillons douteux risquant de causer une interprétation franchement erronée des nouveaux échantillons. Les échantillons soumis à un contrôle de la qualité devraient être intégrés à une base de données ouverte sur les isotopes du carbone. Une base de données exhaustive des horizons connus, idéalement des empreintes d'échantillons de production à intervalle simple, améliorera grandement l'exactitude des mesures des isotopes du carbone.

5.3.3 Évaluation de la formation

Les données d'évaluation des formations servent à déterminer les roches couvertures quand vient le temps de choisir l'intervalle d'intervention dans le puits de forage, et à repérer les possibles zones gazières. Les données d'évaluation des formations ne permettent pas de préciser l'horizon qui contribue à la fuite du puits de forage. Les diagraphies des trous ouverts et de diamètre fournissent d'excellentes données. Il faut si possible effectuer une analyse du trou ouvert afin de désigner les zones de source. Toutes les diagraphies du trou ouvert devraient être comparées aux diagraphies du trou tubé; cela permet de repérer les causes de la source, c'est-à-dire les zones gazières non commerciales qui étaient saturées lors du forage et qui n'apparaissent pas sur les diagraphies du trou ouvert.

5.4 Lacunes en matière de connaissances et recommandations

Les lacunes suivantes en matière de connaissances et de technologies méritent qu'on y consacre plus de travaux de recherche et de développement à l'aide d'études en laboratoire et sur le terrain :

- **Mesures de l'énergie acoustique** : Il faudrait établir le débit le plus faible qu'il est actuellement possible de détecter grâce à la technologie sur l'énergie acoustique, surtout pour les hydrophones conventionnels qui sont encore mal utilisés dans les puits à faible débit où la recherche originale n'est pas mise à contribution (McKinley et coll., 1973). La recherche devrait se concentrer sur les effets du bruit de fond, définir clairement l'ampleur de l'étude, quantifier l'effet de multiples colonnes de tubage sur la précision des outils, et déterminer les technologies les mieux adaptées à des cas ou des environnements de forage spécifiques. Des études pour déterminer les effets des

procédures d'acquisition de données sur la qualité des mesures seraient utiles, tout comme le serait une comparaison de l'efficacité des capteurs acoustiques distribués à celle d'autres techniques. Une technologie et des méthodes de mesure précise des données acoustiques dans les puits de forage de large diamètre sont également nécessaires.

- ▀ **Analyse isotopique** : Les futures recherches devraient tenter de déterminer les conséquences du mauvais échantillonnage, du traitement mal fait et des essais retardés. Il y aurait lieu d'étudier l'efficacité des techniques et procédures actuelles d'échantillonnage, et des méthodes de conservation. Il faudrait quantifier les changements de la composition isotopique lorsque le gaz remonte de son horizon source vers les horizons de la subsurface peu profonde et jusqu'à la surface, et évaluer le seuil de la température de fractionnement des isotopes dans des environnements thermiques. En dernier lieu, il faudrait créer des bases de données complètes sur les empreintes à l'aide d'échantillons de tous les horizons productifs situés dans les régions productrices d'hydrocarbures.
- ▀ **Évaluation de la formation** : En ce qui concerne l'évaluation de la formation, un examen des incidences de la dimension du trou et de lithologie variées sur l'exactitude des mesures serait utile, tout comme une méthode de différenciation du gaz dans la formation et du gaz dans l'espace annulaire. Les techniques d'obtention de diagraphies précises d'évaluation des formations pour les grands trous avec multiples colonnes de tubage seraient également utiles.



Stratégies de restauration

Cette section offre un aperçu de l'état actuel des méthodes de restauration des trous de forage en s'intéressant plus spécialement à la réglementation, aux technologies et à l'expérience acquise dans plusieurs importantes régions productrices d'hydrocarbures du monde entier, en soulignant l'expérience canadienne. Elle résume le rapport de la FRT intitulée *Intervention Strategies to Increase Wellbore Leakage Remediation Success Rates* produit par Jonathan Heseltine et Todd Zahacy de C-FER Technologies, Edmonton, Alberta.

6.1 Pratiques et réglementation actuelles concernant l'exploitation des puits

Souvent, la réglementation encadrant la réparation des puits qui fuient n'est pas normative. En général, on y décrit les grands objectifs sans entrer dans les détails, ou quand et comment il convient de restaurer un puits qui fuit. Cela est raisonnable étant donné que chaque puits a ses besoins propres. La réglementation tend à s'axer sur les exigences en matière de classification et de compte rendu, au lieu de s'intéresser aux risques potentiels et aux méthodes de réparation, et cible généralement l'autorité locale et le type de puits (p. ex., infracôtier ou extracôtier). Plusieurs des lignes directrices et des règlements examinés pour cette étude recommandent une approche fondée sur les risques de la classification, de la gestion et de la restauration des puits qui fuient, notamment dans les pays producteurs de pétrole dans la région de la mer du Nord. La plupart des règlements semblent autoriser certaines fuites (ou une gestion de la pression) au cours de la vie productive des puits tout en exigeant que ces derniers soient parfaitement isolés lors de leur abandon (AER, 2003).

Le procédé de réparation des fuites dans l'espace annulaire de puits d'hydrocarbures comporte généralement quatre étapes : (1) localisation de la source et de la profondeur appropriée de l'intervention (dont il est question à la section 5); (2) préparation d'une communication avec la source ou le parcours de la fuite; (3) scellement de la fuite; et (4) vérification de la réussite de l'opération. Dans la plupart des méthodes traditionnelles, il est essentiel de communiquer avec l'espace annulaire intertubes ou l'espace annulaire entre le tubage et la formation afin d'y injecter du scellant pour colmater la fuite. Souvent, on y accède en perforant le tubage et l'enveloppe de ciment ainsi que la couche de la formation près du puits de forage. De telles méthodes font appel à une perforation à charge creuse à l'aide de charges explosives formées, un perforateur à balles, la perforation par jet abrasif et la perforation par jet de fluide sous haute pression. D'autres méthodes pour atteindre l'espace annulaire sont, par exemple, le poinçonnage du tubage, la coupe abrasive (comme les ouvertures rondes décrites par Saponja [1999]) et le sectionnement par fraisage. Lorsqu'on choisit une méthode, il faut tenir compte du scellant choisi et de sa méthode d'application, de l'intervalle de la profondeur du puits, de la pénétration radiale, du modèle de complétion du puits de forage et du diamètre du tubage.

L'application par compression est la méthode la plus couramment utilisée pour installer le scellant. L'application d'une surpression sur le scellant pousse ce dernier dans les perforations, les espaces annulaires et les vides. Avec le ciment Portland, la pression contre la formation perméable provoque des fuites et une déshydratation du laitier et favorise la formation d'un gâteau de boue imperméable. Une méthode semblable est la compression par circulation dont l'objectif est d'envoyer le ciment dans l'ouverture derrière le tubage par l'entremise de deux ensembles de perforations. La compression par fracture contrôlée a également fait ses preuves dans des roches couvertures calcaires à l'aide d'ouvertures circulaires découpées au jet (Saponja, 1999). La technique de mise en place par compression des scellants, comme les ciments Portland à granulométrie fine, est généralement bien développée. Le choix d'une méthode et de matériaux appropriés dépendra de l'environnement au fond du trou (géométrie, fluides, géologie, etc., Watson, 2004; Slater, 2010). Après avoir traversé le tubage jusqu'à la formation, on injecte généralement de l'eau pour nettoyer les ouvertures et créer une voie de communication perméable à l'eau qui facilitera la mise en place du scellant. Slater (2010) suggère un pompage à très faible vitesse de ciment Portland de classe G, à une pression suffisante pour créer un réseau de microfractures jusqu'aux vides à combler, en maintenant la pression de pompage jusqu'à ce que le laitier de ciment durcisse suffisamment pour bloquer la migration et l'entrée de gaz.

Dans de nombreuses complétions de puits, le tubage n'est pas cimenté jusqu'à la surface, ni même jusqu'au sabot de tubage suivant. Bien que cette façon de faire ouvre un chemin possible au liquide en mouvement, Ness et Gatti (1995) soulignent que la restauration est généralement mieux réussie qu'avec un espace annulaire complètement cimenté, étant donné qu'il est plus facile d'accéder au chemin d'écoulement d'un grand espace annulaire.

6.2 Problèmes des pratiques d'exploitation actuelles

Il est souvent difficile de restaurer l'enveloppe annulaire de ciment. Par exemple, Saponja (1999), Wojtanowicz et coll. (2001) font remarquer que le taux de réussite de la cimentation par compression est généralement d'environ 50 % pour les puits de Husky dans la région de Lloydminster, en Alberta, et les puits extracôtiers dans le golfe du Mexique. Un taux semblable a récemment été mentionné dans le cadre d'un atelier sur les exploitations pétrolières de l'Ouest canadien (Alberta Innovates—Technology Futures, 2015). Des preuves anecdotiques révèlent que les coûts de restauration du ciment peuvent énormément varier entre quelques dizaines de milliers et des millions de dollars, voire des dizaines de millions de dollars pour les puits problématiques (Society of Petroleum Engineers [SPE]/CSGM, 2015; Dusseault et coll., 2014; Watson et coll., 2002). Une localisation erronée de la source de la fuite et un mauvais contact avec le chemin de la fuite dans l'espace annulaire sont deux des principales causes des restaurations ratées. Les matériaux et méthodes de restauration sont également étroitement liés à l'abandon des puits. En effet, il faut tout d'abord éliminer les écoulements ou les fuites derrière le tubage avant d'abandonner un puits.

Les exploitants et entreprises de services doivent prendre de nombreuses décisions lors de la planification et de l'exécution des travaux de restauration. Bien que l'industrie recommande certaines pratiques comme les *Primary and Remedial Cementing Guidelines* du (DACC, 1995), et les *Best Practice Guidelines for Remedial Cementing* énoncées dans le document *Well Cementing* (Nelson et Guillot, 2006) et malgré les expériences sur le terrain mentionné par Slater (2010), il semble que la planification et la restauration reposent souvent sur l'expérience de l'exploitant et des entreprises de cimentation.

En outre, la position d'un scellement efficace prête également à la controverse. Les critères actuels sur le colmatage de restauration supposent une compression du ciment dans la source de la fuite afin de bloquer la migration des gaz à la source. Toutefois, il peut s'avérer difficile de localiser la zone de la source (comme nous l'avons vu au chapitre précédent) et difficile d'injecter le ciment dans de petites fissures (Saponja, 1999) et hors de la formation selon les propriétés pétrophysiques du roc. C'est pourquoi certains experts suggèrent de sceller la roche couverture au-dessus de la zone de la source (p. ex., Saponja, 2009), alors que d'autres soutiennent que les réparations de la roche couverture ne donnent rien parce qu'elles sont trop éloignées de la source et que le fluide sous pression risque de causer des dommages (p. ex., Perry, 2005). En outre, le ciment n'est peut-être pas le matériau idéal pour sceller une roche couverture, la taille de ses particules et sa viscosité empêchant de l'injecter dans les petites fissures et les microannulaires.

6.3 Améliorer les pratiques et les technologies d'exploitation

Outre le ciment Portland, on compte nombre de matériaux de remplacement mis au point et utilisés pour restaurer l'espace annulaire des puits qui fuient. Il s'agit, entre autres, de résines et autres polymères, de silicates, géomatériaux, sels et métaux. Ces matériaux présentent nombre d'avantages potentiels. Plusieurs d'entre eux ont des propriétés d'obturation supérieures ainsi qu'une perméabilité moindre, une meilleure résistance à la traction, un module de Young inférieur et une adhésivité supérieure au tubage. Grâce à une meilleure résistance aux fluides et à une distribution granulométrique (ou leur absence de particules), un bon nombre de ces matériaux s'injectent plus rapidement dans les petites fissures. En dernier lieu, la stabilité à long terme de plusieurs d'entre eux est supérieure; on prétend qu'ils réagissent moins aux températures et aux charges, à la corrosion et à d'autres formes de dégradation chimique.

- Les **résines** figurent parmi les matériaux de scellement de remplacement les plus utilisés (Gamache, 1993). La plupart de ces résines sont des polymères synthétiques thermodurcissables qu'on mélange à un liquide avant de les pomper. La réaction chimique exothermique à liaison transversale provoque leur solidification. Ils sont vendus dans le commerce. On travaille actuellement à leur mise au point pour le colmatage en fond des puits de forage. Selon Jones et coll. (2013), certaines résines étaient auparavant compatibles à l'eau, ce qui limitait leur application. Toutefois, de nouvelles résines compatibles à l'eau ont été utilisées avec succès sur le terrain. La tolérance à la chaleur et la durabilité des résines demeurent à prouver pour certaines applications; par exemple pour les puits de récupération thermique par haute

température. C-FER Technologies (Heseltine, 2016) mène des travaux de recherche sur la performance sous haute température de diverses résines. L'organisme de réglementation de l'énergie de l'Alberta évalue actuellement les risques possibles que ces matériaux peuvent poser au-dessus de la base de protection de l'eau souterraine (GSGM, 2016).

- ▶ Les **produits de scellement activés par pression** sont des matériaux qui se polymérisent lorsqu'ils subissent une chute subite de pression. Rusch et coll. (2004) décrivent plusieurs études de cas où ces matériaux ont servi à colmater des fuites microannulaires ou des microfissures pour restaurer des puits qui fuyaient. Il existe diverses méthodes de mise en place, dont l'injection dans l'espace annulaire depuis la surface (méthode économique comparativement aux méthodes où il faut perforer le tubage et utiliser des tubes de pompage au fond du trou). Cette approche peut s'avérer efficace à bloquer l'écoulement vers la surface depuis l'espace annulaire tout en préservant l'intégrité du tubage. Il faut, cependant, souligner que le colmatage près de la surface peut provoquer un écoulement transversal entre les zones perméables au fond du trou ou la rupture du sabot de tubage. La directive provisoire ID 2003 01 de l'organisme de réglementation de l'énergie de l'Alberta stipule que le pompage de tout fluide dans l'espace annulaire n'est pas une option de réparation approuvée (AER, 2003).
- ▶ Le **silicate de sodium** est un terme générique qui désigne un composé colloïde inorganique synthétique constitué de nanoparticules de silicate chargées négativement qu'on pompe avant le ciment (ou d'autres produits de scellement) dans les très petites fissures (p. ex., les espaces annulaires microscopiques) que même les mélanges de ciment à granulométrie fine ne peuvent atteindre. Le silicate de sodium sert à colmater les fuites de gaz depuis des décennies (Herring et coll., 1984; Borchardt, 1992). Le silicate réagit à son environnement pour former un bouchon de silice/silicate qui bloque l'écoulement de gaz ou de liquides par précipitation, polymérisation, adhérence au ciment et colmatage des pores.
- ▶ On a proposé de remplacer le ciment par des **alliages de métaux dont le point de fusion est relativement bas** pour restaurer et colmater les puits. Ces matériaux seraient injectés en fusion pour ensuite refroidir et se solidifier. Dans l'une des approches proposées, on installe un bouchon provisoire et on comprime un alliage en fusion de bismuth et d'étain (Bi-Sn) dans les perforations à une pression inférieure à celle de la fracture (Spencer et Lightbown, 2015; Figure 6.1). L'alliage restant dans le puits de forage et ensuite fraisé et retiré. Les avantages invoqués du scellement métallique incluent sa résistance, sa durabilité, sa faible perméabilité et son expansion volumétrique en durcissant. Pour de tels joints, on suggère de disposer le matériau au-dessus d'un intervalle de roche couverture et non sur la formation perméable de la source. Cela semble contrevenir à la directive provisoire 2003 01 (AER, 2003), qui stipule que le produit de scellement doit être disposé là où se trouve la fuite.



Figure 6.1 Les outils Seal Well de mise en place d'alliages de scellement de puits et d'un alliage de bismuth-étain coulé sur l'extérieur d'une cartouche chauffante. Cette technologie peut servir à la fois pour sceller les puits avant leur abandon ou restaurer des puits qui fuient. Dans l'un et l'autre cas, on abaisse l'outil dans un bouchon provisoire mécanique et on allume la cartouche chauffante. La seconde image montre un système analogue pour puits de forage avec perforation remplie d'alliage (Spencer et Lightbown, 2015).

- On a proposé divers **matériaux clastiques et géomatériaux** pour colmater les fuites, dont des coulis, des argiles et des matériaux à base de silice. Par exemple, Saasen et coll. (2011) décrivent l'utilisation d'une silice non agglomérée pour colmater les puits abandonnés. La distribution granulométrique de ce matériau est contrôlée avec précision. L'eau liant les granules, il offre une barrière à très faible perméabilité (moins de 1 mD). Ces matériaux sont à retrait nul, autocicatrisants et amovibles. Ces matériaux, proposés pour colmater les puits de forage, semblent également convenir à des barrières derrière le tubage (Sandaband, 2016).
- On propose aussi **d'agrandir le tubage en permanence** pour éliminer les fuites microscopiques dans l'espace annulaire. Kupresan et coll. (2014) parlent d'un essai en laboratoire sur une technologie de tubage extensible utilisée pour bloquer un écoulement annulaire. Pour mener ces essais, on a agrandi le tubage interne avec un microannulaire créé en laboratoire au-delà de son seuil d'élasticité à l'aide d'un cône d'expansion. L'essai sous pression a démontré un isolement différentiel jusqu'à 690 kPa (100 lb/po²) sur des spécimens de 24 po de long. Ils soulignent que l'expansion du tuyau intérieur a transformé le ciment entièrement durci et hydraté en une sorte de pâte facile à broyer. Le ciment s'est par la suite réhydraté en matériau mécaniquement efficace. Duncan et coll. (2016) décrivent également un système d'expansion mécanique à l'aide d'un cône profilé pour colmater les fuites derrière le tubage par des espaces annulaires microscopiques. L'outil est appelé SMART.

6.4 Lacunes en matière de connaissances et recommandations

6.4.1 Réglementation

Au Canada, la plupart des règlements sur les hydrocarbures exigent des interventions immédiates lorsque les fuites de puits de forage, pour certains types de fluides, atteignent ou excèdent des débits et des pressions établis. Les exigences fondées sur les types de fluides et les pressions accumulées peuvent être plus facilement justifiables, mais celles basées sur un débit précis de gaz à un moment précis ne semblent pas tenir compte des variations potentielles liées aux pratiques d'échantillonnage et d'essai (Dusseault et coll., 2014) ni des fuites d'un point de vue des risques. Il y aurait lieu de réviser ces règlements normatifs pour déterminer s'il faut ajouter d'autres considérations à la classification des fuites afin de prendre les mesures optimales en fonction des risques. Une évaluation des risques qui tient compte de la vraisemblance et des conséquences des incidents non souhaitables associés aux fuites et à la restauration serait plus appropriée. Une telle approche est décrite dans le document OGP Draft 116530 2 et dans les lignes directrices 117 recommandées par l'Association du pétrole et du gaz de Norvège sur l'intégrité des puits (NOGA, 2011). Le principal objectif de cette évaluation des risques est d'établir des conditions acceptables des fuites. Pour établir un contexte propice à l'évaluation des risques, on pourrait comparer les taux à ceux d'autres sources de méthane naturelles et anthropiques socialement acceptées (p. ex., en agriculture) (Dusseault et coll., 2014).

Les évaluations et la réglementation ciblant les risques offrent plusieurs avantages : (1) Elles permettent d'innover dans le développement de méthodes et de matériaux de restauration; cela peut donner naissance à des technologies plus efficaces et moins dispendieuses; (2) elles sont plus flexibles et s'adaptent à diverses situations; et (3) après avoir cerné les principaux risques, il est possible d'utiliser des ressources limitées plus efficacement. En favorisant une plus grande flexibilité et l'innovation, la réglementation exigeant des décisions fondées sur l'ensemble des risques présente certains inconvénients. Il peut se révéler difficile de quantifier tous les risques. En outre, les tolérances au risque peuvent varier d'un intervenant à l'autre. Il vaut peut-être mieux proposer une option de restauration prescriptive approuvée tout en permettant une gestion et des solutions novatrices fondées sur les risques pour corriger les fuites des puits de forage. Dans un tel scénario, l'organisme de réglementation devra possiblement établir une structure complète et procéder à une analyse comparative de l'approche fondée sur les risques. De nombreuses compétences autorisent les exploitants à demander une exemption à la réglementation normative, avec justification à l'appui. Le règlement ontarien sur la friche industrielle, qui régit la gestion des sites contaminés, en est un exemple, même s'il ne se limite pas aux hydrocarbures (Ontario, 2017). Ce règlement prescrit des normes génériques sur l'élimination des contaminants tout en autorisant une norme fondée sur les risques qui tient compte des caractéristiques propres à chaque site.

Une évaluation fondée sur les risques des fuites d'un puits de forage nécessitera la consultation d'un large éventail d'intervenants au sein de l'industrie dans le but

d'élaborer un cadre des risques, concevoir les modèles nécessaires, organiser des ateliers et des entrevues, et planifier le déroulement des travaux ou développer des logiciels.

6.4.2 Pratique de restauration recommandée par l'industrie

En général, la réglementation fournit un encadrement technique très limité sur la restauration des puits de forage. Certaines lignes directrices pratiques existent (Watson et coll., 2002; Slater, 2010), mais elles sont incomplètes. Cela laisse supposer que l'industrie devrait envisager l'élaboration d'une pratique recommandée qui aiderait les exploitants et les organismes de réglementation à évaluer et classer les puits qui fuient, tout en fournissant diverses solutions de restauration. Il s'agit d'une approche courante de l'industrie où la réglementation énonce les exigences minimales et les lignes directrices techniques aident à planifier, à prendre des décisions et à mener les opérations.

Les pratiques de restauration devraient être abordées dans le document *RP 65-3 Practices to Prevent or Remediate Annular Casing Pressure* de l'API, mais il semble que ce document ne soit pas encore rendu public (API, 2006). Le Comité sur le forage et la complétion (DACC) prévoit élaborer des pratiques de restauration du ciment (DACC, 2016). Une pratique élargie recommandée par l'industrie, de préférence étayée par un grand nombre de données partagées de l'industrie, permettrait d'étoffer divers thèmes liés aux interventions et à la restauration, tels que les suivants :

- Les processus décisionnels et de gestion associés à la restauration (p. ex., un organigramme fondé sur les risques ou des critères de classification);
- Le choix d'un laitier de ciment ou d'un matériau de scellement approprié;
- L'établissement de paramètres de restauration appropriés (vitesse, pression, méthode et complétion);
- Des méthodes de localisation de la source;
- La détermination et la sélection d'un intervalle de profondeur appropriée pour la perforation et la restauration;
- D'autres méthodes de réparation et de gestion des fuites des puits de forage;
- La description des autres matériaux et méthodes disponibles pour restaurer le fond du trou et celles qui seraient envisageables ou non. Il convient de noter que la réglementation examinée désigne généralement le ciment Portland comme un matériau à compression, même si l'AER semble accepter d'autres matériaux qui lui semblent convenables (CSGM, 2016);
- Des considérations pour des puits particuliers (fracturation à plusieurs étapes, puits de récupération thermique, CO₂ puits de séquestration, puits géothermiques, etc.);
- La collecte, la validation, la gestion et l'utilisation de données (p. ex., en fonction des paramètres et méthodes de calcul des taux de réussite, de suivi des coûts et des conséquences);
- Les évaluations subséquentes au travail et la gestion à long terme des puits.

L'un des défis souvent mentionnés au sein de l'industrie concernant l'élaboration de lignes directrices sur la restauration ou l'abandon des puits est l'important écart entre les applications, et ce faisant, la nécessité de pratiques, de matériaux et de technologies au cas par cas. En conséquence, on craint que l'élaboration d'une pratique recommandée de l'industrie nécessite trop de travail et que cette dernière soit trop générique pour être utile. Le cas échéant, une pratique de restauration se limitera à encadrer le processus décisionnel au lieu de fournir des critères prescriptifs ou des instructions étape par étape. Une telle ligne directrice pourrait, en outre, s'appliquer aux autres sections abordées dans cette FRT; par exemple la localisation de la source de la fuite et le calcul des taux de fuite.

6.4.3 Lacunes technologiques.

Le colmatage des fuites annulaires des puits de forage nécessite souvent plusieurs tentatives, généralement par compression de ciment. Des matériaux et des méthodes pour accroître les taux de réussite et court et à long terme comporteraient des avantages économiques et environnementaux. Le développement de technologies de restauration et d'abandon accuse un retard sur d'autres créneaux tels que le forage, la complétion et la production probablement en partie parce qu'il ne génère pas de revenus (National Petroleum Council [NPC], 2011). On évalue et on développe malgré tous des méthodes et des matériaux de nouvelle génération. Il s'agit notamment de meilleures méthodes pour établir une communication hydraulique avec le trajet de la fuite et pour y mettre en place les produits de scellement. Nombre de ces technologies semblent prometteuses et méritent qu'on leur accorde davantage de recherche et de financement. Ces technologies doivent répondre à un grand nombre d'exigences opérationnelles et fonctionnelles en plus de respecter la réglementation sur la santé, la sécurité et l'environnement pour les opérations, le mélange et la mise en place, après cette dernière et lors de l'abandon du puits. Les gouvernements et l'industrie devraient élaborer des protocoles et des méthodes servant à évaluer et à qualifier de façon cohérente la pertinence de ces technologies. Cela profiterait aux fournisseurs, utilisateurs/exploitants et organismes de produits. Par exemple, les *Guidelines on Qualification of Materials for the Suspension and Abandonment of Wells* du Royaume-Uni sur les hydrocarbures (Oil & Gas UK, 2012) étudient l'homologation de matériaux autres que le ciment Portland pour l'abandon des puits. Bien qu'elles ciblent les matériaux pour l'abandon des puits (généralement pour boucher les tubages), nombre de leurs objectifs et exigences sont semblables pour les matériaux de restauration des espaces annulaires. La ligne directrice est un point de départ pour l'élaboration de normes d'homologation sur les propriétés des matériaux de restauration et leurs méthodes d'utilisation.

Pour homologuer l'équipement et les méthodes de mise en place, on pourrait procéder à des essais de fonctionnement à grande échelle, semblables à ceux des protocoles et normes API et ISO pour les joints, les bouchons provisoires, les raccords et le matériel de retenue. Toutefois, les procédures d'homologation actuelles pourraient ne pas s'appliquer à toutes les nouvelles technologies et méthodes. Le développement et l'homologation peuvent se fonder sur des analyses techniques ou des simulations numériques combinées à des essais physiques. Ainsi, outre les méthodes d'expansion du tubage actuellement à l'étude pour restaurer les microannulaires, on pourrait calculer le

taux d'expansion approprié du tubage, du ciment et de la formation en fonction de divers scénarios donnés. Une expansion excessive pourrait fissurer le ciment et provoquer une fuite avec des risques encore plus graves. Nous pourrions tenter de comprendre la sensibilité de divers paramètres à l'aide de modélisations numériques (p. ex., Duncan et coll., 2016). Le calcul de la taille d'un microannulaire sur le terrain peut nécessiter le développement de nouvelles méthodes de mesure, par exemple des essais ou des diagraphies du puits de forage.

Il convient de souligner que dans l'essai décrit par Kupresan et coll. (2014), un tuyau extérieur exerçait une pression de confinement considérable au cours de l'expansion. Si on adopte cette technique pour les enveloppes de ciment adossées à des formations peu résistantes ou de faible profondeur, il faudra en évaluer la performance avec une pression de confinement bien moindre possible ou prévue. Il a été mentionné, lors de l'atelier sur la FRT (CSGM, 2016), que de nouvelles technologies inspirées de ce concept sont en cours de développement au Canada. L'une d'elles, mise au point par Suncor (Duncan et coll., 2016), a été récemment présentée. Elle comporte une optimisation numérique de la conception avec validation en laboratoire d'une méthode d'expansion du tubage.

Les méthodes d'homologation (p. ex., les essais à petite et grande échelles et la modélisation des matériaux) pourraient, dans un premier temps, cibler une technologie et son application particulières sur le terrain. Le cas échéant, ces méthodes pourraient un jour faire l'objet de normes industrielles élargies. L'homologation des méthodes et des matériaux nécessite une parfaite compréhension de l'environnement au fond du trou; par exemple de la structure du sol, de la géométrie des fuites, de la température et de la pression, du profil des charges et de la composition chimique. On suggère de mettre au point de méthodes améliorées pour évaluer et documenter les conditions au fond du trou afin d'inclure ces conditions dans l'homologation des technologies.

Le colmatage d'une fuite dans la roche couverture peut être intéressant pour certains puits de forage, notamment pour l'industrie de stockage souterrain et possiblement d'autres modes de séquestration du CO₂ ainsi que les entreprises de récupération thermique. Cet aspect semble nécessiter davantage de recherche et de développement de méthodes et de matériaux adaptés. Certaines compétences autorisent le contrôle et la restauration de la pression annulaire à l'aide d'interventions en surface, entre autres, par injection dans l'espace annulaire. On suggère d'examiner des méthodes de remplacement avec les risques qu'elles comportent.

6.4.4 Analyse et partage des données sur la restauration

Les fuites des puits de forage constituent un problème à la grandeur de l'industrie. Une hausse de l'efficacité, du taux de réussite et de la fiabilité des restaurations ainsi qu'une baisse des coûts profiterait à tous les intervenants. La réussite des efforts de restauration (p. ex., la cimentation sous pression) repose sur de nombreux facteurs. Compte tenu du grand nombre de variables, les améliorations apportées au procédé de colmatage des fuites des puits de forage nécessitent une série d'essais et erreurs dispendieux et de longue haleine. L'industrie bénéficierait d'une méthode cohérente pour suivre et partager l'information sur la restauration des puits de forage. Si une

telle démarche permettrait d'améliorer la performance, d'accélérer le développement et de réduire les coûts, les exploitants seraient plus motivés à partager leurs réussites et les échecs. Une plateforme d'analyse et de partage des données serait un moyen de mener des évaluations exhaustives et cohérentes subséquentes aux restaurations et d'en assurer un suivi à long terme à la grandeur de l'industrie. Une telle base de données pourrait être créée par les organismes de réglementation régionaux et nationaux ou dans le cadre d'une initiative partagée de l'industrie, gérée par un tiers (AER, 2017).

Dusseault et coll. (2014) soulignent que trop peu de tentatives ratées de restauration sont déclarées. C'est pourquoi l'industrie n'a qu'une compréhension limitée des méthodes les plus efficaces comme de celles qui ne fonctionnent pas. Le suivi des réussites et des échecs permettrait de dresser des statistiques qui pourraient faciliter la compréhension des problèmes, accélérer les percées technologiques et aider à l'élaboration de lignes directrices, de pratiques recommandées et d'évaluations fondées sur les risques au sein de l'industrie. Le partage d'information peut transiter par une base de données commune interrogeable sur les principaux paramètres. Cette base de données pourrait contenir d'autres données afférentes à l'intégrité des puits, destinées à une clientèle élargie.



Abandon

L'abandon d'un puits de forage a pour but de rétablir la faible perméabilité de la roche couverture pour empêcher le fluide de s'écouler dans le puits de forage ou à proximité de celui-ci. Les sections suivantes traitent des méthodes générales d'abandon d'un puits de forage en expliquant les problèmes que pose l'approche actuelle, et formulent des recommandations sur l'orientation de la recherche. Il s'agit d'un résumé du rapport de la FRT intitulé *Improving Abandonment Processes*, produit par Robert Walsh et Dru Heagle, de Geofirma Engineering, Ottawa, Ontario.

7.1 Pratiques en vigueur et réglementation

Lorsqu'on a commencé le forage à la recherche de pétrole brut et de gaz naturel, au milieu du 19^e siècle, il n'y avait aucune réglementation sur l'abandon des puits au terme de leur vie productive, et les exploitants se contentaient de les laisser tels quels, un trou béant dans le sol. Au cours des années 1890, certaines compétences ont adopté des règlements sur l'obturation et l'abandon dans le but de protéger les zones de production contre les inondations d'eau douce (Département de la protection environnementale de Pennsylvanie, 2000). Les opérations d'obturation rapides avaient généralement pour but de prévenir la migration de pétrole brut et de gaz naturel dans des formations pour protéger la ressource, et non pas l'environnement. Aux États-Unis, les premiers règlements autorisaient l'obturation des puits à l'aide de broussailles, bois, roches, papiers et sacs de toile ou d'une variété d'articles servant à retenir une poche de ciment (NPC, 2011). Cela correspond aux informations anecdotiques que nous avons sur les opérations de réabandon des puits forés avant 1950 en Alberta et en Ontario. La réglementation évoluant, le ciment est devenu obligatoire pour sceller les intervalles productifs et le sommet du puits de forage. Avec le temps, la réglementation sur l'obturation a décrit les intervalles précis où le ciment devait être coulé, et les types de matériaux autorisés entre les bouchons de ciments. La technologie de base servant à obturer et à abandonner les puits a peu changé depuis les années 1970 (NPC, 2011).

7.1.1 Pratiques actuelles d'abandon des puits d'hydrocarbures

Un puits de forage abandonné comprend généralement un tubage de surface qui descend jusque sous la base de la couche qui protège l'eau souterraine potable, ainsi qu'une colonne d'extraction ou plusieurs colonnes d'extractions qui pénètrent la formation cible. Les espaces annulaires entre le tubage et la formation, et entre les différents tubages, sont cimentés ou à tout le moins partiellement cimentés. La méthode type d'abandon consiste à mettre en place des bouchons de ciment (généralement de ciment API de classe G) pouvant être soutenus par des bouchons mécaniques, à l'intérieur du tubage ou dans le trou ouvert dans le cas d'un puits non tubé (p. ex., un puits principal ou de délimitation). Pour abandonner correctement un puits, l'exploitant doit concevoir un programme en ce sens, qui précise les problèmes liés à son intégrité,

les zones qui recèlent des hydrocarbures et celles qui contiennent de l'eau, et l'intégrité du ciment. Le texte qui suit décrit les étapes de base du procédé actuel d'abandon des puits :

- 1. Vérification de la présence de FETS/GM :** Les puits d'hydrocarbures peuvent se mettre à fuir avec le temps ou rapidement après leur construction. En Alberta, avant d'abandonner un puits en surface, on procède tout d'abord à un essai de débit de l'évent du tubage de surface pour déterminer si du gaz, du liquide ou une quelconque combinaison de substances s'en échappe (AER, 2003). En cas de fuite, il faut corriger le problème avant d'abandonner le puits (voir la section 4).
- 2. Préparation du puits de forage :** Avant d'abandonner un puits, il faut en retirer la colonne d'extraction, les pompes qui sont au fond et les joints. Une fois le matériel retiré du fond du trou, on nettoie le trou en le rinçant à l'aide d'un fluide de circulation, généralement de l'eau. Pour sceller un puits non tubé, il est important de retirer la boue et le gâteau de boue des zones où on prévoit couler du ciment. Dans un puits de forage tubé, il faut retirer les hydrocarbures pour que le ciment puisse durcir en adhérant au tubage arrosé d'eau.
- 3. Obturation :** On dispose des bouchons de ciments dans les trous ouverts ou les tubages cimentés à l'aide de différentes méthodes, sous diverses conditions. On peut couler une seule couche ou plusieurs couches de ciment dans le trou en fonction des exigences. Dans les trous non tubés, la méthode la plus répandue pour la mise en place de bouchons de ciment est la méthode du bouchon équilibré. En Alberta et dans d'autres régions canadiennes, on obture généralement les puits tubés à risque élevé en plaçant à la cuiller huit mètres de ciment sur un bouchon provisoire inséré dans le tubage (AER, 2016b; Figure 7.1). En plus des bouchons de ciment, des bouchons mécaniques, comme les bouchons provisoires et les obturateurs de cimentation, aident à bloquer l'écoulement dans le puits de forage. S'il n'y a pas de ciment derrière le tubage, ou si le ciment est jugé inadéquat, il peut s'avérer nécessaire de restaurer le ciment annulaire afin d'isoler les zones perméables (voir la section 6). On doit alors procéder à des essais pour s'assurer que le bouchon est installé à la bonne profondeur et qu'il isole adéquatement les zones perméables.
- 4. Couper-boucher :** La dernière étape du procédé d'abandon sur le terrain consiste à couper et à boucher le puits. En général, il faut couper la colonne de tubage à au moins un mètre sous le niveau du terrain final. Comme l'explique le texte ci-dessus, il faut tout d'abord vérifier si le puits fuit avant de le couper et de l'obturer. En Alberta, on exige l'utilisation d'un bouchon mis à l'air libre qui prévient l'accumulation de pression dans le puits abandonné. D'autres autorités législatives, particulièrement les États-Unis, exigent un bouchon scellé.

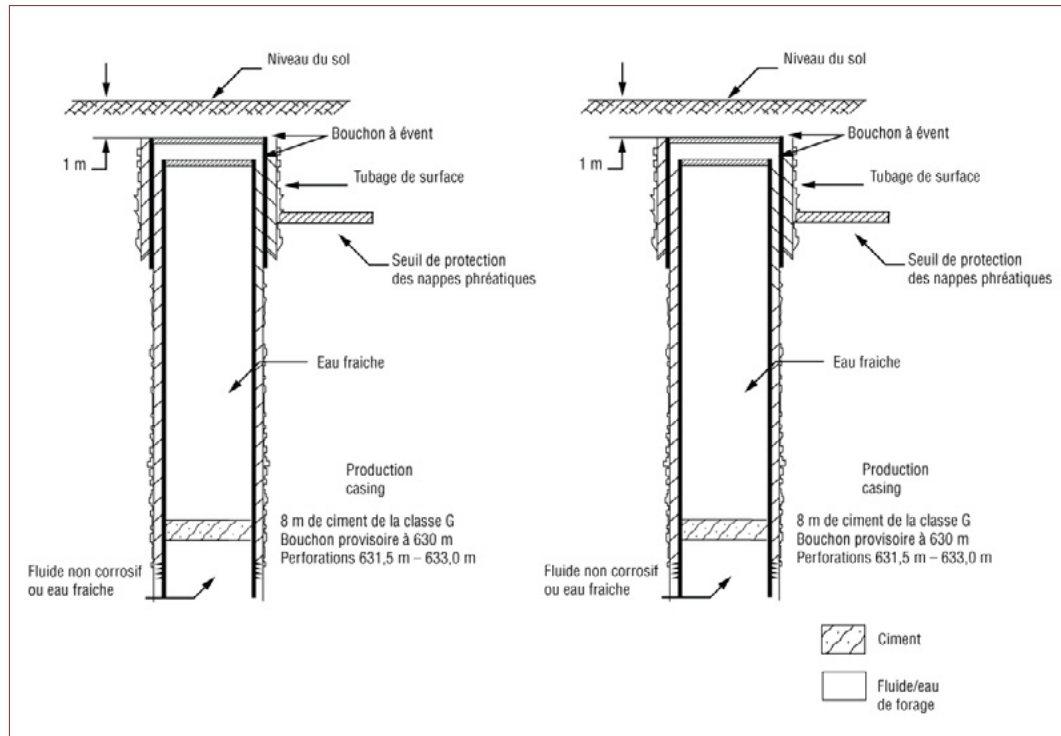


Figure 7.1 Exemples de puits tubés abandonnés à faible risque (AER, 2016b).

7.2 Problèmes des pratiques d'exploitation actuelles

On peut diviser les échecs d'abandon de puits en deux grandes catégories : (1) scellage inadéquat et fuite des bouchons dans le tubage; et (2) scellage inadéquat de l'espace annulaire (généralement cimenté), à l'extérieur du tubage. Les sections suivantes abordent l'un et l'autre cas.

7.2.1 Scellage inadéquat de l'espace annulaire

Comme il a été mentionné dans les sections précédentes, la défaillance des presse-étoupes est due en grande partie à un faible déplacement des boues pendant la cimentation et à la migration de gaz pendant que le ciment sèche, à la formation d'espaces annulaires et de fissures de contrainte en cours d'exploitation ou à la contraction autogène pendant l'hydratation du ciment qui provoque la formation de microannulaires (Dusseault et coll., 2000; Zhang et Bachu, 2011). Nygaard (2010) a observé que les puits tubés semblent plus enclins à fuir que les puits ouverts forés au trépan et abandonnés, et que les puits d'injection fuient plus que les puits productifs. Une recherche suggère que les interfaces perméables (microannulaires) et le ciment mis en place de façon inadéquate sont à l'origine de parcours perméables dans l'enveloppe de ciment, et non de la dégradation du ciment en soi (Duguid et coll., 2013; Gasda et coll., 2013; Crow et coll., 2009). À cause des pratiques d'abandon actuelles, les problèmes liés à l'enveloppe de ciment continueront à nuire à l'intégrité du puits après l'abandon de ce

dernier. Même si le bouchon provisoire inséré dans le tubage ne se dégrade jamais, que le bouchon de ciment dans le tubage assure une étanchéité durable et que le tubage ne rouille pas, une enveloppe de ciment mal scellée laissera malgré tout fuir les fluides.

7.2.2 Bouchons inadéquats dans le tubage

Une étude menée en Alberta par Watson (2005) a évalué 14 puits abandonnés pour déterminer l'efficacité à long terme des méthodes d'abandon. Moins de la moitié de ces puits étaient abandonnés depuis plus de 15 ans; trois d'entre eux l'étaient depuis plus de 20 ans. Ce petit échantillon n'est pas statistiquement représentatif de la population des puits, mais les résultats n'en demeurent pas moins révélateurs. Parmi les puits visités, deux présentaient des FETS, mais aucun n'a révélé de GM. Seulement 60 % des puits avaient un inhibiteur de corrosion, ce qui constitue pourtant une exigence pour les puits abandonnés. À peine 50 % d'entre eux avaient le bouchon de ciment requis sur le bouchon provisoire. Les chercheurs soulignent que le bouchon de ciment y était, mais que sa résistance à la compression était insuffisante et qu'il avait été éjecté du trou après avoir été remis en place. Le bouchon de ciment d'un trou ouvert ne satisfaisait pas l'exigence minimale de 15 mètres de long sous le sabot de tubage de surface, même si la diagraphie du bouchon faite lors de l'abandon indiquait le contraire (avant durcissement). Fait encourageant, tous les bouchons mécaniques provisoires dans le tubage assuraient encore une parfaite étanchéité.

Cette étude met en lumière deux problèmes potentiels sur la pratique actuelle d'abandon des puits de forage. Le manque d'inhibition dans une large part des puits suggère que les exigences réglementaires ne sont pas comblées. La très piètre qualité du ciment de la moitié des bouchons déposés à la cuiller suggère également qu'on n'a pas respecté la procédure appropriée de mise en place du ciment. Les auteurs estiment que 10 % de ces puits obturés flancheront à long terme et recommandent plutôt d'utiliser un bouchon équilibré ou d'installer un obturateur et de comprimer le ciment. Dans une récente communication, l'auteur de l'étude sur les abandons (Watson, 2005) fait valoir qu'il est impossible de toujours réussir des bouchons de ciment de bonne qualité installés à la cuiller, parce que la méthode est fondamentalement déficiente (Watson, communication personnelle, 2016). Si nous tenons pour acquis que les bouchons de ciment à la cuiller n'ont fréquemment aucune résistance mécanique et n'assurent aucune barrière hydraulique (parce que souvent, le ciment ne durcit même pas), il serait plus sensé de modifier l'approche pour les puits à faible risque. Watson conseille de n'utiliser que des bouchons provisoires mécaniques dans les puits à faible risque (c'est-à-dire de gaz non acide à faible profondeur), et de couler des bouchons de ciment plus long (environ 100 m) dans les puits abandonnés qui présentent des risques plus élevés.

7.3 Améliorer les pratiques et les technologies d'exploitation

Il existe beaucoup de technologies permettant d'améliorer la procédure d'abandon des puits, de réduire le taux des FETS et GM, et d'améliorer la durabilité des dispositifs d'obturation. Cette section résume les diverses options à cet effet.

7.3.1 Améliorer les complétions

Il est possible d'améliorer l'abandon des puits à l'aide des procédures existantes; cela doit commencer dès l'installation du tubage, longtemps avant l'abandon du puits. Cette question est expliquée à la section 4.

7.3.2 Enlèvement du tubage et scellage de l'espace annulaire

Conscients que de nombreux problèmes liés à l'abandon des puits surviennent derrière le tubage, certains auteurs suggèrent de percer ou d'enlever systématiquement une section du tubage et du ciment annulaire lorsqu'on abandonne un puits (Gray et coll., 2007; Carlsen et Abdollahi, 2007). Dès 1999, Husky Oil (Saponja, 1999) proposait une solution économique au problème des fuites de gaz en restaurant la roche couverture en y pratiquant des fentes pour ensuite la fracturer à l'aide de ciment liquide afin que les fractures horizontales ainsi provoquées bloquent la migration du gaz, peu importe la tension locale. Ce type de méthode de restauration est controversée, comme l'explique la section 6.2.

7.3.3 Bouchons mécaniques

Il existe deux types courants de bouchons mécaniques : les bouchons provisoires et les obturateurs de cimentation. Les bouchons provisoires sont généralement en fonte et munis d'un joint d'étanchéité en élastomère. Ils bloquent efficacement les gaz migratoires des puits de forage afin de minimiser l'intrusion du gaz dans les obturateurs de cimentation en train de durcir, et de minimiser la contamination de l'obturateur de cimentation de recouvrement. Les bouchons provisoires peuvent être faciles à percer ou plus résistants. Il est possible de se procurer des bouchons provisoires en cuivre qui résistent mieux à la corrosion. Les obturateurs de cimentation étanchéisent le dessus des bouchons où le ciment peut se mettre en place. Les obturateurs de cimentation sont efficaces lorsque des pressions supérieures sur le ciment sont requises pour obturer les zones (Slater, 2010). Ils sont généralement faits d'un matériau forable permettant d'accéder au puits si nécessaire. Une fois l'outil en place dans le puits, on pompe le ciment à travers l'obturateur pour le comprimer. Une fois le ciment comprimé sous l'obturateur, le tube se résorbe et un volet mécanique se ferme pour maintenir le ciment captif. Il est possible de couler du ciment sur l'obturateur pour augmenter l'étanchéité. On peut arguer qu'un obturateur de cimentation recouvert de ciment pourrait également servir au coulage de boue bentonitique, peut-être avec des particules en suspension de bentonite comprimée.

7.3.4 Améliorer le ciment

Le ciment et les pratiques de cimentation utilisés pour obturer et abandonner les puits d'hydrocarbures se sont améliorés au cours des dernières décennies, et les technologies liées au ciment ne cessent d'évoluer. Cette question est expliquée à la section 4.

7.3.5 Bentonite et autres matériaux sédimentaires

Historiquement, on a utilisé la boue de forage bentonitique pour boucher de nombreux puits, misant sur la pression descendante exercée par le poids de la colonne de boue et de la résistance au gel de cette dernière. Depuis le début des années 2000, les pastilles de bentonite sodique sont plus couramment utilisées pour obturer les puits de forage, surtout pour les puits moins profonds (environ 500 m de profond). Les argiles gonflantes ont des avantages qui manquent au ciment, dont la capacité de gonfler, de se déformer et de s'auto-obturer. Dans nombre de cas, la bentonite s'avère un matériau d'obturation plus économique que le ciment, même s'il est plus difficile de la mettre en place à la profondeur voulue avant qu'elle gonfle. Sous certaines conditions particulières, les districts de Bakersfield et de Coalinga, en Californie, approuvent l'utilisation de pastilles de bentonite pour obturer les puits.

Sandaband® est un mélange sec de boue de bentonite, de barite et de sable quartzeux (dans une proportion de 75 %) utilisé dans la mer du Nord pour obturer des puits (Saasen et coll., 2011). L'ajout d'eau et d'additifs d'indice de viscosité avec agents dispersants au mélange crée un matériau semblable à du plastique (plastique Bingham) qui se comporte comme un liquide lorsqu'on le pompe, mais qui durcit instantanément au repos. Le Sadaband est incompressible et étanche au gaz, ne rétrécit pas, ne se fracture pas, et semble demeurer chimiquement stable au fil du temps. Bien que la barite présente une solubilité supérieure, elle peut se dissoudre avec le temps.

Quellon HD est un mélange de bentonite sur le marché constitué de pastilles de bentonite (à environ 9 %) et de magnétite (à environ 10 %) (AMEC, 2014). La magnétite augmente la densité du mélange. La masse volumique apparente (MVA) des pastilles de Quellon HD, avant leur hydratation, est de 1 400 kg/m³; elle grimpe à 1 880 kg/m³ après hydratation du trou. Au cours d'essais en laboratoire, la perméabilité du Quellon HD soumises à une pression de 190 kPa et à une pression différentielle de 100 kPa était de 6×10^{-19} m² (0,000 6 mD). On a pompé du Quellon HD dans des trous de forage sans aucun problème. Les références disponibles ne mentionnent pas l'interaction entre la magnétite et le tubage de fer.

Les systèmes de scellement des dépôts de déchets radioactifs, tout comme les trous de forage de caractérisation des sites abandonnés, utilisent énormément la bentonite comme matériau de scellement (AMEC, 2014). De nombreuses organisations responsables de la séquestration des déchets radioactifs s'intéressent aux joints bentonitiques. À titre d'exemple typique, SKB Design exige des joints d'une durée de vie d'au moins 100 000 ans; elle a opté pour de la bentonite naturelle smectique MX-80 à cause de la faible perméabilité et de la durabilité de l'argile, et surtout parce que contrairement au ciment, la bentonite ne se fissure jamais.

7.3.6 Résines

Les produits de scellement à base de résine peuvent convenir à des applications nécessitant une résistance mécanique relativement élevée. Les résines peuvent également se montrer plus élastiques que le ciment et mieux convenir à des environnements à pressions et températures variables (voir la section 4.3). Il est

possible de contrôler la densité, la viscosité et le temps de prise des résines qui par ailleurs sont imperméables au gaz. Les résines ne réagissent pas au sulfure d'hydrogène ni au dioxyde de carbone et ne se dégradent pas comme le ciment. Par contre, on ignore si elles peuvent résister longtemps aux températures élevées (Heseltine, 2016).

Il existe trois catégories générales de résines : les résines époxydes et phénoliques et les furanes, chacune comportant des avantages et des inconvénients. En général, les résines époxydes offrent la meilleure résistance au liage, mais elles prennent relativement rapidement. Les résines phénoliques ont une stabilité thermique supérieure et un temps de prise plus facile à contrôler, mais présentent une viscosité plus élevée et sont plus préoccupantes en matière de santé, de sécurité et d'environnement. La durée de maturation des furanes est plus facile à contrôler que celle des résines époxydes. Leur viscosité permet une meilleure pénétration des fissures étroites et des pores minuscules, mais ils peuvent rétrécir en séchant.

Les résines sont généralement appliquées en petites quantités à cause de leur coût relativement élevé par volume. En outre, une résine immature demeure visqueuse et doit être appliquée lentement, ce qui complique la tâche en raison de sa vitesse de prise relativement élevée. La température de la subsurface est un facteur important influant sur le temps de prise. Les résines immatures sont extrêmement réactives, ce qui peut poser problème si, une fois injectées dans une formation, leurs réactions géochimiques empêchent la polymérisation (durcissement). En outre, les résines coûtent cher. Si la résine sèche trop rapidement, le tube servant à l'injecter devra probablement être mis hors service. Les résines sont combinées à des ciments dans certains mélanges commerciaux. Ces mélanges, utilisés avec d'autres matériaux d'obturation, permettent de sceller les trous de forage. Il est possible d'ajouter des produits de remplissage, comme la farine de silice et le carbonate de calcium, aux mélanges de résine afin de réduire les coûts, d'augmenter la densité du mélange ou d'obtenir une stabilité thermique accrue.

7.4 Lacunes en matière de connaissances et recommandations

Les matériaux de scellement des puits abandonnés doivent demeurer étanches longtemps. Le matériau de scellement doit être pompable pour être mis en place à la profondeur voulue du trou de forage; il doit en outre présenter une faible viscosité avant de prendre ou de sécher afin qu'on puisse accéder au bouchon. Il doit, en outre, colmater les petites fissures apparues à l'extérieur du tubage. Le matériau doit être suffisamment résistant pour résister aux pressions de la subsurface, et suffisamment souple pour se déformer au besoin et rester en contact avec le tubage et le substrat rocheux. Le matériau doit demeurer suffisamment résistant et ne pas se résorber en séchant (ou par la suite) afin d'empêcher les fuites de gaz ou l'apparition de chemins perméables. À long terme, le joint doit résister à la corrosion, à l'expansion et à la contraction ainsi qu'à la dégradation thermique. Le matériau doit aussi se mélanger sans problème avec des additifs qui en contrôlent la densité et le temps de prise. On doit pouvoir l'utiliser en quantité suffisante pour créer un bouchon suffisamment long.

Outre le développement continu des matériaux dont il est question à la section 7.3, certaines technologies novatrices à divers stades de leur développement ont attiré l'attention. Le texte qui suit en offre un aperçu :

- ▀ Le **scellage thermique, ou thermoscellage**, consiste à soumettre le fond du trou à des températures très élevées pour y faire fondre le tubage, l'enveloppe de ciment et la roche qui se fondent en un joint présumé homogène et imperméable une fois refroidi et durci. Baker Hughes (2015) propose d'utiliser un laser de forte puissance avec un câble métallique. Interwell (2015) développe une méthode où on met le feu à un mélange de thermites calogène qui dégage des températures pouvant atteindre 3 000 °C au fond du trou. En août 2016, Interwell a testé cette technologie dans deux puits albertains. On a également évalué des méthodes avec de la roche fondue pour sceller les puits profonds où sont stockés des déchets radioactifs. Gibb et Travis (2015) décrivent la mise au point de la technique « de soudage de roche » où on s'est servi de chauffage électrique au fond du trou pour faire fondre la roche granitique broyée prélevée à même la formation hôte. Selon les auteurs, on a obtenu un bouchon uniforme, virtuellement identique à la roche hôte. Entre autres questions demeurent sans réponse : (1) La contraction et la fissuration de la masse fondue pendant son refroidissement poseraient-elles un problème? (2) Une zone thermiquement endommagée peut-elle apparaître dans la formation de roche non fondue voisine? (3) L'eau interstitielle ou les fluides interstitiels dilatés en ébullition dans une formation à faible perméabilité, par exemple dans des couches de schiste dans la roche couverture, pourraient-ils fracturer la roche adjacente?
- ▀ De nombreux auteurs proposent des **matériaux fondus** qui en durcissant forment un bouchon. Nygaard (2010) prône l'utilisation d'un alliage métallique fondu qui se dilate légèrement en refroidissant et scelle les puits, dans le cadre du projet de séquestration de CO₂ de Wabamun. Kunz (2016) propose d'utiliser un mélange de minéraux fondu pour sceller les trous de forage abandonnés. Comme le souligne la section 6.3, Spencer et Lightbown (2015) ont présenté un rapport d'évaluation d'alliages de bismuth-étain comme matériaux d'obturation. Le point de fusion de l'alliage étudié était de 138 °C. On peut installer le bouchon solidifié ou utiliser une résistance chauffante filaire. Étant donné que l'alliage se dilate légèrement (~1 %) en se solidifiant, il assure une parfaite étanchéité avec les parois du trou de forage, en presumant qu'il subit la pression voulue en refroidissant (Figure 6.1). Cette méthode a été testée sur le terrain avec des résultats positifs. Bisn Tec (2014) propose une autre méthode : utiliser une source de chaleur thermites pour faire fondre des alliages de bismuth-germanium afin d'obturer les trous de forage profonds.
- ▀ La **dilatation du tubage** fait appel à un joint ou à un autre dispositif semblable qui applique une pression suffisante dans le tubage pour l'agrandir en permanence et comprimer le ciment qui se trouve dans l'espace annulaire et ainsi refermer les microannulaires. Kupresan et coll. (2014) se sont intéressés à une technique d'expansion du tubage et ont découvert qu'une faible expansion peut sceller efficacement un microannulaire. Ils ont signalé que cinq jours après l'expansion, le ciment endommagé s'était réhydraté à l'état solide pour recouvrer sa résistance. On ne sait pas si le phénomène est propre à du plus vieux ciment dans un trou de forage.

Winterhawk Well Abandonment (2016) met au point une technologie d'abandon qui fera appel à une expansion du tubage pour refermer les microannulaires tout en assurant une obturation permanente à l'intérieur du tubage. Cette technologie fait appel à une garniture annulaire expansive et à de l'asphalte modifié (conçu pour la construction de routes) pour former un bouchon. On a obtenu en laboratoire une expansion du tubage de 0,4 mm.

- La **biominéralisation artificielle** est une technique qui tire profit de l'aptitude des microbes à modifier la composition chimique de leur environnement lorsqu'ils métabolisent une source de nourriture. Cunningham et coll. (2014) décrivent des expériences à l'échelle de laboratoire où on a réussi à réduire de deux ordres de grandeur la perméabilité de grès Berea fracturé et intact sous très hautes pressions ($1\ 100\text{ lb/po}^2$) à la suite de l'application répétée d'une solution bactérienne (de l'urée) et de calcium dissous. Un rapport de suivi, par Philips et coll. (2016), fait état des résultats d'un essai sur le terrain de cette méthode où on a réduit l'injectivité d'un facteur d'environ 4. Cette méthode est avantageuse du fait que la solution injectée atteint des fissures beaucoup plus petites que le ciment en raison de sa plus faible viscosité et que son grain est plus petit (les microbes ayant un diamètre de 2 à 5 μm). Son désavantage semble être la nécessité de multiples applications durant plusieurs jours ainsi que la durabilité incertaine du dépôt de carbonate de calcium lorsque le fluide interstitiel reprend son état naturel avec le retrait de la source de nourriture. Néanmoins, cette méthode n'en est qu'à ses débuts, mais semble prometteuse pour obturer les petites fissures perméables telles que les microannulaires.
- La **mise en place de bentonite** dans les trous de forage fait l'objet de recherches (voir la section 5.3.5). Bien que la bentonite offre d'excellentes propriétés d'obturation des trous de forage, la difficulté est de la mettre en place à la profondeur voulue à une pression de gonflement capable d'engendrer un bouchon à faible perméabilité à la grandeur du trou. Un autre défi lié à la bentonite est la décroissance de son potentiel de gonflement liée à l'augmentation de la salinité de l'eau. Plus l'eau souterraine est saline, moins la boue gonfle, d'où un risque de bouchon incomplet et relativement perméable. Cependant, il serait possible de concevoir un bouchon de bentonite efficace malgré l'environnement salin grâce à une formulation adéquate.

Un bon matériau ou une bonne combinaison de matériaux d'obturation dépend de nombreux critères. Comme l'expliquent les sections précédentes du rapport, nombre de méthodes, techniques et matériaux semblent prometteurs pour améliorer l'abandon des puits de forage, et d'importantes recherches et activités de développement sont consacrées aux nouvelles méthodes et aux nouveaux matériaux qui serviront à obturer et à abandonner les puits. Le problème est que ces matériaux ne franchissent pas l'étape du développement ni des applications de niche vers une utilisation à plus grande échelle. Même les méthodes de remplacement qui existent depuis un certain temps ne sont pas largement adoptées. Cela laisse supposer une certaine part de conservatisme et peut-être une réticence des exploitants et des organismes de réglementation, ce qui risque de gêner la mise au point de meilleures méthodes uniformisées d'abandon. Ce scepticisme peut se justifier par un manque d'évaluations indépendantes accessibles au public des assertions de la part des entreprises de services et des entrepreneurs à l'œuvre sur les champs pétrolifères, et de trop peu d'essais et d'endossements de la part des organismes

de réglementation. Cependant, il n'existe aucune procédure d'essai standard permettant de qualifier l'une ou l'autre méthode d'obturation; malgré tout, les lignes directrices de l'association Oil & Gas UK (*Guidelines on Qualification of Materials for the Suspension and Abandonment of Wells*) (Oil & Gas UK 2012) comportent des normes d'homologation de matériaux de remplacement pour l'abandon des puits.

Avec des normes en place, il serait possible de tester des matériaux aux propriétés particulières; par exemple la résistance mécanique, la résistance à la corrosion, la ductibilité et la durabilité à long terme. Il peut s'avérer difficile d'élaborer des normes claires en tenant compte de notre compréhension actuelle des principaux procédés d'obturation et d'abandon. Quant aux nouveaux systèmes, comme les bouchons expansibles pour tubage ou la biominéralisation, il sera impossible de mettre au point des essais standard pour les homologuer. Ces technologies nécessitent une évaluation indépendante à l'aide de programmes d'essai bien conçus, tels que des essais indépendants sur le terrain pour comparer la performance des techniques en cours et inédites d'abandon des puits. Étant donné qu'il est impossible de prévoir les fuites à priori, ces essais pourraient cibler des formations fortement susceptibles de fuir (par exemple, dans la zone de Lloyminster) dans un nombre suffisant de puits pour fournir des résultats statistiquement significatifs.

Les résultats de ces évaluations seraient rendus publics. De tels travaux de R et D menés par des tiers amélioreraient considérablement la pratique de l'industrie, se fondant sur des résultats probants et non sur une intuition éclairée. Une recherche indépendante bien planifiée donnerait une justification aux organismes de réglementation pour endosser et autoriser de nouvelles méthodes d'abandon. Le développement et la validation de modèles numériques de systèmes d'obturation et d'abandon des puits de forage devraient figurer dans tous les programmes de recherche indépendants. Ces modèles aideraient à évaluer d'entrée de jeu les nouvelles méthodes. De tels essais indépendants permettraient de cerner les lacunes technologiques à évaluer dans une deuxième phase de R et D.

La séquestration géologique en profondeur du dioxyde de carbone et des déchets radioactifs donne lieu à des travaux de recherche sur la performance à long terme des techniques d'abandon des puits de forage dans les mêmes types de sols. Il serait possible d'adapter les travaux sur la séquestration du dioxyde de carbone et les déchets radioactifs à la recherche de solutions praticables et économiques d'abandon des puits pour l'industrie des hydrocarbures. Dans les dépôts de déchets radioactifs et à proximité de ceux-ci, les techniques d'obturation des puits de forage font appel à une technique à plusieurs composants et obturateurs. Cette théorie de la conception pourrait inspirer de nouvelles approches pour améliorer la résistance des obturateurs installés dans les puits d'hydrocarbures abandonnés tout en contrôlant les coûts.



Améliorer les connaissances industrielles, les pratiques exemplaires et la réglementation pour réduire les fuites des puits de forage

Cette section explique comment réduire les fuites des puits de forage en améliorant les connaissances de l'industrie, en divulguant et partageant ces connaissances, dont les documents sur les pratiques exemplaires normalisées, et en améliorant la réglementation en fonction des connaissances acquises par l'industrie et des pratiques exemplaires. Il existe un lien hiérarchique entre les connaissances industrielles, les pratiques exemplaires¹⁶ et la réglementation. Les connaissances industrielles sont un regroupement de procédés, de processus et de techniques implantés pour mener des travaux de R et D ou vérifier des méthodes d'essai et de correction des erreurs. Les pratiques exemplaires, par exemple les PRI du Comité sur le forage et la complétion et de l'Association canadienne de normalisation, proviennent avant tout des connaissances partagées par des intervenants consentants et souhaitant rédiger un document public qui uniformise ces connaissances. Les réglementations, provinciales et fédérales, expriment généralement le seuil minimal ou la norme de conformité.

Historiquement, il est hautement improbable qu'une grande industrie accepte de coopérer et de partager ses connaissances, y compris l'industrie des hydrocarbures. Les entreprises d'exploration et de production se livrent concurrence pour maintenir leurs avantages concurrentiels, les coûts les plus bas et pour améliorer leurs marges de rentabilité. Ces entreprises se distinguent par leurs types de produits et de puits, et par les provinces où elles opèrent dont la réglementation n'est pas uniforme à la grandeur du Canada.

Dans le domaine des puits d'hydrocarbures qui fuient, les avantages concurrentiels fondent au soleil à cause de l'obligation de restaurer les puits de façon efficace et économique. Les entreprises qui corrigent leurs puits qui fuient voient leurs passifs diminuer et leur valeur actionnariale augmenter.

Voici un résumé du rapport de la FRT intitulé *Improving Industry Knowledge, Best Practices, and Regulations to Reduce Wellbore Leakage*.

8.1 Environnement des fuites de puits de forage

Les parties intéressées par les puits qui fuient se divisent en quatre grands segments : le grand public, l'industrie des hydrocarbures, les groupes consacrés à la recherche et au développement, et les organismes de réglementation gouvernementaux. Ce groupe diversifié d'intervenants ne facilite pas des échanges fructueux.

¹⁶ Le terme *pratique exemplaire* est un terme général qui désigne les pratiques documentées officiellement recommandées par l'industrie; on lui attribue ici le même sens que des termes tels que *pratiques recommandées de l'industrie*.

8.1.1 Connaissances sur les fuites de puits de forage et groupes d'information

Outre ces quatre grands segments, on peut classer les groupes orientés sur les connaissances et l'information concernant les fuites de puits de forage dans les catégories suivantes.

- ▀ Groupes d'intérêts sur les fuites de puits de forage
- ▀ Groupes de l'industrie qui s'intéressent aux puits qui fuient
- ▀ Groupes d'intérêts sur l'abandon des puits

Les **groupes d'intérêts sur les fuites de puits de forage** sont peu nombreux à cause de la spécificité de la question. La Canadian Society for Gas Migration (CSGM), aujourd'hui Well Integrity and Abandonment (WIA) Society, a été mise sur pied pour résoudre le cas des puits qui fuient. Le mandat de la CSGM était de partager les connaissances et les techniques au sein de l'industrie afin de réduire, voire d'éliminer, les fuites des puits de forage. En 2017, la CSGM a élargi son mandat en y greffant l'intégrité et l'abandon des puits et a changé de nom. Petroleum Technology Alliance Canada (PTAC), grâce à son Alberta Upstream Petroleum Research Fund (AUPRF), verse des fonds, accordés sur une base volontaire par les membres de l'industrie, à l'organisme de réglementation de l'énergie de l'Alberta (AER).

Comme toute industrie, elle compte des groupes informels qui y discutent des problèmes de l'industrie. Ces derniers sont souvent difficiles à trouver et font parfois partie de réseaux informels dont il sera question à la section Connaissances industrielles.

Les **groupes de l'industrie** qui s'intéressent notamment aux puits qui fuient pour leurs membres sont des sociétés et des associations, telles que l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPC), la Canadian Heavy Oil Association (CHOA), la Petroleum Services Association of Canada (PSAC), l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole (ICM), la PTAC, la Canadian Well Logging Society (CWLS) et la Society for Petroleum Engineers (SPE).

Les **groupes d'intérêts sur l'abandon des puits** comprennent la WIA Society et la PTAC/AUPRF, comme mentionné ci-dessus. En général, ces groupes d'intérêts s'intéressent également aux fuites des puits de forage au Canada. Comme mentionné précédemment, les fuites sont généralement colmatées lors de l'abandon des puits.

Les groupes de l'industrie susmentionnés s'intéressent également à l'abandon des puits lorsque les intérêts de leurs membres le justifient.

8.1.2 Aperçu des segments de l'industrie concernant les fuites de puits de forage

Au Canada, l'industrie des hydrocarbures en amont se scinde en trois grands segments qui touchent les fuites de puits de forage :

Les **entreprises d'exploration et de production (E et P)** acquièrent les droits de prospection (forage) des hydrocarbures auprès de l'organisme gouvernemental responsable. Il peut s'agir de petites, très petites et de toutes jeunes entreprises jusqu'à

des géants mondiaux. Cette disparité de tailles est unique au Canada, la production d'hydrocarbures dans la plupart des autres pays étant dominée par d'énormes entreprises internationales. Historiquement, les entreprises d'E et P se sont toujours contentées du minimum pour réparer les événements du tubage de surface et procéder à l'abandon de leurs puits, étant donné que cela engendrait des coûts nets.

Les **entreprises de services et de technologies** de l'industrie des hydrocarbures en amont sont souvent considérées comme les locomotives de la croissance technologique. Cela est tout particulièrement vrai dans le segment des fuites de puits de forage. Les entreprises de services considèrent que le segment des fuites de puits de service est une source de revenus raisonnablement stable au sein d'une industrie où les autres segments de services varient énormément suivant le prix des produits de base.

On fait souvent appel à des **sociétés d'experts-conseils en abandon de puits** pour corriger les fuites de puits de forage. Les fuites de puits de forage sont généralement colmatées à l'abandon du puits par l'entreprise d'E et P. La majorité de ces fuites, considérées comme non sérieuses, peuvent être corrigées lors de l'abandon du puits seulement. Jusqu'à ces dernières années, la plupart des équipes spécialisées dans les abandons étaient constituées d'experts-conseils ayant des compétences spécialisées. Cette spécialisation comportait à la fois une connaissance de la réglementation sur les abandons, la migration des gaz et les événements de puits de surface, et du travail sur le terrain.

8.1.3 Différences entre les petites et les grandes entreprises d'E et P.

Les différences entre les petites et les grandes entreprises d'E et P résident dans la façon dont elles sont exploitées. En matière de fuites de puits de forage, toutes les entreprises éprouvent des problèmes.

Le grand public a le sentiment que les plus grandes entreprises d'E et P sont plus évoluées et novatrices grâce à d'importants budgets consacrés aux travaux de R et D. Cela est vrai pour le segment exploration et production de l'industrie, mais le budget de R et D ne s'est jamais rendu jusqu'au segment de l'abandon des puits.

Au sein de grandes entreprises d'E et P, la haute direction et l'unité chargée des abandons gravitent dans des univers différents. Cette absence de communication est due à de multiples paliers de gestion entre les deux groupes et à une structure d'entreprise qui n'est pas propice à la communication concernant les abandons et les fuites de puits de forage.

Au cours des trois dernières années, de grandes entreprises d'E et P ont donné un coup de pouce à leur gestion des fuites et des abandons pour les raisons suivantes :

- Des changements à la réglementation et à la comptabilité financière qui imposent une responsabilité fiscale sur le passif des biens de l'entreprise (obligations liées à la mise hors service).
- Des responsables d'équipes spécialement consacrées aux abandons qui reçoivent une écoute attentive de la haute direction.

- ▀ La volonté de briser le statu quo et d'améliorer constamment les pratiques commerciales communes à d'autres créneaux de l'industrie des hydrocarbures en amont, et à d'autres entreprises.

On a l'impression que les petites entreprises canadiennes d'E et P se dérobent à leurs responsabilités liées aux fuites et aux abandons des puits de forage. Cette perception est amplifiée par les récentes faillites de petites entreprises d'E et P et de l'attention que portent les médias à l'augmentation en flèche des puits abandonnés. Le nombre de puits abandonnés a énormément augmenté à la suite de la dégringolade des prix du pétrole, qui s'est amorcée à la fin de 2014, alors que les entreprises industrielles pétrolières luttent pour leur rentabilité.

Les plus petites entreprises peuvent s'avérer des chefs de file dans le domaine de l'abandon et de l'intégrité des puits de forage. Comme le dit le dicton, de la nécessité naît l'invention. Lorsque les bilans ont subi les effets de responsabilités plus réalistes concernant les abandons, les plus petites entreprises ont misé davantage sur l'innovation.

Les plus petites entreprises, dont les équipes d'abandon comptaient des esprits novateurs, ont réussi haut la main à réduire leurs passifs. Ces innovateurs ont collaboré avec d'autres entreprises, des fournisseurs et des organisations industrielles telles que WIAS et PTAC pour mener des campagnes d'abandon efficaces et fructueuses. Le rapport sur les pratiques exemplaires en fournit un excellent exemple.

8.2 Rapport entre les connaissances industrielles, les pratiques exemplaires et la réglementation

Les connaissances industrielles proviennent principalement des entreprises d'E et P et des entreprises de services et de technologies. Les connaissances industrielles découlent de l'expérimentation de nouveaux procédés et de nouvelles technologies. Le défi lié aux connaissances acquises par l'industrie est de veiller à ce que l'expérimentation soit bien comprise, documentée et vérifiée. Les succès à venir reposent sur la compréhension de ce qui a déjà été fait. On peut comparer les connaissances industrielles aux essais alpha dans l'industrie du développement des logiciels.

Les pratiques exemplaires sont des documents méthodiques qui offrent à l'industrie un certain encadrement. Les pratiques exemplaires sont généralement acceptées par l'industrie puisqu'elles découlent des connaissances de cette dernière. Les pratiques exemplaires peuvent évoluer et s'adapter en fonction des nouvelles recherches et données disponibles. On peut comparer les pratiques exemplaires aux essais bêta dans l'industrie du développement des logiciels.

Dans le passé, l'élaboration de la réglementation reposait pour une bonne part sur les connaissances industrielles. De nos jours, la plupart des segments de l'industrie sont encadrés par une réglementation qui cible chacune des étapes du cycle de vie des puits. Il est impossible d'élaborer ou de mettre à jour des règlements à l'aide des seules connaissances industrielles en raison des pressions sociales provenant, notamment,

du public et d'organisations non gouvernementales soucieux de l'acceptabilité sociale concernant l'exploitation. Les connaissances industrielles ne suffisent pas à justifier des modifications à la réglementation.

L'inclusion des connaissances industrielles à la documentation sur les pratiques exemplaires permet de recueillir les commentaires des intervenants industriels en veillant à ce que les expériences et les travaux scientifiques appropriés aient lieu. Les pratiques exemplaires sont un moyen d'implanter des procédés et, parfois, même des technologies qui surpassent les attentes de la réglementation. Toujours avec l'analogie à l'industrie du développement des logiciels, nous passons de l'essai alpha à l'essai bêta.

Une fois les pratiques exemplaires formellement documentées, les documents pourraient servir à mettre la réglementation à jour en fonction des besoins actuels de l'industrie et de la société.

8.3 Connaissances industrielles

Les connaissances industrielles sont développées par les entreprises d'E et P et les entreprises de services et de technologies. Cette information est transmise aux responsables des entreprises d'E et P par les entreprises de services et de technologies désireuses de mettre en œuvre leurs procédés et technologies améliorés à l'intention des entreprises d'E et P.

8.3.1 Préoccupations quant aux connaissances industrielles

- ▀ **Manque de partage des connaissances** : Les équipes d'abandon et de restauration prennent rarement le temps de partager formellement leurs connaissances sous forme de présentations et de rapports dans le cadre des activités de l'industrie. Ces connaissances demeurent généralement à l'interne, ne sont souvent pas documentées et sont transmises de bouche de responsable à oreille de responsable.
- ▀ **Manque de rigueur scientifique** : La plus importante lacune au niveau des connaissances industrielles est le manque de démarches scientifiques rigoureuses pour valider les résultats des essais et les erreurs d'expérimentation. Lorsque le succès frappe à la porte, il n'est pas très bien compris. Par la suite, d'autres entreprises procèdent à des expériences pour tenter d'obtenir le même succès. Cette duplication de l'expérimentation freine l'évolution des techniques d'obturation des puits de forage. Il est rare que les résultats d'expérience soient soumis à l'examen des pairs; on se contente de brèves présentations auprès de sociétés techniques. Un élément essentiel pour traduire les connaissances industrielles en pratiques exemplaires est la validation des expériences par tâtonnement qui engendrent ces connaissances.
- ▀ **Connaissances industrielles périmées** : En raison des facteurs susmentionnés, les connaissances industrielles ne font pas l'objet d'examen ni d'amélioration soutenue. Si bien que l'on continue à utiliser et à favoriser des connaissances inefficaces et périmées.

8.3.2 Recommandations pour améliorer les connaissances industrielles

Nous recommandons deux démarches favorisant le partage des connaissances industrielles : une plus grande collaboration au cours du processus de création et le partage des nouveaux renseignements.

Faciliter la collaboration pour améliorer le développement des connaissances

industrielles : Souvent, la méthode par tâtonnement (essais et erreurs) pour développer les connaissances industrielles fonctionne en vase clos dans les activités d'E et P ou au sein des entreprises de services et de technologies. La collaboration entre les entreprises d'E et P et celles de services et de technologies gagnerait en efficacité et en rentabilité, ce qui aiderait les entreprises à réduire et à colmater les fuites des puits de forage. Les recommandations pour faciliter une telle approche sont les suivantes :

- ▀ La collaboration entre les multiples intervenants qui, généralement, se livrent concurrence les uns avec les autres nécessitera l'intervention d'une tierce partie neutre qui veillera au bon déroulement des projets.
- ▀ Cette collaboration doit cibler les entreprises d'E et P, celles de services et de technologies et les experts-conseils. L'exclusion de l'une ou l'autre partie minerait la valeur de la collaboration et freinerait l'adoption des connaissances industrielles.

Améliorer le partage des nouvelles connaissances industrielles : Les entreprises qui connaissent le succès devraient partager leurs connaissances par l'entremise de présentations techniques, documents formels ou par le bouche-à-oreille. Ce savoir partagé permettra à d'autres groupes de poursuivre sur la lancée et de cerner des créneaux au-delà de ces réussites. Les documents formels pourront d'autre part être évalués par des pairs. Recommandations pour atteindre cet objectif :

- ▀ Le partage des connaissances techniques peut se faire au sein même de l'industrie d'E et P et dans le cadre de conférences ou de rencontres professionnelles.
- ▀ L'industrie canadienne des hydrocarbures en amont doit augmenter sa production de documents sur les fuites de puits de forage qu'elle confiera à une entité reconnue, par exemple la SPE, afin de partager ses connaissances, au pays comme à l'étranger.
- ▀ Les entreprises peuvent hésiter à partager leurs connaissances, inquiètes de tomber sous la loupe de l'organisme de réglementation. Pour améliorer le partage des connaissances, il est recommandé que les organismes de réglementation ne profitent pas de la situation pour cibler certaines entreprises, à condition bien sûr que ces entreprises se conforment à la réglementation.
- ▀ Outre la protection du partage des connaissances, les entreprises d'E et P pourraient profiter d'autres mesures incitatives qui réduiraient leurs coûts à court terme tout en augmentant leurs gains à long terme. Ces mesures incitatives s'articuleraient autour d'activités liées aux fuites des puits de forage; par exemple la rapidité des abandons, les fermetures locales ou le paiement des puits abandonnés.

8.4 Pratiques exemplaires

8.4.1 Préoccupations concernant les pratiques exemplaires

Actuellement, il n'existe que peu de documentation sur les pratiques de prévention ou de restauration des fuites de puits de forage. Les pratiques exemplaires les plus courantes ont des décennies. Ces vieilles pratiques exemplaires sont de loin périmées et ne doivent plus être considérées comme étant efficaces.

Parmi les exemples de pratiques exemplaires périmées, citons la pratique répandue de procéder à une diagraphie sonore ou thermique pour déterminer la source. Cette pratique est tirée du document *The Structure and Interpretation of Noise From Flow Behind Cemented Casing* (McKinley et coll., 1973) sur la diagraphie sonore. Les gens de l'industrie qui ne traitent pas directement les fuites de puits de forage estiment qu'il s'agit de la référence actuelle.

La technologie et le procédé préconisés dans le document de McKinley devraient être vus comme le strict minimum des données requises. La plupart des ingénieurs affectés aux abandons qui utilisent les méthodes de McKinley n'ont pas très bien compris le document. Le document traite des fuites de puits de forage en Californie au début des années 1970. Un seul des puits mentionnés a révélé la présence de ciment en surface. Souvent, seule la section du fond des puits qui datent de cette époque, en Californie, était cimentée. En outre, les puits mentionnés ne présentaient que des fuites à débit très élevé. Avec les normes de construction actuelles au Canada, ce type de puits serait une anomalie. Ces pratiques périmées se sont malencontreusement transmises sans qu'on tienne compte des changements au sein de l'industrie, notamment de l'évolution vers une combinaison des technologies et des procédés.

Outre ces pratiques périmées, la mise au point de pratiques exemplaires nécessite temps et ressources. L'auteur a vu l'aboutissement de certaines de ces PRI s'échelonner sur plus de quatre ans, de leur naissance jusqu'à leur achèvement, avec un important investissement de temps. Qui aurait la tâche de gérer le coût de mise au point de ces pratiques exemplaires?

La création de pratiques exemplaires ciblant les fuites de puits de forage doit suivre un processus uniformisé qui mise sur la collaboration entre les intervenants. Le processus de création de pratiques exemplaires doit faire appel aux connaissances industrielles, au développement des technologies et à la recherche scientifique. C'est ce dont il sera question à la prochaine section.

Chaque pratique exemplaire mise au point doit être communiquée à l'industrie. Cette communication à l'industrie doit préciser les raisons justifiant l'adoption de la pratique exemplaire. Les pratiques exemplaires entraînent souvent des coûts initiaux supplémentaires; toutefois, ces derniers seront compensés par des gains additionnels et des coûts moindres du cycle de vie complet du puits. Les coûts initiaux plus élevés seront un obstacle pour certaines entreprises d'E et P, notamment dans la conjoncture des produits de base à bas prix. Les raisons du changement doivent être clairement communiquées à l'industrie pour qu'elle adopte ces nouvelles pratiques exemplaires.

8.4.2 Recommandations pour améliorer le processus de création de pratiques exemplaires

La première étape consiste à définir les secteurs cibles. Au regard des fuites de puits de forage, il faudrait des pratiques exemplaires (p. ex., pratiques recommandées par l'industrie) ciblant le forage, la cimentation, les complétions, la restauration et l'abandon. À titre d'exemple, l'*IRP Volume #25, Primary Cementing* publiée en 2017 par le Comité sur le forage et la complétion traite de la cimentation primaire des nouveaux puits.

La création d'une pratique exemplaire nécessitera une collaboration entre les entreprises d'E et P, celles de services et de technologies, les associations de l'industrie et les organismes de réglementation. Un facilitateur, par exemple le Comité sur le forage et la complétion, veillera régulièrement au bon déroulement du projet. Les connaissances industrielles sont regroupées et vérifiées par le comité directeur sur les pratiques exemplaires. Un consortium des pratiques exemplaires décide quelles parties du processus doivent être documentées et celle qui doit être suffisamment souple pour être améliorée par la suite.

En concevant un processus de pratiques exemplaires pour les fuites de puits de forage, les intervenants doivent tenir compte de quatre groupes distincts : l'industrie, les organismes de réglementation, les facilitateurs et les associations industrielles. Les entreprises d'E et P doivent également faire partie de ce groupe de principaux intervenants, étant donné qu'elles possèdent les puits. Il est important, particulièrement en ce qui concerne les fuites de puits de forage, que les entreprises d'E et P ne soient pas les seules voix de l'industrie.

En ce qui concerne les fuites de puits de forage, les entreprises de S et T sont souvent les seules à mener des travaux de R et D qui donnent lieu aux percées technologiques et repoussent les limites des procédés.

Les associations et les sociétés industrielles doivent être consultées dès le début du processus de création des pratiques exemplaires. Les associations industrielles connaissent les membres qui ont une plus grande connaissance du procédé et de la technologie.

8.5 Réglementation

La majorité des activités liées aux hydrocarbures sont réglementées par les lois provinciales où elles se déroulent. Les organismes de réglementation des provinces sont responsables auprès de leurs citoyens respectifs qui sont les « propriétaires » des ressources.

L'organisme de réglementation de l'Alberta, le Petroleum and Natural Gas Conservation Board, a été créé en 1938 pour assurer l'intendance des ressources provinciales. Ce premier organisme de réglementation veillait à ce que l'industrie des hydrocarbures soit tenue d'utiliser des pratiques acceptables. Au départ, la réglementation s'est inspirée des connaissances de l'industrie. Dans la plupart des situations, la réglementation

provinciale doit être perçue comme le seuil minimal de conformité.

Les règlements changent lentement et deviennent obsolètes à mesure que l'industrie évolue. Par exemple, le premier règlement encadrant le forage et la cimentation, adopté en 1938, ne prévoyait pas de forage horizontal.

Sujet de préoccupation, car, outre la nécessité de faire évoluer la réglementation, cette dernière est différente d'une province à l'autre; un problème pour les entreprises d'E et P actives dans plus d'une province.

8.5.1 Résumé de la réglementation

En résumé, il faut mettre à jour la réglementation en fonction des besoins actuels de l'industrie pour améliorer l'intégrité des puits de forage. Les mises à jour de la réglementation devraient être validées à l'aide des données issues des procédés scientifiques. Cela diffère des pratiques exemplaires industrielles. Les pratiques exemplaires industrielles peuvent être élaborées par tâtonnement sans être validées scientifiquement.

L'industrie des hydrocarbures en est encore à ses balbutiements quant à la conduite et la documentation des travaux scientifiques sur les fuites de puits de forage. En outre, il n'existe actuellement aucun processus permettant d'améliorer la réglementation à l'aide de résultats scientifiques validés. Cette absence de processus pour moderniser la réglementation grâce aux résultats scientifiques est un obstacle de taille à la réduction des fuites de puits de forage.

8.5.2 Recommandations pour améliorer la réglementation

Les règlements, en raison de leur nature, sont difficiles à changer. Historiquement, certains changements à la réglementation ont eu des conséquences inattendues; c'est pourquoi les organismes de réglementation doivent tenir compte des impacts environnementaux, de la situation économique de l'industrie, de la perception du public et de la durabilité de la ressource. La modification et le développement de la réglementation doivent se fonder sur des données scientifiques rigoureuses.

Le secteur des hydrocarbures en amont participe déjà aux travaux scientifiques sur l'intégrité des puits de forage. Cependant, on estime au sein de l'industrie que les organismes de réglementation sont peu intéressés et motivés à modifier leurs règlements sur la foi de résultats scientifiques (découlant de processus scientifiques rigoureux).

Pour inciter l'industrie à partager les résultats de ses études sur l'intégrité des puits de forage, les organismes de réglementation doivent créer un cadre favorisant l'évolution des règlements suivant une meilleure compréhension des travaux scientifiques sur l'intégrité des puits de forage.

Par exemple, des données fournies à un organisme de réglementation révèlent que les GES émis par les travaux de réparation de puits non sérieux sont de loin supérieurs à ceux que le puits émettra à très faible débit si on le laisse tel quel. Actuellement, la réglementation n'a aucune disposition sur ce type de scénario; toutes les fuites doivent être colmatées sans exception. Afin de réduire effectivement les émissions des fuites de

puits de forage, il est recommandé d'établir un ordre de priorité afin de réparer les plus gros émetteurs en premier, et d'évaluer les émissions des fuites pour établir s'il y a lieu de colmater le puits.

8.6 Autres recommandations pour réduire les fuites de puits de forage

Les trois sections précédentes formulaient des recommandations sur la réduction des fuites des puits de forage par le développement des connaissances industrielles, l'élaboration de pratiques exemplaires et pratiques recommandées de l'industrie, et des changements à la réglementation. Les chapitres précédents de la FRT comportaient des recommandations sur la réduction des fuites de puits de forage liées à une phase spécifique du cycle de vie des puits. Voici certaines recommandations supplémentaires de nature plus générale.

8.6.1 Communication des pratiques exemplaires

Pour la plupart des industries, l'un des principaux enjeux est la dissémination efficace des connaissances industrielles et des pratiques exemplaires. Au Canada, nous pouvons dire que l'industrie des hydrocarbures en amont est extrêmement conservatrice. Il y aura résistance interne au changement. Une documentation formelle sur les connaissances industrielles et l'intégration de ces dernières aux pratiques exemplaires amélioreront énormément l'acceptation de ces dernières.

Comme le souligne la FRT, les connaissances industrielles actuelles sont plutôt générales. Comme de raison, des connaissances restent à acquérir, testées et validées, étant donné que chaque industrie devrait s'efforcer de s'améliorer constamment, comme le soulignent les rapports de la FRT sur le forage et les complétions, la localisation de la source, les restaurations et les abandons.

L'une des principales recommandations pour réduire les fuites de puits de forage à court et à long terme est d'améliorer les communications entre les intervenants. Le partage des connaissances industrielles suivi de près par l'élaboration de pratiques exemplaires est la meilleure façon de réaliser des gains rapides, tant pour l'industrie que pour l'environnement.

8.6.2 Atteindre une cohérence réglementaire entre les provinces

La réglementation par les compétences provinciales de l'industrie des hydrocarbures en amont a pour conséquence non voulue d'être parfois très différente d'une province à l'autre. Cet état de fait nuit aux entreprises qui exploitent des gisements dans plusieurs provinces et qui doivent s'adapter à différentes réglementations.

En outre, les coûts en matière de conformité pour les entreprises d'E et P sont différents d'une réglementation à l'autre. Cette situation influe sur les considérations financières liées à l'exploitation des hydrocarbures, car cet avantage peut favoriser une province par rapport à une autre. Cet avantage peut également coïncider avec le coût éventuel de l'impact de l'exploitation des hydrocarbures sur l'environnement.

Les provinces de l'Ouest collaborent plus que jamais. Le Western Regulator Forum s'est déroulé les 8 et 9 février 2017. Y ont participé les entreprises d'E et P et de services et de technologies, RNCAN, des cadres de la CSGM/WIAS ainsi que des représentants des organismes de réglementation de l'Alberta, la Colombie-Britannique, la Saskatchewan et l'Office national de l'énergie (ONE).

Il est recommandé que les différentes compétences qui réglementent l'industrie des hydrocarbures en amont au Canada soient sur la même longueur d'onde. Une communication accrue entre les organismes de réglementation et des forums coopératifs plus fréquents favoriseront un échange constructif sur les meilleurs moyens de réduire les fuites des puits de forage grâce à une harmonisation de la réglementation.

8.6.3 Accroître le financement et le consacrer entièrement à la recherche et au développement.

Les travaux de R et D sont menés par les milieux universitaires et par les entreprises d'E et P et par celles de services et de technologies. Ces trois secteurs aident de diverses façons à résoudre les fuites des puits de forage. La FRT offre un aperçu de ce que sont actuellement les fuites de puits de forage dans l'industrie des hydrocarbures en amont. Il est souhaitable que les efforts supplémentaires imposent les changements additionnels requis pour résoudre adéquatement ces problèmes liés aux fuites des puits de forage.

Le Canada offre bon nombre de crédits d'impôt, subventions et subsides dont on trouve les explications détaillées dans le rapport sur les pratiques exemplaires. Les milieux universitaires comprennent bien la plupart des options de financement auxquels ils ont droit, mais pas les sociétés pétrolières. Les objectifs de la FRT nécessiteront du financement à la fois de l'industrie et des gouvernements. En outre, comme le souligne la section R et D du rapport sur les pratiques exemplaires, il existe d'autres avenues de financement pouvant aider l'industrie des hydrocarbures en amont à réduire les fuites des puits de forage.

Il est donc recommandé de faire connaître les options de financement en R et D. Une recommandation connexe est d'offrir un financement expressément lié aux fuites des puits de forage par l'entremise d'un fonds conjoint consenti à long terme (10 ans et plus) par le fédéral, les provinces, le CRSNG et l'industrie, qui permettra de donner suite à la totalité des recommandations de la FRT. Ce fonds commun devra être administré par un tiers indépendant en mesure de mobiliser tous les intervenants et de coordonner les recommandations de la FRT en matière de R et D.

8.6.4 Analyse du cycle de vie complet du projet

La plupart des industries compartimentent leurs budgets afin que chaque équipe jouisse d'une autonomie raisonnable. L'industrie des hydrocarbures n'y échappe pas. Le budget des équipes de forage et de complétion est séparé des budgets de production et d'abandon.

L'une des conséquences des budgets distincts et des mesures incitatives dans des organisations en vase clos est que chaque équipe n'est pas encouragée à considérer le coût global du déroulement complet d'un projet dans sa planification et son exécution.

Un puits mal foré et complété peut engendrer des coûts de restauration et d'abandon supplémentaires. Ces coûts peuvent être élevés, surtout pour les puits profonds dont l'évent du tubage de surface est muni de matériel interne. L'auteur a lui-même travaillé sur des puits dont chaque tentative de réparation a coûté des millions de dollars.

Ce rapport recommande de sensibiliser l'industrie des hydrocarbures en amont aux coûts élevés des problèmes d'intégrité des puits.

8.6.5 Formation et éducation des nouveaux employés

On suggère également, pour réduire les fuites des puits de forage, d'inverser l'ordre de formation pratique des nouveaux techniciens de l'industrie des hydrocarbures au lieu de les faire commencer par le début du cycle de vie d'un puits, dans le service de forage. La formation des nouveaux ingénieurs devrait commencer au service des abandons. Ils pourraient passer par la suite aux autres secteurs d'exploitation des hydrocarbures pour bien comprendre comment chacune des phases de la vie du puits influe sur l'abandon de ce dernier. Les phases de forage et de complétion sont les deux principales enveloppes budgétaires de l'exploitation des hydrocarbures, et celles qui influent davantage sur les coûts d'abandon des puits. L'ordre de grandeur du coût des puits mal forés ou complétés est supérieur à celui des abandons.

8.6.6 Programmes d'abandon des multipuits

Un autre élément clé des campagnes d'abandon efficaces est la capacité d'abandon de multiples puits au lieu d'un puits à la fois. L'auteur a vu des campagnes multipuits fructueuses de la part de petits et gros exploitants, mais également des résultats diamétralement opposés chez des entreprises de mêmes tailles. Les grandes entreprises abandonnent plus de puits; il est donc plus facile pour elles de mener de plus importantes campagnes multipuits. Un plus grand nombre d'abandons ne signifie pas que le programme multipuits est une réussite.

Une recommandation pour augmenter l'efficacité des abandons est d'accorder à l'équipe des abandons, qu'il s'agisse de consultants ou d'employés, une plus importante voix au chapitre sur la viabilité à long terme de l'entreprise. Trop souvent, les entreprises priorisent le forage et la complétion de nouveaux puits, alors qu'elles auraient intérêt à comprendre le coût de gestion de leurs biens jusqu'en fin de vie.

8.6.7 Équipes consacrées aux abandons par rapport aux employés à temps partiel et aux consultants

Pour être efficaces, les entreprises d'E et P doivent affecter du personnel expressément aux abandons. Les petites et moyennes entreprises n'ont pas besoin de tels employés à plein temps qui travaillent exclusivement aux abandons; cependant, ces employés doivent se consacrer en priorité à réduire les fuites des puits de forage et les abandons de ces derniers. La réparation d'un puits de forage lors de son abandon fait appel à des connaissances techniques particulières. Le personnel spécialisé pourrait acquérir et développer ces connaissances afin d'améliorer constamment le procédé.

8.6.8 Planification d'abandon à long terme par rapport à la conformité à court terme

La réussite des projets d'abandon repose sur un financement adéquat et une planification suffisamment détaillée. La réussite repose également sur un plan à long terme (au moins cinq ans). Les organismes de réglementation doivent changer leur façon de penser pour permettre aux entreprises d'E et P, surtout aux plus importantes d'entre elles, de bien gérer à long terme leurs projets d'abandon. Toutefois, les entreprises d'E et P devront rendre compte de leurs plans à long terme, une fois l'an ou même plus fréquemment, à chaque semestre. Il faudra prévoir un financement suffisant des plans à long terme, peu importe le prix des produits de base.



Références

- Agbasimalo, N. 2012. Experimental Study of the Effect of Drilling Fluid Contamination on the Integrity of Cement-Formation Interface. Louisiana State University. Louisiana State University.
- Agence internationale de l'énergie. 2017. Perspectives énergétiques mondiales. Agence internationale de l'énergie. Paris, France.
- Alberta Agriculture and Forestry. Pas de date. Module 8 – Protecting your well from contamination. [http://www1.agric.gov.ab.ca/\\$department/deptdocs.nsf/all/wwg413/\\$file/waterwells_Module8.pdf?OpenElement](http://www1.agric.gov.ab.ca/$department/deptdocs.nsf/all/wwg413/$file/waterwells_Module8.pdf?OpenElement). 8 p. (consulté le 2017/04/21).
- Alberta Energy and Utilities Board. 2003. Directive provisoire 2003-01, Alberta Energy and Utilities Board, 30 janvier 2003
- Alberta Energy Regulator. 2003. Isolation Packer Testing, Reporting, and Repair Requirements; Surface Casing Vent Flow/Gas Migration Testing, Reporting, and Repair Requirements; Casing Failure Reporting and Repair Requirements. Directive provisoire ID 2003-01, 30 janvier.
- Alberta Energy Regulator. 2016 b. Directive 020, Well Abandonment (March 2016).
- Alberta Energy Regulator. 2016a. Surface Casing Vent Flow and Gas Migration — Natural Gas Emissions Rates (ébauche), juin 2016, 10 p.
- Alberta Energy Regulator. 2017. Western Regulatory Forum (WRF): Workshop on Suspended and Abandoned Well Integrity. AER Calgary. Février 2017.
- Alberta Energy Regulator. 2018. ST37 : List of wells in Alberta Monthly Updates. Consulté en avril 2018. Disponible à l'adresse suivante : <https://www.aer.ca/providing-information/data-and-reports/statistical-reports/st37>
- Alberta Innovates—Technology Futures. 2015. Rapport sommaire de l'atelier « Gas Migration along Wellbores ». Rapport remis à CanmetÉNERGIE, 12 mars 2015, 13 p.
- AMEC Foster Wheeler (AMEC), 2014. Sealing Deep Site Investigation Boreholes: Phase 1 Report, AMEC, Oxfordshire, UK (préparé pour Radioactive Waste Management Ltd).
- American Association of Petroleum Geologists. 2015. Datapages/Search and Discovery Article #90213 CSPG Chemical Source Neutron-Density Versus Dual-Burst Pulsed Neutron Decay Log – A Comparison of Cased Hole Wireline Results. CSPG/CSEG/CWLS Convention 2004, Innovation, Collaboration, Exploration: Building to the Future, Calgary, Alberta, Canada, du 31 mai au 4 juin 2004
- American Petroleum Institute 2006. Annular Casing Pressure Management for Offshore Wells. API Recommended Practice 90, première édition, août.

- Aslanyan, A., Davydov, D. 2012. Spectral Noise Logging SNL-6 Technical Overview. TGT Oilfield Services: Page Web: <https://tgtoil.com/products/snl-6/> Consulté le 21 sept. 2016
- Association canadienne de normalisation. 2016. CSA Z625-16 Well design for petroleum and natural gas industry systems. Toronto, Ontario : Groupe CSA
- Association canadienne des producteurs pétroliers. 2016. Obtenu sur : <https://capp.ca/publications-and-statistics/statistics/statistical-handbook>.
- Association canadienne des producteurs pétroliers. 2017. Technical Report – Statistical Handbook for Canada’s Upstream Petroleum Industry, octobre 2017.
- Association canadienne des producteurs pétroliers. 2018. Tendances économiques canadiennes Obtenu sur <https://www.capp.ca/canadian-oil-and-natural-gas/canadian-economic-contribution>
- Bachu, S., 2017. Analysis of gas leakage occurrence along wells in Alberta, Canada, from a GHG perspective – Gas migration outside well casing, International Journal of Greenhouse Gas Control, bolume 61, juin 2017, p. 146-154.
- Baker Hughes Incorporated, 2015. Laser Plug and Abandon Method. United States Patent Application Publication US 2015/0152708 A1, United States Patent Office, Washington, D.C.
- BC Oil & Gas Commission. 2015. Managing Surface Casing Vent Flows with Casing Connections. Kelowna: British Columbia O&G Commission-Industry Bulletin 2015-2016-19 juin.
- Bisn Tec Ltd. 2014. Heat Sources and Alloys for Use in Downhole Applications, International Patent Application WO 2014/096857 A2, Organisation Mondiale de la Propriété Intellectuelle, Genève, Suisse.
- Bois, A. G.-M. 2011. SPE-124719-How to Prevent Loss of Zonal Isolation Through a Comprehensive Analysis of Microannulus Formation. Society of Petroleum Engineers (SPE), p. 13-31.
- Bonett, A. P. (1996, Spring Nil Day). Getting to the Root of Gas Migration. Oilfield Review, p. 36-49.
- Borchardt, J. 1992. In-situ gelation of silicates in drilling, well completion and oil production. Colloids and Surfaces 63 : 189-199.
- Boukheifa, L. M.-D. 2005. SPE-87195-Evaluation of Cement Systems for Oil and Gas Well Zonal Isolation in a Full-Scale Annular Geometry. Society of Petroleum Society (SPE), 44-53.
- Boyer, G., 2016. In-situ well integrity seminar/workshop, Calgary, 30 juin 2017, Alberta Energy Regulator, 23 p.

- Brandt, A.R., G. A. Heath, E. A. Kort, F. O'Sullivan, G. Pétron, S. M. Jordaan, P. Tans, J. Wilcox, A. M. Gopstein, D. Arent, S. Wofsy, N. J. Brown, R. Bradley, G. D. Stucky, D. Eardley, R. Harriss et autres, 2014. Methane Leaks from North American natural gas systems. Science.
- British Petroleum. 2017. BP Statistical Review of World Energy June 2017. 66^e édition. Obtenu sur <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/downloads.html>
- British Petroleum. 2018. BP Energy Outlook, édition 2018. BP energy economics. Obtenu sur bp.com/energyoutlook.
- Bunnell, J.E., R.B. Finkelman, J.A. Centeno, O. Selinus, 2007. Medical Geology: a globally emerging discipline. *Geologica Acta*, vol.5/3, p. 273-281.
- Canadian Society for Gas Migration. 2016. Technology Roadmap Workshop. Hanover Building, Calgary. 28 juin.
- Carlsen M. et J. Abdollahi. 2007. Permanent, abandonment of CO2 storage wells. Rapport SINTEF 54523200.
- Carrión, C. A. (2011). SPE-163084-Elastic Self-Sealing Cement and Swellable Packer Tool Provides Competent Zonal Isolation to Withstand the Stress Regimes during the Life of the Well: Ecuador Case History. South American Oil and Gas Congress (p. 1-11). Maracaibo, Venezuela : Society of Petroleum Engineers.
- Carter, L. G. et G. W. Evans. (février 1964). A Study of Cement-Pipe Bonding. *Journal of Petroleum Technology*, p. 157-160.
- Cavanagh, P., Johnson, C.R., LeRoy-Delage, S., DeBruijn, G., Cooper, I., Guillot, D., Bulte, H. et B. Dargaud. 2007. Self-Healing Cement-Novel Technology to Achieve Leak-Free Wells. SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, Pays-Bas, février SPE/IADC 105781.
- CBC News. 21 février 2018 Les frais de nettoyage des puits abandonnés pourraient égorger les contribuables albertains si l'organisme de réglementation est débouté en cours. Obtenu sur <http://www.cbc.ca/news/business/alberta-orphan-wells-1.4543559>
- Centeno, J.A., Finkelman, R.B., et O. Selinus. 2016. Medical Geology: Impacts of the Natural Environment on Public Health. *Geosciences* 2016, 6(1), 8 p.; doi:10.3390/geosciences6010008
- Chafin, D. 1994. Sources and Migration Pathways of Natural Gas in Near-Surface Ground Water Beneath Gas in Near-Surface Ground Water Beneath and New Mexico. Denver : U.S. Geological Survey-Water-Resources Investigations Report 94-4006.
- Chanton, J., Chaser, L., Glaser, P. et D. Siegel. 2005. Carbon and hydrogen isotopic effects in microbial methane from terrestrial environments, in: Stable isotopes and biosphere-atmosphere interactions, publié par : Flanagan, L. B., Ehleringer, J. R. et Pataki, D. E., Elsevier Academic Press, Londres, p. 85–105.

- Cheung, K. et B. Mayer. 2009. Chemical and isotopic characterization of shallow groundwater from selected monitoring wells in Alberta Part 1: 2006-2007. Obtenu sur <http://www.assembly.ab.ca/lao/library/egovdocs/2009/alen/173473.pdf>
- Conference Board du Canada, 2011 Greenhouse Gas (GHG) Emissions. <http://www.conferenceboard.ca/hcp/details/environment/greenhouse-gas-emissions.aspx>.
- Conrad, R., 1996. Soil Microorganisms as controllers of atmospheric trace gases (H₂, CO, CH₄, OCS, N₂O, and NO). *Microbiological Reviews*, v.60/4, p. 609-640.
- Conseil des académies canadiennes 2014. Incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste au Canada Ottawa (ON) : Comité d'experts chargé de l'évaluation *Harnacher la science et la technologie pour comprendre les incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste*, Conseil des académies canadiennes.
- Creaney, S., Allan, J., Cole, K. S., Fowler, M. G., Brooks, P. W., Osadetz, K. G., Macqueen R. W., Snowdon, L. R. et C. L. Riediger. (1994). Chapitre 32 : Petroleum generation and migration in the western Canada Sedimentary Basin; in G. Mossop and I. Shetsen (compilers); *Geological Atlas of the Western Canada Sedimentary Basin*. Canadian Society of Petroleum Geologists et Alberta Research Council, Calgary et Edmonton, p. 455-470.
- Crook, R. et J. Heatherman. 1998. Predicting potential gas-flow rates to help determine the best cementing practices, *Drilling Contractor*, novembre-décembre : p. 40-43.
- Cunningham, A.B., A.J. Phillips, E. Troyer, E. Lauchnor, R. Hiebert, R. Gerlach et L. Spangler. 2014. Wellbore leakage mitigation using engineered biomineralization. *Energy Procedia* 63 : p. 4612-4619.
- Darrah, T.H., Vengosh, A., Jackson, R.B., Warner, N.R. et R.J. Poreda. 2014. Noble gases identify the mechanisms of fugitive gas contamination in drinking-water wells overlying the Marcellus and Barnett Shales *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 111 (39) 14076-14081; publié avant la version imprimée, 15 septembre 2014,
- Davis, S. H., 1977. The effect of natural gas on trees and other vegetation. *Journal of Arboriculture*, v. 3/8, p. 153-154.
- Drew, M.C. 1991. Oxygen deficiency in the root environment and plant mineral nutrition. In: Jackson, M.B., Davies, D.D., Lambers, H. (Eds.), *Plant Life Under Oxygen Deprivation*. SPB Academic Publishing, La Haye, p. 303-316.
- Drilling and Completion Committee Alberta. 1995. Primary and Remedial Cementing Guidelines. Avril 1995.
- Drilling and Completion Committee. 2012. IRP-3 : In Situ Heavy Oil Operations. Volume 03-2012. Enform Canada, édition 3.2, nov. 2012. Calgary Enform.
- Drilling and Completion Committee. 2017. IRP : 25 Primary Cementing. Volume 25 – 2017. Édition 1.0. Janvier 2017. Enform.

- Drilling and Completions Committee. 2016. IRP : 25 : Primary Cementing. Volume 25-2016 (ébauche). Calgary Enform.
- Duncan, G., Young, S., Graham, J., Crockett, M. et D. Tymko. 2016. Remediation of Surface Casing Vent Flows for Thermal Wellbores. SPE Thermal Well Integrity and Design Symposium, 29 nov. au 1^{er} déc., Banff, Alberta.
- Dusseault, M. et R.E. Jackson. 2014. Seepage pathway assessment for natural gas to shallow groundwater during well stimulation, in production, and after abandonment, *Environmental Geosciences* 21(3) :107-126.
- Dusseault, M. J. 2014. Seepage Pathway Assessment for Natural Gas to Shallow Groundwater During Well Stimulation, in Production and After Abandonment. *Environmental Geosciences* volume 21 numéro 3, ISSN 1075-9565, 107-126.
- Dusseault, M. B., M. N. Gray, et P.A. Nawrocki. 2000. Why Oilwells Leak: Cement Behaviour and Long-Term Consequences. Society of Petroleum Engineers, SPE 64733.
- Dusseault, M., R.E. Jackson and D. MacDonald. 2014. Towards a Road Map for Mitigating the Rates and Occurrences of Long-Term Wellbore Leakage. Téléchargé de : http://geofirma.com/wp-content/uploads/2015/05/lwp-final-report_compressed.pdf.
- Elkington, P. A. S., Pereira, A. et R. Samworth. 2006. A Novel Cased Hole Density-Neutron Log - Characteristics and Interpretation. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/101078-MS
- Ellis, D., Luling, M. G., Markley, M. E., Mosse, L., Neumann, S., Pilot, G. et I. Stowe. 2004. Cased-Hole Formation-Density Logging – Some Field Experiences, 45^e symposium annuel sur la diagraphie de la SPWLA (Société des pétrophysiciens et analystes de diagraphies de puits) à Noordwijk, aux Pays-Bas, 6 au 9 juin 2004. SPWLA-2004-G
- Environmental Defense Fund and Pembina Institute. 2015. Economic Analysis of Methane Emission Reduction Opportunities in the Canadian Oil and Natural Gas Industries. Calgary, 117 p., <https://www.pembina.org/reports/edf-icf-methane-opportunities.pdf>.
- Environmental Defense Fund and Pembina Institute. 2015. Economic Analysis of Methane Emission Reduction Opportunities in the Canadian Oil and Natural Gas Industries. Calgary, 117 p., <https://www.pembina.org/reports/edf-icf-methane-opportunities.pdf>.
- Environnement et Changement climatique Canada. 2017 c. Rapport d'inventaire national, 1990-2015 : Les sources et les puits de gaz à effet de serre au Canada Partie 2.
- Environnement et Changement climatique Canada. 2017 b. Rapport d'inventaire national, 1990-2015 : Les sources et les puits de gaz à effet de serre au Canada Partie 1.

- Environnement et Changement climatique Canada. 2017 d. Rapport d'inventaire national, 1990-2015 : Les sources et les puits de gaz à effet de serre au Canada Partie 3.
- Environnement et Changement climatique Canada. 2017. Règlements sur le méthane proposé (juin 2017). Obtenu sur : <http://ec.gc.ca/lcpe-cepa/default.asp?lang=En&xml=BF68F2B3-03F9-4B3D-B5A9-1D5BC0A25A21>
- Etiopie, G. 2015. Natural gas seepage. The Earth's hydrocarbon degassing. Springer, p. 199.
- Etiopie, G., Lassey, K. R., Klusman, R. W. et E. Boschi. 2008, Reappraisal of the fossil methane budget and related emission from geologic sources. GEOPHYSICAL RESEARCH LETTERS, VOL. 35, L09307, doi:10.1029/2008GL033623.
- Gamache, M.T. 1993. Resin Use in the Petroleum Industry of California. California Department of Conservation, Sacramento, Californie, rapport n° 1.
- Gibb, G.F. et K.P. Travis. 2015. Sealing Deep Borehole Disposals of Radioactive Waste by "Rock Welding." Conference on International High Level Radioactive Waste Management, Charleston, SC, 12 au 16 avril 2015.
- Godwin, R., Abouguendia, Z. et J. Thorpe. 1990. Lloydminster Area Operators Gas Migration Team Response of Soils and Plants to Natural Gas Migration from Two Wells in the Lloydminster Area, Saskatchewan Research Council, E-2510-3-E-90, 85 p.
- Gopal, K., Tripathy, S., Bersillon, J.-L. et S. P. Dubey. 2007. Chlorination byproducts, their toxicodynamics and removal from drinking water, Journal of Hazardous Materials, Volume 140, numéros 1-2, 9 février 2007, pages 1-6, ISSN 0304-3894.
- Gray, K., E. Podnos, et E. Becker. 2007. Finite Element Studies of Near-Wellbore Region During Cementing Operations: Part I. Production and Operations Symposium, 31 mars-avril 2007, Oklahoma City, Oklahoma, É.-U. SPE 106998.
- Hammond, P.A. 2016. The relationship between methane migration and shale-gas well operations near Dimock, Pennsylvanie, iÉ.-U., Hydrogeology Journal 24(2) : 503-519.
- Hamper M. J. 2006. Manufactured Gas History and Processes. Environmental Forensics, 7:1, 55-64, DOI : 10.1080/15275920500506790.
- Harder, A.H., Whitman, H.M. et S. M. Rogers. 1965, Methane in the freshwater aquifers of southwestern Louisiana and theoretical explosion hazards: Department of Conservation, Louisiana Geological Survey et Louisiana Department of Public Works Water Resources Pamphlet no. 14, 22 p.
- Herring, G.D., J.T. Milloway, ARCO Alaska Inc., et W.N. Wilson. 1984. Selective Gas Shut-off Using Sodium Silicate in the Prudhoe Bay Field, AK. SPE 12473. Presented at the Formation Damage Control Symposium, Bakersfield, CA, 13 et 14 février 1984.
- Heseltine, J.L. 2016. Evaluation of Alternate Cements for Thermal Wells. Presentation at SPE Thermal Well Integrity and Design Symposium. Banff, Canada, 1^{er} novembre.

- Hetrick, L. 2011. Well Integrity Case Study. EPA Hydraulic Fracturing Study Technical Workshop #2 (p. 36). Washington, D.C. : United States Environmental Protection Agency (EPA).
- Hoeks, J. 1972. Changes in composition in soil air near leaks in natural gas mains. *Soil Science*, v. 113, p. 46-54.
- Huang, H. 2015. Recognition of sources of secondary biogenic gases in the oil sands areas, Western Canada Sedimentary Basin. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, p. 20-32.
- Hull, J. W., Gosselin, L. et K. Borzel. 2010. Well Integrity Monitoring and Analysis Using Distributed Acoustic Fiber Optic Sensors. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/128304-MS
- Humez, P., Mayer, B., Ing, J., Nightingale, M., Becker, V., Kingston A., Akbilgic, O. et S. Taylor. 2016a. Occurrence and origin of methane in groundwater in Alberta (Canada): Gas geochemical and isotopic approaches. *Science of the Total Environment*, v. 541, p. 1253-1258.
- Humez, P., Mayer, B., Nightingale, M., Becker, V., Kingston, A., Talyor, S., Bayegnak, G., Millot, R., et W. Kloppmann. 2016 c. Redox controls on methane formation, migration and fate in shallow aquifers. - *Hydrology and Earth System Sciences*, 20 1-19.
- Humez, P., Mayer, B., Nightingale, M., Ing, J., Becker, V., Jones, D. et V. Lam. 2016b. An 8-year record of gas geochemistry and isotopic composition of methane during baseline sampling at a groundwater observation well in Alberta (Canada), *Hydrogeology Journal*, février 2016, Volume 24, p. 109-122, DOI: 10.1007/s10040-015-1319-1
- Hunt, J. M. 1979. *Petroleum Geochemistry and Geology*. W. H. Freeman and Co., San Francisco, 617 p.
- Ibatullin, T.R. 2009, SAGD performance improvement in reservoirs with high solution gas-oil ratio. *Oil and Gas Business*, 9 p., <http://www.ogbus.ru/eng/>.
- Intergovernmental Panel on Climate Change, 2013, Summary for Policy Makers. In: *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom et New York, NY, É.-U., 1535 pp, doi : 10.1017/CBO9781107415324.
- Interwell Technology AS. 2015. Method of Well Operation, United States Patent Application Publication US 2015/0034317 A1, United States Patent Office, Washington, D.C.
- Jackson R.B., B Rainey Pearson, SG Osborn, NR Warner et A Vengosh. 2011. Research and policy recommendations for hydraulic fracturing and shale-gas extraction. Center on Global Change, Duke University, Durham, NC. p. obtenu sur <https://nicholas.duke.edu/cgc/HydraulicFracturingWhitepaper2011.pdf>

- Jackson, R. B., Down, A., Phillips, N. G., Ackley, R. C., Cook, C. W., Plata, D. L. et Z. Zhao. 2014. Natural gas pipeline leaks across Washington D.C., *Environmental Science and Technology*. v. 48/3, p. 2051–2058, DOI: 10.1021/es404474x.
- Johson, M.R., Tyner, D.R., Conley, S., Schwietzke, S. et D. Zavala-Araiza. 2017. Comparisons of Airborne Measurements and Inventory Estimates of Methane Emissions in the Alberta Upstream Oil and Gas Sector. *Environmental Science Technology* 2017 51 (21), 13008-13017 DOI: 10.1021/acs.est.7b03525
- Jones, D.M., Head, I.M, Gray, N.D, Adams, J.J., Rowan, A. K., Aitken, C. M., Bennett, B., Huang, H., Brown, A., Bowler, B.F.J., Oldernburg, T., Erdmann, M. et S. R. Larter. 2008. Crude-oil biodegradation via methanogenesis in subsurface petroleum reservoirs. *Nature*. v. 451, 10 janvier 2008. doi : 10.1038/nature06484
- Jones, P.J., London, B.A., Tennison, L.B. et J.D. Karcher. 2013. Unconventional Remediation in the Utica Shale Using Advanced Resin Technologies. SPE Eastern Regional Meeting, Pittsburgh, Pennsylvanie, É.-U., août, SPE 165699.
- Kelly, W.R., Matisoff, G. et J.B. Fisher. 1985. The effects of a gas well blow out on groundwater chemistry. *Environ. Geol. Water Sci* 7: p. 205-213. doi:10.1007/BF02509921
- Kinder, J. (1949), Fundamental Forces Involved in the Use of Oil Well Packers. *Petroleum Transactions, AIME*, 271-278.
- King, G. K. 2012. Cement Evaluation Methods to Prove Isolation of Barriers in Oil and Gas Wells: Should a Cement Bond Log (CBL) Be Run or Required in Every Well? George E King Consulting : [http://gekengineering.com/Downloads/Free_Downloads/Cement_Bond_Log_\(CBL\)_Overview-DRAFT-2.docx](http://gekengineering.com/Downloads/Free_Downloads/Cement_Bond_Log_(CBL)_Overview-DRAFT-2.docx)
- Kunz, D. 2016. Eutectic salt abandonment plug for wellbores, Canadian Patent Application CA 2828241 A1, Office de la propriété intellectuelle du Canada, Ottawa-Hull, Canada.
- Kupresan, D., J. Heathman, et M. Radonjic. 2014. Experimental Assessment of Casing Expansion as a Solution to Microannular Gas Migration. Society of Petroleum Engineers. IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, 4 au 6 mars, Fort Worth, Texas, É.-U. SPE-168056-MS.
- Leach, A., Adams, A., Cairns, S., Coady, L. et G. Lambert. 2015. Climate Leadership Report to Minister, Alberta Climate Leadership Panel, <https://www.alberta.ca/documents/climate/climate-leadership-report-to-minister.pdf>.
- Maison-Blanche, 2014. Climate Action Plan - Strategy to Reduce Methane Emissions. Maison-Blanche, Washington, É.-U. https://obamawhitehouse.archives.gov/sites/default/files/strategy_to_reduce_methane_emissions_2014-03-28_final.pdf
- Maslennikova, Y. S., Bochkarev, V. V., Savinkov, A. V. et D. A. Davydov. 2012. Spectral Noise Logging Data Processing Technology. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/162081-MS

- Mayer, B., P. Humez, V., Becker, M., Nightingale, J. Ing, A. Kingston, C. Clarkson, A. Cahill, E. Parker, J. Cherry, R. Millot, W. Kloppmann, K. Osadetz et D. Lawton. 2015. Prospects and Limitations of Chemical and Isotopic Groundwater Monitoring to Assess the Potential Environmental Impacts of Unconventional Oil and Gas Development. *Procedia Earth and Planetary Science*, v. 13, p. 320-323.
- McKinley, R. M., Bower, F. M. et R. C. Rumble. 1973. The Structure and Interpretation of Noise From Flow Behind Cemented Casing. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/3999-PA
- Milkov, A.V. 2011. Worldwide distribution and significance of secondary microbial methane formed during petroleum biodegradation in conventional reservoirs. *Organic Geochemistry*. v.42 (2011) p. 184-207. doi:10.1016/j.orggeochem.2010.12.003.
- Mims, M. et T. Krep. 2003. Drilling Design and Implementation for Extended Reach and Complex Wells. K&M Technology Group, LLC. Houston, Texas.
- Moore, T.A. 2012. Coalbed methane: A review. *International Journal of Coal Geology*. v. 101 p. 36-81. doi: 10.1016/j.coal.2012.05.011.
- Muehlenbachs, K. 2010, Lessons from the Isotopic Analyses of Surface Vent Flow Gas, Western Canada Basin (résumé). GeoCanada 2010 Joint Annual Meeting, Calgary. 4 p., http://cseg.ca/assets/files/resources/abstracts/2010/0965_GC2010_Lessons_from_the_Isotopic_Analyses.pdf.
- Muehlenbachs, K. 2012, Identifying the Sources of Fugitive Methane Associated with Shale Gas Development, mise à jour avec de nouvelles données, janvier 2012, 36 p., original présenté le 14 novembre 2011 dans le cadre de « Managing the risks of shale gas: Identifying a pathway toward responsible development » tenue par Resources For the Future, Washington, DC. http://www.rff.org/files/sharepoint/Documents/Events/Seminars/111114_Managing_the_Risks_of_Shale_Gas/Mulenbachs%20Nov%202014FINAL.pdf
- Muehlenbachs, L. 2017. 80,000 Inactive oil wells: A blessing or a curse? The School of Public Policy, University of Calgary. SPP Briefing Paper. Volume 10, numéro 3, février 2017.
- Munro, M. (2014 a, 9 décembre). Partie 3 : Trouble Beneath Our Feet – Energy wells can ‘communicate’ and ‘sterilize’ the landscape. Edmonton Journal.
- Munro, M. (2014 b, 8 décembre). Partie 2 : Trouble Beneath Our Feet – Trying to plug the leak in Calmar, Alberta. The Edmonton Journal.
- National Petroleum Council. 2011. Plugging and Abandonment of Oil and Gas Wells. Prepared by the Technology Subgroup of the Operations & Environment Task Group, 15 septembre.
- Nelson, E. B. et D. Guillot. 2006. Well Cementing. J. Smith, Ed., Second Ed., Schlumberger.

- Ness, I. et A. Gatti. 1995. Gas Migration Remediation Process Development. Annual Technical Meeting of the Petroleum Society of Canada, Calgary, Alberta, 7 au 9 juin, document n° 95-87.
- Noomen, M. F., Harald M.A. van der Werff, Freek D. van der Meer. 2012. Spectral and spatial indicators of botanical changes caused by long-term hydrocarbon seepage Ecological Informatics v.8, p. 55–64
- Norwegian Oil and Gas Association (NOGA). 2011. Norwegian Oil and Gas Recommended Guidelines for Well Integrity. N° 117, révision 4, 6 juin.
- Nowamooz, A., J.-M. Lemieux, J. Molson, et R. Therrien. 2015. Numerical investigation of methane and formation fluid leakage along the casing of a decommissioned shale gas well. Water Resources Research, 51, 4592–4622, doi:10.1002/2014WR016146.
- Nygaard, R. 2010. Well Design and Well Integrity Wabamun Area CO2 Sequestration Project (WASP), Energy and Environmental Systems Group, Université de Calgary.
- Odom, R. C., Paul, P., Diocee, S. S., Bailey, S. M., Zander, D. et J. J. Gillespie. 1999. Shaly Sand Analysis using Density-Neutron Porosities from a Cased-hole Pulsed Neutron System. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/55641-MS
- Office national de l'énergie. 2017 c. Supplément de l'Avenir énergétique du Canada, 2017 Production de gaz naturel Données des annexes et figures. Disponible à l'adresse suivante : <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/fttr/2017ntrlgs/index-fra.html>
- Office national de l'énergie. 2017 b. Supplément de l'Avenir énergétique du Canada, 2017 Production de pétrole classique ou tiré de réservoirs étanches et de formations schisteuses Données des annexes et figures. Disponible à l'adresse suivante : <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/fttr/2017cnvntnll/index-fra.html>
- Office national de l'énergie. 2017a. Avenir énergétique du Canada, 2017. Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040. N° de cat. NE2-12/2017E-PDF. ISSN 2292-1710.
- OGCI 2015: <https://www.oilandgasclimateinitiative.com/>
- Oil & Gas UK. 2012. Guidelines for the Suspension and Abandonment of Wells. The United Kingdom Offshore Oil and Gas Industry Association Limited, numéro 4, juillet.
- Ontario. 2017. Loi sur la protection de l'environnement, Ontario Regulation 153/04, Records of site condition — partie XV.1 de la Loi. <https://www.ontario.ca/laws/regulation/040153>, accessed November 2017.
- Organisation internationale de normalisation 2017. 16530-1:2017 Industrie du pétrole et du gaz naturel -- Intégrité du puits – Partie 1 : Gouvernance du cycle de vie.
- Organisation mondiale de la santé. 2011. Directives de qualité pour l'eau de boisson 4^e édition. Organisation mondiale de la santé. ISBN 978 92 4 154 815 1.

- Osadetz, K.G., Mort, A., Snowdon, L.R., Lawton, D.C., Chen, Z. et A. Saeedfar. 2018. Western Canada Sedimentary Basin petroleum systems: A working and evolving paradigm; In: D. Eaton et P. K. Pedersen (eds.) Low-permeability resource plays of the Western Canada Sedimentary Basin: defining the sweet spots. Interprétation, volume 6, numéro 2 (mai 2018). SE63-SE98. doi.org/10.1190/INT-2017-0165.1
- Osadetz, K.G., Snowdon, L.R. et P.W. Brooks. 1994. Oil families in Cdn. Williston Basin (SW Sask.). Bull. Cdn. Pet. Geol., 42/2:155 177.
- Oyarhossein, M. et M. Dusseault. 2015. Wellbore Stress Changes and Microannulus Development Because of Cement Shrinkage, présenté au 49^e symposium Rock Mechanics / Geomechanics tenu à San Francisco, CA, É.-U., 28 juin au 1^{er} juillet 2015.
- Pennsylvania Department of Environmental Protection, 2000. Pennsylvania's Plan for Addressing Problem Abandoned Wells and Orphaned Wells (DEP Document No. 550-0800 -001), Pennsylvania Department of Environmental Protection - Bureau of Oil and Gas Management, <http://www.elibrary.dep.state.pa.us/dsweb/Get/Version-48262/> (consulté mai 2016).
- Perry, K.F. 2005. Chapitre 9 : Natural Gas Storage Industry Experience and Technology: Potential Application to CO₂ Geological Storage. Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations – Results from the CO₂ Capture Project, vol. 2, Thomas, D.C. et Benson, S.M. (Eds.), Elsevier B.V., Amsterdam, The Netherlands, p. 815825.
- Phillips, A.J., A.B. Cunningham, R. Gerlach, R. Hiebert, C. Hwang, B.P. Lomans, J. Westrich, C. Mantilla, J. Kirksey, R. Esposito, et L. Spangler. 2016. Sealing with Microbially-Induced Calcium Carbonate Precipitation: A Field Study, Environmental Science & Technology 50(7): 4111-4117.
- Phillips, N. G., Robert Ackley, Eric R. Crosson, Adrian Down, Lucy R. Hutya, Max Brondfield, Jonathan D. Karr, Kaiguang Zhao et Robert B. Jackson. 2013. Mapping urban pipeline leaks: Methane leaks across Boston, Environmental Pollution, Volume 173, pages 1-4, ISSN 0269-7491, <http://dx.doi.org/10.1016/j.envpol.2012.11.003>.
- Praagman, F. and Rambags, F., 2008, Migration of Natural Gas through the Shallow Subsurface: Implications on the surveillance of low-pressure pipelines, M.Sc. thesis, University of Utrecht.
- Reagan, M. T., G. J. Moridis, N. D. Keen, et J. N. Johnson. 2015. Numerical Simulation of the Environmental Impact of Hydraulic Fracturing of Tight/Shale Gas Reservoirs on Near-Surface Groundwater: Background, Base Cases, Shallow Reservoirs, Short-Term Gas and Water Transport, Water Resources Research 51 (4) : 2543-2573.
- Rich, K., K. Muehlenbachs, K. Uhrich et G. Greenwood. 1995. Carbon Isotope Characterization of Migrating Gas in the Heavy Oil Fields of Alberta, Canada. SPE International Heavy Oil Symposium, 19 au 21 juin, Calgary, Alberta. SPE-30265-MS.
- Rostron B.J., Arkadaskiy S. 2014. Fingerprinting “stray” formation fluids associated with hydrocarbon exploration and production. Éléments, août 2014, v. 10 p. (4) 291-296.

- Rowe, D. et K. Muehlenbachs. 1999. Isotopic fingerprints of shallow gases in the western Canadian sedimentary basin: tools for remediation of leaking heavy oil wells. *Organic Geochemistry*, 30 : 861-871.
- Rusch, D.W., Sabins, F. et J. Aslakson. 2004. Microannulus Leaks Repaired with Pressure-Activated Sealant. SPE Eastern Regional Meeting, Charleston, Virginie-Occidentale, É.-U., septembre, SPE 91399.
- Saasen, A., S. Wold, B.T. Ribesen, T.N. Tran, A. Huse, V. Rygg, et A. Svindland. 2011. Permanent Abandonment of a North Sea Well Using Unconsolidated Well-Plugging Material. *SPE Drilling and Completion*, 26(3) : 371-375. SPE-133446-PA.
- Sahakian, A. B., Jee, S. R. et M. Pimentel. 2010. Methane and the Gastrointestinal Tract. *Digestive Diseases and Sciences*, v. 55/8, p. 2135-2143
- Sandaband. 2016. Sandaband Material. 17 juillet, disponible sur <http://www.sandaband.com/files/93bafb43-7a6d-4828-90a4-efe8fee065de.pdf>.
- Santé Canada. 2017. Recommandations pour la qualité de l'eau potable au Canada – Tableau sommaire Bureau de la qualité de l'eau et de l'air, Direction générale de la santé environnementale et de la sécurité des consommateurs, Santé Canada, Ottawa, Ontario
- Saponja, J. 1999. Surface Casing Vent Flow and Gas Migration Remedial Elimination—New Technique Proves Economic and Highly Successful. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, Special Edition 1999 38(13), document 95-86.
- Sherman, H. et S. Locke. 1975. Effect Of Porosity On Depth Of Investigation Of Neutron And Density Sondes. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/5510-MS
- Slater, H.E. 2010. The Recommended Practice for Surface Casing Vent Flow and Gas Migration Intervention. Conférence et exposition annuelles techniques de la SPE tenues à Florence, Italie, 19 au 22 septembre 2010. SPE 134257.
- Smith, K. L., Colls, J. J. et M. D. Steven. 2005. A facility to investigate effects of elevated soil gas concentration on vegetation. *Water, Air and Soil Pollution*, v. 161, p. 75-96.
- Society of Petroleum Engineers/Canadian Society of Gas Migration. 2015. Gas Migration and Challenges – Identification and Treatment Workshop. Banff. Mai 2015.
- Spencer, H. et V. Lightbown. 2015. Permanent Sealing of Greenhouse Gas Emitting Wells Final Outcomes Report, CCEMC Project C110113. Climate Change and Emissions Management Corporation.
- Statistique Canada. 2 mars 2018. Produit intérieur brut aux prix de base, par industries. Obtenu sur https://www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=3610043401&request_locale=fr.
- Steven, M. D., Smith, K. L., Beardsley, M. D. et J. J. Colls. 2006. Oxygen and methane depletion in soil affected by leakage of natural gas. *European Journal of Soil Science*. V. 57, p. 800-807.

- Summers, R. 2010. Alberta water well survey – Report prepared for Alberta Environment, University of Alberta, 106 p. <http://aep.alberta.ca/water/programs-and-services/groundwater/documents/AlbertaWaterWellSurvey-Report-Dec2010.pdf>
- Szatkowski, B., Whittaker, S. et B. Johnson. 2002. Identifying the Source of Migrating Gases in Surface Casing Vents and Soils Using Stable Carbon Isotopes, Golden Lake Pool, West-central Saskatchewan. Summary of Investigations 2001, volume 1, Saskatchewan Geological Survey, Sask. Industry and Resources, Misc. Rep. 2002-4.1, p. 118-125
- The Prasino Group, 2013. Final report for determining bleed rates for pneumatic devices in British Columbia. 18 décembre 2013.
- Themelis, N. J. et P. A. Ulloa. 2007. Methane generation in landfills. *Renewable Energy*, v. 32, p. 1243-1257.
- Tilley, B. et K. Muehlenbachs. 2011. Fingerprinting of gas contamination groundwater and soil in a petroliferous region. Proceedings from International Network of Environmental Forensics conference, Cambridge, RU, 25 au 27 juillet 2011.
- Tissot, B. P. et D. H. Welte. 1984. *Petroleum Formation and Occurrence: Second and Revised and Enlarged Edition*, Springer Verlag, Berlin, 699 p.
- Van Stempvoort, D., Maathuis, H., Jaworski, E., Mayer, B. et K. Rich. 2005. Oxidation of Fugitive Methane in Ground Water Linked to Bacterial Sulfate Reduction. *Groundwater*. V. 43/2, p. 187–199.
- Vidic, R. D., Branteley, S. L., Vandenbossche, J. M., Yoxheimer, D. et J. D. Abad. 2013, Impact of shale gas development on regional water quality. *Science*, v. 340, 1 235 009 p. 826-835. DOI: 10.1126/science.1235009.
- Vignes, B. et B.S. Aadnoy. 2010. Well-Integrity Issues Offshore Norway. *SPE Production & Operations*. 25. 10.2118/112535-MS.
- Viswanathan, H. S., Pawar, R. J., Stauffer, P. H., Kaszuba, J. P., Carey, J. W., Olsen, S. C., . . . Guthrie, G. D. 2008. Development of a hybrid process and system model for the assessment of wellbore leakage at a geologic CO₂ sequestration site. *Environmental Science and Technology*, 42(19), 7280-7286. DOI:10.1021/es800417x
- Watson, T. 2007. Alberta oil and gas regulations, the key to wellbore integrity. 3rd wellbore integrity network meeting, Santa Fe, New Mexico, 13 mars, 2007. <http://slideplayer.com/slide/8756935/>
- Watson, T. et S. Bachu. 2009. Evaluation of the potential for gas and CO₂ leakage along wellbores. *SPE Drilling and Completion*, 24(1) :115–126. SPE 106817.
- Watson, T. L. 2004. Surface Casing Vent Flow Repair – A Process. Petroleum Society of Canada Canadian International Petroleum Conference, 8 au 10 juin, Calgary, Alberta. PETSOC-2004-297.
- Watson, T. L. et S. Bachu. 2007. Evaluation of the potential for gas and CO₂ leakage along wellbores, SPE 106817, 11 p.

- Watson, T. L. et S. Bachu. 2008. Identification of wells with high CO₂ -leakage potential in mature oilfields developed for CO₂-enhanced oil recovery. Richardson, Texas : Society of Petroleum Engineers, SPE 112924.
- Watson, T. 2005. Wellbore Re-Entry Investigation for Abandonment Evaluation, révision 2. Alberta Energy and Utilities Board.
- Watson, T., Getzlaf, D. et Griffith, J.E. 2002. Specialized Cement Design and Placement Procedures Prove Successful for Mitigating Casing Vent Flows – Case Histories. SPE Gas Technology Symposium. Calgary, Alberta. SPE 76333.
- West, J.J., Fiore, A.M., Horowitz, L.W. et D. L. Mauzerall. 2006. Global health benefits of mitigating ozone pollution with methane emission controls. Proceedings of the National Academy of Sciences U.S.A. 103, 3988e3993.
- Winterhawk Well Abandonment Ltd. 2016. Thermo-Mechanical Abandonment Tool (TMAT) Technology Information Session. PTAC Technology Information Session, 16 février 2016
- Witt, C. P. (16 mai 2016). Senior Cement Engineer, Stingray Well Solutions. (D. Ewen, Interviewer)
- Wojtanowicz, A. K., Nishikawa, S. et X. Rong. 2001. Diagnosis and Remediation of Sustained Casing Pressure in Wells. U.S. Department of Interior, Herndon, Virginie, rapport final, 31 juillet
- Xie, J., Fan, C., Tao, G. et C. M. Matthews. 2011. Impact of Casing Rotation on Premium Connection Service Life in Horizontal Thermal Wells. World Heavy Oil Congress, document WHOC11-558, Edmonton, Canada, mars.
- Zhang, S. et Y. Shuai. 2015. Geochemistry and distribution of biogenic gas in China. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, p. 53-65.
- Zhou, C. G. (2015). AADE-15-NTCE-05-Microporous Spongy Carbon as Compressibility/Elasticity Enhancer. American Association of Drilling Engineers (AADE), 1-7.
- Zulqarnain, M. (2012). Simulations of the Primary Cement Placement in Annular Geometries During Well Completions Using Computational Fluid Dynamics (CFD). Louisiana State University, Petroleum Engineering. Nouvelle-Orléans : Louisiana State University.