



**Synthèse des connaissances portant sur les pratiques actuelles et
en développement dans l'industrie pétrolière et gazière**

RAPPORT FINAL

Par

**Michel Malo
René Lefebvre
Félix-Antoine Comeau
Stephan Séjourné**

**Soumis au Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles
Janvier 2015 - Québec
Rapport de recherche 1553**

TABLE DES MATIÈRES

| | |
|--|-----------|
| SOMMAIRE | 6 |
| REMERCIEMENTS..... | 12 |
| AVANT-PROPOS..... | 13 |
| LISTE DES FIGURES | 14 |
| LISTE DES TABLEAUX..... | 17 |
| LISTE DES ABRÉVIATIONS..... | 18 |
| 1. INTRODUCTION..... | 20 |
| 1.1. Mise en contexte du rapport dans le cadre des ÉES | 20 |
| 1.2. Description du contenu du rapport..... | 20 |
| 2. LES ÉTAPES D'EXPLORATION DES HYDROCARBURES EN MILIEU TERRESTRE ET LES TECHNIQUES UTILISÉES | 22 |
| 2.1. Les levés géochimiques | 25 |
| 2.1.1. <i>Description</i> | 25 |
| 2.1.2. <i>Risques d'impact</i> | 25 |
| 2.1.3. <i>Mesures de mitigation</i> | 26 |
| 2.2. Les levés géophysiques..... | 26 |
| 2.2.1. <i>Les levés gravimétrique, magnétique et magnétotellurique</i> | 26 |
| 2.2.2. <i>Les levés de sismique réflexion</i> | 27 |
| 2.3. Les sondages stratigraphiques..... | 30 |
| 2.3.1. <i>Description</i> | 30 |
| 2.3.2. <i>Risques d'impact</i> | 30 |
| 2.3.3. <i>Mesures de mitigation</i> | 31 |
| 2.4. Le forage pétrolier..... | 31 |
| 2.4.1. <i>Description</i> | 31 |
| 2.4.2. <i>Risques d'impact</i> | 37 |
| 2.4.3. <i>Mesures de mitigation</i> | 39 |
| 2.5. La fracturation hydraulique..... | 40 |
| 2.5.1. <i>Description</i> | 40 |
| 2.5.2. <i>Risques d'impact</i> | 42 |
| 2.5.3. <i>Mesures de mitigation</i> | 42 |
| 2.6. La fermeture des puits et la restauration des sites..... | 42 |
| 2.6.1. <i>Description</i> | 42 |
| 2.6.2. <i>Risques d'impact</i> | 43 |
| 2.6.3. <i>Mesures de mitigation</i> | 43 |
| 3. LES TECHNIQUES SPÉCIFIQUES AU MILIEU MARIN..... | 45 |
| 3.1. Introduction..... | 45 |
| 3.2. La sismique marine | 47 |

| | | |
|-----------|--|------------|
| 3.2.1. | <i>Description</i> | 47 |
| 3.2.2. | <i>Risques et impacts potentiels</i> | 47 |
| 3.2.3. | <i>Mesures de mitigation</i> | 48 |
| 3.3. | Les forages pétroliers en milieu marin et le démantèlement des infrastructures..... | 48 |
| 3.3.1. | <i>Description</i> | 48 |
| 3.3.2. | <i>Les risques et impacts liés aux forages : de l'exploration au démantèlement</i> | 54 |
| 3.3.3. | <i>Mesures de mitigation</i> | 55 |
| 4. | L'ÉVOLUTION DES TECHNIQUES POUR L'EXPLORATION DES RESSOURCES NON CONVENTIONNELLES | 57 |
| 4.1. | Définition de ressources non conventionnelles..... | 57 |
| 4.2. | Les ressources non conventionnelles au Québec..... | 58 |
| 4.3. | Historique des ressources non conventionnelles et évolution des techniques d'exploitation..... | 59 |
| 5. | LE BILAN DES RISQUES DE MIGRATION ET DE SISMICITÉ | 65 |
| 5.1. | L'ensemble des risques environnementaux..... | 65 |
| 5.2. | Migration des fluides à partir des forages pétroliers et gaziers..... | 71 |
| 5.2.1. | <i>Intégrité des forages pétroliers et gaziers</i> | 71 |
| 5.2.2. | <i>Risques reliés à l'intégrité des forages pétroliers et gaziers</i> | 81 |
| 5.2.3. | <i>Reconnaissance des fuites et de leurs effets</i> | 85 |
| 5.3. | Sismicité induite et naturelle..... | 90 |
| 5.3.1. | <i>Sismicité naturelle</i> | 90 |
| 5.3.2. | <i>Sismicité reliée à la fracturation hydraulique</i> | 92 |
| 5.3.3. | <i>Sismicité reliée aux puits de réinjection</i> | 93 |
| 6. | LES TECHNIQUES EN DÉVELOPPEMENT ET LEUR POTENTIEL D'UTILISATION AU QUÉBEC .. | 95 |
| 6.1. | Introduction..... | 95 |
| 6.2. | Techniques de forage..... | 96 |
| 6.3. | Techniques de stimulation..... | 100 |
| 6.3.1. | <i>Types de fluides</i> | 100 |
| 6.3.2. | <i>Innovations mécaniques et conceptuelles</i> | 102 |
| 6.4. | Techniques géophysiques..... | 105 |
| 6.5. | Techniques environnementales..... | 109 |
| 6.6. | Conclusion..... | 113 |
| 7. | SYNTHÈSE DES CONNAISSANCES, RECOMMANDATIONS D'ACQUISITION DE NOUVELLES CONNAISSANCES, ET CONSTATS | 115 |
| 7.1. | Les techniques utilisées en milieu terrestre..... | 115 |
| 7.1.1. | <i>État des connaissances</i> | 115 |
| 7.1.2. | <i>Lacunes générales dans les connaissances</i> | 116 |
| 7.1.3. | <i>Lacunes dans les connaissances spécifiques au Québec</i> | 116 |
| 7.1.4. | <i>Recommandations d'acquisition des connaissances</i> | 116 |
| 7.2. | Les techniques utilisées en milieu marin..... | 116 |
| 7.2.1. | <i>État des connaissances</i> | 116 |

| | |
|--|------------|
| 7.2.2. <i>Lacunes générales dans les connaissances</i> | 117 |
| 7.2.3. <i>Lacunes dans les connaissances spécifiques au Québec</i> | 117 |
| 7.2.4. <i>Recommandations d'acquisition des connaissances</i> | 117 |
| 7.3. Les risques de migration | 118 |
| 7.3.1. <i>État des connaissances</i> : | 118 |
| 7.3.2. <i>Lacunes générales dans les connaissances</i> | 120 |
| 7.3.3. <i>Lacunes dans les connaissances spécifiques au Québec</i> | 120 |
| 7.3.4. <i>Recommandations d'acquisition des connaissances</i> | 120 |
| 7.4. Risques de sismicité..... | 121 |
| 7.4.1. <i>État des connaissances</i> | 121 |
| 7.4.2. <i>Lacunes dans les connaissances</i> : | 122 |
| 7.4.3. <i>Lacunes dans les connaissances spécifiques au Québec</i> | 122 |
| 7.4.4. <i>Recommandations d'acquisition des connaissances</i> | 122 |
| 7.5. Les techniques en développement..... | 122 |
| 7.5.1. <i>État des connaissances</i> | 122 |
| 7.5.2. <i>Avantages des nouvelles techniques</i> | 123 |
| 7.5.3. <i>Inconvénients des nouvelles techniques</i> | 124 |
| 7.5.4. <i>Constats sur leur potentiel d'utilisation au Québec</i> | 125 |
| 7.6. Autre recommandation..... | 126 |
| RÉFÉRENCES | 127 |

Sommaire

Le présent rapport propose une synthèse des connaissances portant sur les pratiques actuelles et en développement dans l'industrie pétrolière et gazière. Les techniques d'exploration suivantes sont décrites : levés géochimiques, levés géophysiques, sondages stratigraphiques, forage pétrolier, fracturation hydraulique, techniques de fermeture des puits et de restauration des sites. Pour chacune des techniques, le rapport discute des risques d'impact et des mesures de mitigation appropriées. Les techniques spécifiques au milieu marin sont brièvement abordées, soit la sismique marine, les forages pétroliers en milieu marin, et les techniques impliquées pour le démantèlement des infrastructures. L'évolution des techniques qui ont permis l'exploitation des ressources non conventionnelles est présentée par la suite. Selon notre mandat, nous avons analysé plus particulièrement les risques potentiels de migration des hydrocarbures dans les puits et les risques de sismicité suite à la fracturation hydraulique à haut volume, technique la plus souvent utilisée pour exploiter les ressources non conventionnelles. Les principales avancées technologiques déjà mises en pratique ou en devenir, en ce qui a trait aux opérations sur le terrain pour le gaz et le pétrole de shale, sont également décrites.

En guise de conclusion, nous établissons l'état des connaissances pour les techniques d'exploration en milieu terrestre et marin, et pour les risques de migration et de sismicité. Pour chacun de ces thèmes, nous établissons les lacunes générales de connaissances, les lacunes de connaissances spécifiques au Québec, et enfin nous dressons une liste de recommandations d'acquisition de connaissances pour alimenter les évaluations environnementales stratégiques en cours, soit celle pour la filière du gaz et du pétrole au Québec et celle spécifique à l'île d'Anticosti. Pour les techniques en développement, nous dressons plutôt des constats sur les avantages et inconvénients d'utilisation de ces techniques dans le contexte de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures au Québec.

Les étapes de l'exploration des hydrocarbures en milieu terrestre et les techniques utilisées

L'exploration pétrolière et gazière a pour but la découverte d'accumulations d'hydrocarbures liquides ou gazeux techniquement et économiquement exploitables. Cette découverte nécessite de réaliser des forages pétroliers. L'implantation des forages d'exploration est habituellement précédée d'une série d'opérations de reconnaissance mettant en œuvre des techniques combinant les disciplines de la géologie, de la géochimie et de la géophysique.

L'acquisition de données géochimiques des sols en surface s'inspire de la plus ancienne méthode de prospection géologique pour le pétrole, soit la recherche de suintements d'hydrocarbures à la surface. Les échantillons de gaz dans les sols ou dans l'air sont récoltés systématiquement sur le terrain et analysés au laboratoire pour détecter des composés organiques carbonés associés aux hydrocarbures dans des réservoirs plus profonds. Les levés géochimiques de surface (sols et air) ont peu d'impact négatif sur l'environnement.

Les techniques géophysiques de surface ont pour but d'acquérir des données sur différentes propriétés physiques des roches. Les techniques magnétiques, gravimétriques et de sismique réflexion sont les méthodes les plus couramment utilisées pour l'exploration des hydrocarbures pour mieux comprendre la géométrie des bassins sédimentaires. Les impacts négatifs liés aux levés de sismique réflexion concernent : les vibrations qui peuvent affecter les infrastructures, le bruit pouvant perturber la population locale et la faune, et la déforestation locale pour les chemins

et sentiers d'accès des camions-vibreurs. Des mesures de mitigation existent et l'acquisition des données sismiques est bien encadrée par des règlements qui permettent d'éviter les risques.

Les sondages stratigraphiques sont réalisés dans le but principal d'extraire des carottes de roche à de grandes profondeurs en utilisant la technologie des sondages miniers. L'impact à la surface est plus faible que pour le forage pétrolier puisque l'équipement utilisé est moins imposant. Toutefois, les mêmes risques que ceux engendrés par les forages pétroliers subsistent en ce qui a trait aux migrations des hydrocarbures et à la venue subite de gaz vers la surface.

Le forage pétrolier comprend plusieurs étapes avant la complétion et la production des hydrocarbures : installation des coffrages, cimentation, pose d'un bloc obturateur anti-éruption, essai de pression, test d'intégrité, diagraphies, essais aux tiges, cimentation du coffrage de production avant la complétion ou la fermeture du puits. Un carottier permet de récupérer des carottes aux profondeurs correspondant au réservoir ciblé pendant ces opérations. La migration de fluides le long des puits de production a toujours été un problème reconnu pour l'industrie pétrolière et gazière. Cette migration pouvant entraîner des risques d'impacts environnementaux est discutée en détail dans le chapitre 5 du rapport.

La stimulation est le terme général pour désigner les procédés utilisés afin d'augmenter la perméabilité des roches entourant des puits. La fracturation hydraulique est un procédé de stimulation des puits de pétrole et gaz qui utilise des fluides, dont l'eau qui est le fluide le plus couramment utilisé. Le terme de fracturation hydraulique à haut volume a été introduit pour la fracturation hydraulique nécessitant de grands volumes d'eau pour fracturer les roches dans les réservoirs non conventionnels.

Un puits d'exploration est fermé lorsqu'il est sec ou possède un faible potentiel de production, et lorsque la production est terminée en fin de vie. Les méthodes de fermeture des puits sont connues et réglementées.

Les techniques spécifiques au milieu marin

Les étapes de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu marin sont semblables à celles en milieu terrestre. Les effets des levés sismiques marins sont surtout reliés au bruit sous-marin. La grande différence dans les opérations d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin consiste à utiliser des plateformes de forage et des d'équipements sous-marins pour la production, dont des pipelines. Un des principaux impacts provient des émissions de gaz à effet de serre, tout comme dans le milieu terrestre. Un des grands risques est celui d'un déversement massif dû à la rupture du puits.

L'évolution des techniques pour l'exploration des gisements non conventionnels

On peut définir les ressources non conventionnelles comme des accumulations d'hydrocarbures étalées sur de grandes étendues dans des unités très peu perméables et qui ne sont pas affectées par des effets hydrodynamiques standards. Ces ressources comprennent notamment le méthane associé à des lits de charbon, les grès peu perméables, les sables bitumineux, les hydrates de gaz, ainsi que les shales pétrolifères et gazéifères. Le développement récent de l'industrie des shales gazéifères en Amérique du Nord découle de l'application de deux technologies combinées, soit le forage horizontal et la fracturation hydraulique à haut volume. Les ressources pétrolières et gazières contenues dans le Shale d'Utica dans les Basses-Terres du Saint-Laurent et la Formation

de Macasty à l'île d'Anticosti sont considérées comme des ressources non conventionnelles.

Le bilan des risques de migration

Le transfert et le stockage des liquides aux sites de forage des puits pétroliers et gaziers représentent le principal risque de contamination de l'eau souterraine. L'intégrité des puits est toutefois le mécanisme jugé le plus important à considérer par rapport à la contamination de l'eau souterraine par des experts de différents milieux. L'intégrité des puits pétroliers et gaziers implique l'établissement et le maintien du scellement établi par une série de coffrages cimentés qui isolent les zones interceptées par le puits et préviennent la circulation de fluides entre les zones en confinant l'écoulement à l'intérieur du puits. La mise en place d'un ciment assurant un scellement adéquat des coffrages des puits pétroliers et gaziers demeure toutefois un défi technologique. Dans les cas de perte d'intégrité des puits, c'est le méthane qui est le plus susceptible de migrer autour ou dans les puits à cause de sa faible densité qui fait en sorte qu'il a tendance à remonter vers la surface par effet de flottaison.

Il y a un potentiel de contamination de l'eau souterraine par la migration de fluides par des voies de migration préférentielle de la profondeur jusqu'aux aquifères superficiels. Ces voies préférentielles pourraient être naturelles (zones de fractures ou failles) ou constituées par des puits en opération ou hors service. La propagation des fractures induites par la fracturation hydraulique jusqu'aux aquifères superficiels est très peu probable. Cependant, il y a un consensus à l'effet qu'une profondeur minimale doit être respectée pour la fracturation afin d'assurer la protection des aquifères. La profondeur minimale à laquelle la fracturation hydraulique peut être réalisée sans risque significatif pour l'environnement superficiel doit être définie en fonction des conditions géologiques locales et des approches et résultats de la fracturation hydraulique dans une région donnée.

Plusieurs experts ont fait la recommandation de faire le monitoring de l'eau souterraine aux sites de forages pétroliers et gaziers. Pour être en mesure de reconnaître un effet potentiel, il est nécessaire d'établir les conditions préalables de la qualité de l'eau souterraine avant la réalisation de travaux d'exploration ou d'exploitation des hydrocarbures. Le monitoring des puits pétroliers et gaziers doit couvrir la qualité de l'eau souterraine (puits d'observation), la quantité et la qualité de l'eau de surface (stations de jaugeage), la sismicité et les effets de la fracturation hydraulique (microsismique), l'émission de gaz à effet de serre et les impacts sociaux et sur la santé. La présence de méthane dans l'eau souterraine change significativement sa composition chimique. Cependant, la présence naturelle de méthane dans l'eau souterraine est très commune et elle ne reflète pas nécessairement l'effet d'une contamination par des activités pétrolières.

Le bilan des risques de sismicité

Les mouvements de l'écorce terrestre induisent des ondes dans la terre qui sont ressenties comme des tremblements de terre lorsque leur magnitude est assez importante. Le Québec est situé dans une région continentale stable avec une activité sismique relativement faible, et plutôt sporadique dans les Basses-Terres du Saint-Laurent. La fracturation hydraulique n'induit que de très faibles effets, nommé microsismicité. Ces microséismes sont de trop faible magnitude pour être détectés par le réseau national de Ressources naturelles Canada. Des systèmes d'acquisition de signaux

microsismiques pendant la fracturation hydraulique donnent des indications sur la propagation des fractures induites par la fracturation. Le processus de la fracturation hydraulique des puits pétroliers et gaziers tel qu'appliqué pour exploiter le gaz de shale ne représente pas un risque élevé d'induire des événements sismiques ressentis par la population. Aux États-Unis, l'augmentation des débits et des volumes d'injection d'eaux de reflux de la fracturation hydraulique a été associée à un certain nombre de tremblements de terre de magnitude faible à modérée.

Le bilan des technologies en développement et leur potentiel d'utilisation au Québec

De nouvelles avancées technologiques sont déjà mises en pratique ou en devenir, en ce qui a trait aux opérations sur le terrain pour le gaz et le pétrole de shale. Nous considérons que les technologies développées après la combinaison du forage horizontal et de la fracturation hydraulique massive sont nouvelles. Certaines techniques ont été mises au point spécialement pour aider au développement des ressources non conventionnelles au cours des dernières années. D'autres existaient déjà, mais ont été améliorées et adaptées aux nouvelles nécessités créées par l'accès à ces nouvelles ressources. Nous décrivons des nouvelles technologies dans quatre champs d'application : le forage, la stimulation, la géophysique, et la protection environnementale.

La plupart des nouvelles techniques décrites sont susceptibles d'être utilisées au Québec, mais certaines paraissent se démarquer plus particulièrement par l'impact positif qu'elles pourraient avoir sur l'environnement, sur la sécurité ou sur la durée des opérations. Ces aspects sont détaillés au cas par cas dans le rapport.

Lacunes des connaissances, recommandations et constats

Les techniques utilisées en milieu terrestre

L'intégrité des puits à long terme, même après leur fermeture définitive, constitue la principale lacune de connaissances actuelle pour la construction des forages pétroliers. Le comportement du ciment dans les puits pendant et après la fracturation hydraulique demeure un sujet de recherche et il existe encore des lacunes de connaissances sur ce sujet.

Nous recommandons d'introduire des mesures spécifiques pour la fracturation hydraulique à haut volume dans la nouvelle loi sur les hydrocarbures et d'étendre les règlements de l'A.M. 2014 pour l'île d'Anticosti à l'ensemble du Québec.

Les techniques utilisées en milieu marin

Les effets réels de la sismique en milieu marin pouvant entraîner des modifications physiques ou physiologiques de la faune marine ne sont pas encore bien connus. Les plans d'urgence pour gérer les risques, principalement de déversement massif, ne sont pas établis au Québec. Les modèles de transport des contaminants ne tiennent pas compte du comportement du pétrole et de tous les aléas climatiques des différentes saisons. L'influence de la glace pendant l'hiver demeure inconnue pour l'ensemble des opérations d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent.

Nous recommandons de développer des meilleures pratiques pour les opérations d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures pour le golfe du Saint-Laurent qui s'inspireraient de celles de

l'Arctique canadien.

Les risques de migration

De façon générale, le potentiel de migration des fluides le long de voies préférentielles naturelles constituées par des zones de fracturation ou des failles perméables est controversé et les mécanismes impliqués dans cette migration sont encore mal compris. Des développements sont requis pour définir des approches permettant l'évaluation du risque pour la qualité de l'eau souterraine relié à la fracturation hydraulique en tenant compte des conditions spécifiques rencontrées soit à une échelle régionale ou locale. De meilleures approches doivent être développées pour faire un monitoring efficace et optimal aux sites des forages pétroliers et gaziers qui tiennent compte de l'ensemble des voies d'émission potentielles de fluides. Au Québec, il n'y a pas de connaissances sur les propriétés des failles majeures aux niveaux de leur perméabilité et de leur stabilité en relation avec l'état des contraintes. Aussi, l'état des puits fermés au Québec n'est connu que partiellement.

Nous recommandons d'évaluer la perméabilité et la stabilité des failles majeures au Québec en relation avec l'état des contraintes. Cette évaluation devrait considérer l'importance des activités présentes et à venir d'exploration pour identifier les régions à couvrir en priorité. Nous recommandons également d'évaluer l'intégrité de la couverture des unités réservoir en Gaspésie. Des études devraient être faites sur le risque de migration des fluides vers les aquifères en relation avec la fracturation hydraulique dans les régions des Basses-Terres du Saint-Laurent et de l'île d'Anticosti. À l'île d'Anticosti, une meilleure connaissance préalable des conditions hydrogéologiques serait nécessaire à la réalisation de ces travaux. L'état des puits fermés au Québec devrait faire l'objet d'un inventaire détaillé et les informations devraient être accessibles de façon à ce que la présence et l'état de ces puits puissent être considérée dans l'éventualité d'opérations de fracturation hydraulique dans les secteurs où sont situés ces puits.

Les risques de sismicité

Il n'y a pas de connaissances publiques sur la nature des fractures induites par la fracturation hydraulique dans les Basses-Terres du Saint-Laurent. Il n'y a pas de connaissances sur le potentiel d'utilisation et le risque associé à des puits d'injection d'effluents liquides au Québec.

Une bonne caractérisation géologique des sites de fracturation ou d'élimination des eaux usées est recommandée afin de limiter les risques de sismicité induite. Dans les Basses-Terres et à l'île d'Anticosti, une étude de l'état des contraintes, des orientations des familles de failles majeures et de la sismicité naturelle permettrait d'évaluer s'il y a un potentiel de réactivation de failles lors de l'injection de fluides en relation avec la fracturation hydraulique. Le monitoring microsismique devrait être exigé et ses résultats transmis au MERN afin de développer des connaissances sur la nature des fractures induites par la fracturation hydraulique lors de futures opérations de fracturation réalisées soit à l'île d'Anticosti ou dans les Basses-Terres du Saint-Laurent. Les conditions naturelles de sismicité devraient être établies dans les régions susceptibles d'avoir des opérations de fracturation hydraulique. Si nécessaire, le réseau de monitoring sismique devrait être amélioré, notamment à l'île d'Anticosti. Une étude devrait être faite sur le potentiel d'utilisation et le risque associé à des puits d'injection d'effluents liquides au Québec.

Les techniques en développement

Dans les premiers stades de développement d'une ressource non conventionnelle les opérateurs testent différentes méthodes de complétion et de stimulation, notamment en faisant varier la

nature et la composition des fluides de fracturation. Nous recommandons d'envisager la publication en ligne et en libre accès de certaines données techniques relatives aux forages et à la fracturation hydraulique, notamment la nature et la concentration des additifs utilisés. Cette diffusion pourrait par exemple suivre des modalités similaires à celles déjà développées aux États-Unis et dans l'Ouest canadien, voire s'intégrer au système canadien existant. Un tel outil permettrait aux opérateurs d'optimiser leurs pratiques dans une région donnée et aux chercheurs d'ancrer leurs travaux dans la réalité des opérations sur le terrain, avec des bénéfices pour l'ensemble de la communauté dans les deux cas.

Autre recommandation

Dresser un portrait des risques géologiques associés aux opérations de sous-surface pour chacun des bassins sédimentaires du sud du Québec pourrait faciliter la préparation de la nouvelle réglementation qui encadrera les opérations de sous-surface et servir de guide aux opérateurs au moment de planifier les opérations sur le terrain.

Remerciements

Le présent rapport a été réalisé grâce au support de l'équipe de la Direction générale des hydrocarbures et des biocombustibles et nous tenons à remercier Pascal Perron pour son généreux apport à la documentation scientifique et technique. Nous aimerions aussi remercier Jean-Christophe Aznar de l'Institut national de la recherche scientifique pour sa révision critique de la section sur les méthodes géochimiques d'exploration des hydrocarbures.

Avant-propos

Le présent rapport s'adresse à la Direction générale des hydrocarbures et des biocombustibles (DGHB) du Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec (MERN). Ce rapport a été réalisé suite à un mandat donné par la DGHB à l'Institut national de la recherche scientifique (INRS) afin de faire une revue de la littérature concernant les techniques d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures. Cette revue s'inscrit dans le Chantier technique des évaluations environnementales stratégiques (ÉES) en voie de réalisation par le gouvernement du Québec. La première ÉES porte sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures au Québec et la deuxième sur l'île d'Anticosti.

La revue de la littérature se veut une synthèse des connaissances sur les pratiques actuelles et en développement dans l'industrie pétrolière et gazière. Le délai pour réaliser cette synthèse ayant été très court, nous n'avons pas consulté la totalité de la documentation scientifique et technique sur les sujets traités. Nous avons consulté les documents les plus importants. Nous avons également essayé de faire ressortir quels sont les risques encourus par les techniques d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures et quelles sont les meilleures pratiques actuelles qui nous permettent de les minimiser. Enfin, nous n'avons pas élaboré sur les impacts environnementaux potentiels qui seront certainement traités dans le Chantier environnement des ÉES.

Le présent rapport a été réalisé pour le compte du MERN dans le cadre de l'évaluation environnementale annoncée le 30 mai 2014. Le contenu de ce document est celui des auteurs et n'engage pas le gouvernement du Québec.

Liste des figures

| | |
|--|----|
| Figure 1 – Génération, migration et piège des hydrocarbures (adapté de Jahn et al. 2008). | 22 |
| Figure 2 – Les étapes de l'exploration pétrolière et gazière. L'étape de fracturation hydraulique à grand volume n'est pas nécessaire à la production des ressources conventionnelles. | 24 |
| Figure 3 – Modèle généralisé de micro-suintements d'hydrocarbures et des effets induits sur les sols et les sédiments (adapté de Schumacher, 1996)..... | 26 |
| Figure 4 – Les différentes composantes d'un levé sismique (adapté de Berger et Anderson, 1992). Le présent exemple montre l'utilisation des camions-vibreurs comme source d'énergie. | 29 |
| Figure 5 – Évolution de la mise en place des coffrages dans un puits (tiré de Nowamooz et al., 2014)..... | 34 |
| Figure 6 – Construction d'un puits et exemples de fuites de gaz le long d'un puits de production. A) entre le ciment et le coffrage; B) au travers des fractures; C) au travers des ouvertures; D) entre le ciment et la formation; E) au travers le ciment. (Modifié de CCA, 2014; basé de Vidic et al., 2013)..... | 39 |
| Figure 7 – Illustration schématisée d'un puits horizontal avec fracturation hydraulique (tiré de Total E&P Denmark B.V., 2014). Reproduit avec la permission de Total..... | 41 |
| Figure 8 – Étapes des activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en milieu terrestre (APGQ, 2010). Reproduit avec la permission de l'APGQ. | 46 |
| Figure 9 – Le cycle de vie de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu marin (tiré de Bonton et al., 2014). Reproduit avec la permission du MDDELCC. | 46 |
| Figure 10 – Levés sismiques en milieu marin. Un navire remorque les sources suivies des flutes sismiques (tiré de Bonton et al., 2014; modifié de Bott, 2004)..... | 47 |
| Figure 11 – Différents équipements utilisés en milieu marin pour le forage (adapté de Corbeil et Archambault, 1992)..... | 49 |
| Figure 12 – Principales étapes opérationnelles et flux pendant les forages exploratoires en milieu marin (tiré de Bonton et al., 2014). Reproduit avec la permission du MDDELCC..... | 51 |
| Figure 13 – Principales étapes opérationnelles et flux pendant la construction et les essais de production en milieu marin (tiré de Bonton et al., 2014). Reproduit avec la permission du MDDELCC. | 52 |
| Figure 14 – Illustration des équipements reliés à une plateforme semi-submersible pendant la production des hydrocarbures en milieu marin (tiré de Bonton et al., 2014; modifié de Offshore Energy Today, 2013)..... | 53 |
| Figure 15 – Principales étapes opérationnelles et flux pendant le démantèlement des équipements de production d'hydrocarbures en milieu marin (tiré de Bonton et al., 2014). Reproduit avec la permission du MDDELCC..... | 54 |
| Figure 16 – Principaux rejets de l'activité d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin (tiré de Bonton et al., 2014; basé sur OSPAR Commission, 2009)..... | 55 |

| | |
|--|----|
| Figure 17 – Illustration de la construction d'un puits de secours pour contrôler un puits en perte de contrôle en milieu marin (tiré de l'ONÉ, 2011). | 56 |
| Figure 18 – Représentation schématique des différents types de ressources non conventionnelles (modifié de Schenk et Pollastro, 2001). | 57 |
| Figure 19 – Carte des bassins de shales gazéifères de l'Amérique du Nord (modifié de l'ONÉ, 2009). | 59 |
| Figure 20 – Production annuelle projetée de gaz naturel, par type, aux États-Unis de 1990 à 2020 (adapté de Wang et Krupnick, 2013). | 60 |
| Figure 21 – Carte de l'étendue des <i>Eastern Gas Shales</i> (modifié de NETL, 2007). | 61 |
| Figure 22 – Exemple de forage horizontal et de fracturation (tiré du BAPE, 2011). Reproduit avec la permission de l'APGQ. | 61 |
| Figure 23 – Le forage horizontal (A) possède une longueur de contact avec la formation productrice (en orange) plus grande que le puits vertical (B) (adapté de EIA, 1993)..... | 62 |
| Figure 24 – Le rapport des différents composants d'une eau fluidisée typique. L'eau et l'agent de soutènement (sable) constituent la majorité du fluide, dont le reste consiste en une variété d'additifs chimiques (tiré de CCA, 2014; modifié d'Arthur et al. 2008). | 63 |
| Figure 25 – Représentation schématique d'une plateforme multi-puits comparée à l'utilisation stricte de puits verticaux (tiré de CCA, 2014; modifié de l'AER, 2013b). Reproduit avec la permission de l'AER. | 64 |
| Figure 26 – Éléments du système technologique et social relié au développement des gaz de shale (adapté de Small et al., 2014). | 65 |
| Figure 27 – Facteurs de risque reliés au développement des gaz de shale à grande échelle (adapté de Zoback et Arent, 2014). | 66 |
| Figure 28 – Mécanismes pouvant affecter la qualité de l'eau souterraine à partir des opérations de forage ou de production d'hydrocarbures (modifié de CCA, 2014). | 69 |
| Figure 29 – Diagramme schématiques d'un puits d'exploration (A) et d'un puits de production (B). Tiré de Davies et al. (2014) et reproduit avec la permission d'Elsevier. | 74 |
| Figure 30 – Diagramme schématique d'un puits de production de gaz non conventionnel avec une section horizontale (tiré de Dussault et Jackson, 2014). Reproduit avec la permission de Maurice B. Dusseault. | 75 |
| Figure 31 – Étapes de la vie d'un puits pétrolier ou gazier (adapté de CAPP, 2014). | 76 |
| Figure 32 – Exemples de l'Alberta de mise hors service d'un forage ouvert (a) et d'un puits après sa construction et sa complétion (b). Tiré de Watson et Bachu (2009) et reproduit avec la permission de la Society of Petroleum Engineers. | 78 |
| Figure 33 – Sources typiques de fuites de fluides dans un puits pétrolier ou gazier selon Davies et al. (2014), à gauche et au centre, et selon Bachu et Valencia (2014), à droite. Reproduit avec la permission d'Elsevier et de la National Academy of Engineering. | 80 |
| Figure 34 – Voies potentielles de fuites des puits de gaz de shale (tiré de Dusseault, 2014). Reproduit avec la permission de Maurice B. Dusseault. | 82 |

| | |
|--|-----|
| Figure 35 – Composantes d’une tête de puits, à gauche, et photo d’un tube de ventilation du coffrage de surface, à droite (tiré de Watson et Bachu, 2009). Reproduit avec la permission de la Society of Petroleum Engineers. | 86 |
| Figure 36 – Zones sismiques dans l’est du Canada (Ressources Naturelles Canada). http://www.seismescanada.rncan.gc.ca/zones/eastcan-fra.php . (Accédé en octobre 2014)..... | 91 |
| Figure 37 – Dans le cas d’une méthode de forage conventionnelle, la pression exercée par la boue de forage en fond de trou (lignes rouges pleine et pointillée) doit être maintenue entre les pressions de formation et de fracturation de la roche (lignes bleue et noire, respectivement). Le forage en pression contrôlée (en anglais, <i>managed pressure drilling</i> ou MPD sur la figure) permet d’appliquer une pression contraire (en anglais, <i>backpressure</i>) et ainsi de maintenir une pression en fond de trou à peine supérieure à la pression de formation (lignes vertes pointillées). Tiré d’Elliot et al. (2011) et reproduit avec la permission de Schlumberger..... | 99 |
| Figure 38 – Tendances évolutives des types de fluides utilisés pour la fracturation hydraulique aux États-Unis de janvier 2011 à septembre 2012 et comparaison avec l’activité de forage pour le pétrole de shale (en anglais, <i>oil rigs</i> sur la figure). Les gels (en rouge) et les fluides hybrides (en bleu) tendent à occuper une part de marché de plus en plus importante par rapport à l’eau fluidisée (en vert), qui a surtout des applications dans le gaz de shale. Adapté de Yang et al. (2013). | 101 |
| Figure 39 – Géométrie d’un dispositif microsismique hybride, dans lequel une série de géophones est installée dans un puits de contrôle (<i>downhole sensor array</i> sur la figure) et une autre série installée en surface (en anglais, <i>surface seismic arrays</i> sur la figure) est combinée à des inclinomètres (en anglais, <i>tiltmeters</i> sur la figure). Tiré de Prince et Crowley (2014) et reproduit avec la permission d’ESG Solutions. | 107 |
| Figure 40 – Tolérance à la salinité de certains réducteurs de tensions superficielles (en anglais, <i>friction reducer</i> sur la figure). Adapté de Mikic et Cambell (2011). | 110 |
| Figure 41 – Exemple de chaîne de traitement commerciale des eaux usées de l’industrie gazière utilisée en Pennsylvanie. tiré du MDDEFP (2012). | 112 |

Liste des tableaux

| | |
|--|----|
| Tableau 1 – Grades de coffrage normalisés par l'American Petroleum Institute (API)..... | 32 |
| Tableau 2 – Classes de ciments normalisées par l'American Petroleum Institute (API). | 35 |
| Tableau 3 – Classification des principales diagraphies en fonction des paramètres mesurés (tiré de Comeau et al., 2013). | 36 |
| Tableau 4 – Problématiques identifiées par les organismes de réglementation par rapport aux gaz de shale (modifié et traduit de Bachu et Valencia, 2014). Les problématiques les plus importantes ont été soulignées. | 67 |
| Tableau 5 – Liens entre les stress environnementaux reliés aux activités d'exploration et de production des hydrocarbures et les milieux impactés (traduit et édité de Krupnick, 2013). | 68 |
| Tableau 6 – Étape de vie des puits pétroliers et gaziers et concepts reliés à l'intégrité des puits (d'après Dussault, 2014). | 72 |
| Tableau 7 – Développement du forage de puits pétroliers et gaziers et leur potentiel de pollution (traduit de Bachu et Valencia, 2014; source originale de King et King, 2013). | 79 |
| Tableau 8 – Signatures isotopiques et chimiques typiques des gaz thermogéniques et biogéniques (Peel, 2014). | 89 |

Liste des abréviations

AAPG : *American Association of Petroleum Geologists*

AER : *Alberta Energy Regulator*

A.M. : arrêté ministériel

APGQ : Association pétrolière et gazière du Québec

API : *American Petroleum Institute*

AWWA : *American Water Works Association*

BAPE : Bureau d'audiences publiques sur l'environnement

BCOGC : *British Columbia Oil and Gas Commission*

BOP : bloc d'obturation de puits ou *blowout preventer*

CAPP : *Canadian Association of Petroleum Producers*

CBL : *cement bond log*

CCA : Conseil des académies canadiennes ou *Council of Canadian Academies*

CGC : Commission géologique du Canada

DGHB : Direction générale des hydrocarbures et des biocombustibles

DOE : *United States Department of Energy*

DST : *drill stem test*

ÉES : étude environnementale stratégique

EIA : *United States Energy Information Administration*

EOR : *enhanced oil recovery*

EPA : *United States Environmental Protection Agency*

GES : gaz à effet de serre

INRS : Institut national de la recherche scientifique

LMMC : Loi sur la marine marchande du Canada

MDDELCC : Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques

MERN : Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec

MIT : *Massachusetts Institute of Technology*

NAE : *National Academy of Engineering*

NETL : *National Energy Technology Laboratory*

NRC : *National Research Council*

ONÉ : Office national de l'énergie du Canada

PTAC : *Petroleum Technology Alliance Canada*

RPEP : Règlement sur le prélèvement de l'eau et sa protection

SEAB : *Secretary of Energy Advisory Board*

SPE : *Society of Petroleum Engineers*

SPEE : *Society of Petroleum Evaluation Engineers*

TRC : *Texas Railroad Commission*

UNEP : *United Nations Environment Program*

USGS : *United States Geological Survey*

WPC : *World Petroleum Congress*

1. Introduction

1.1. Mise en contexte du rapport dans le cadre des ÉES

Le 30 mai 2014, le gouvernement du Québec a rendu public son plan d'action gouvernemental sur les hydrocarbures, lequel inclut la réalisation de deux évaluations environnementales stratégiques (ÉES) :

- une globale sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures, et
- une spécifique à l'île d'Anticosti.

L'ÉES Anticosti s'intégrera à l'ÉES globale, et ce, tout en permettant un éclairage spécifique à l'île d'Anticosti. La réalisation des ÉES se traduit en cinq grands chantiers :

- environnement,
- société,
- économie,
- transport, et
- aspects techniques.

L'objectif général du chantier « aspects techniques » est d'identifier les meilleures pratiques et technologies dans l'industrie pétrolière et gazière. En déterminant les meilleures pratiques et technologies, notamment celles concernant la gestion des risques, les techniques de conception permettant d'assurer l'intégrité des travaux ainsi que les techniques de fracturation des puits, il sera ensuite possible d'établir les règles du jeu, de prévoir les mesures à prendre avant, pendant et après les travaux pour assurer un suivi adéquat et apporter les mesures de remédiation, s'il y a lieu.

1.2. Description du contenu du rapport

Le présent rapport propose une synthèse des connaissances portant sur les pratiques actuelles et en développement dans l'industrie pétrolière et gazière. On décrit d'abord rapidement les étapes classiques de l'exploration pétrolière et gazière en milieu terrestre, de l'élaboration du concept d'exploration (*play*) en fonction du bassin sédimentaire et de ses caractéristiques géologiques jusqu'à la fermeture du puits. Les techniques d'exploration qui sont discutées entre l'élaboration du *play* et la fermeture du puits sont : les levés géochimiques, les levés géophysiques, les sondages stratigraphiques, le forage pétrolier, la fracturation hydraulique et la fermeture des puits, et la restauration des sites (Chapitre 2). Chacune des techniques ou étapes sont décrites, puis on discute des risques d'impact et des mesures de mitigation appropriées. Les techniques spécifiques au milieu marin sont abordées par la suite, soit la sismique marine, les forages pétroliers en milieu marin, et le démantèlement des infrastructures (Chapitre 3).

Au début des années 2000, on a vu apparaître de façon plus intensive l'exploitation de réservoirs autrefois non productifs principalement constitués de roches peu perméables (par ex. le shale). Il s'agit des réservoirs non conventionnels. Le Chapitre 4 porte sur l'évolution des techniques qui

ont amené la production de cette ressource. La technique de la fracturation hydraulique haut volume utilisée pour exploiter ces réservoirs a amené les scientifiques et les opérateurs à se poser des questions sur les risques potentiels de migration des hydrocarbures dans les puits et les risques de sismicité suite à la fracturation massive des roches des réservoirs pour exploiter la ressource. Le Chapitre 5 traite de ces deux sujets.

Le Chapitre 6 s'attache à documenter les principales avancées technologiques déjà mises en pratique ou en devenir, en ce qui a trait aux opérations sur le terrain pour le gaz et le pétrole de shale.

En guise de conclusion (Chapitre 7), nous établissons l'état des connaissances pour les techniques d'exploration en milieu terrestre et marin, et pour les risques de migration et de sismicité. Pour chacun de ces thèmes, nous établissons les lacunes générales de connaissances, les lacunes de connaissances spécifiques au Québec, et enfin nous dressons une liste de recommandations d'acquisition de connaissances pour alimenter les évaluations environnementales stratégiques, soit celle pour la filière du gaz et du pétrole au Québec et à l'île d'Anticosti. Pour les techniques en développement, nous dressons plutôt des constats sur les avantages et inconvénients d'utilisation de ces techniques dans le contexte de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures au Québec.

2. Les étapes d'exploration des hydrocarbures en milieu terrestre et les techniques utilisées

Un ensemble d'éléments et de conditions particulières doit avoir été présent dans un bassin sédimentaire pour qu'une accumulation d'hydrocarbures existe (Figure 1). Ce sont :

- 1) la présence d'une roche-mère riche en matière organique;
- 2) la maturation thermique suffisante sur une longue période de temps afin de convertir cette matière organique en hydrocarbures (pétrole ou gaz naturel, selon l'histoire du bassin sédimentaire);
- 3) des voies de migration pour permettre aux hydrocarbures de migrer hors de la roche et vers un réservoir;
- 4) une roche-réservoir appropriée suffisamment poreuse et perméable pour avoir accumulé des hydrocarbures;
- 5) une roche-couverture efficacement étanche pour avoir empêché la fuite de ces hydrocarbures accumulés dans le réservoir;
- 6) une disposition spatiale du réservoir et de la couverture faisant en sorte d'avoir confiné une accumulation locale significative d'hydrocarbures.

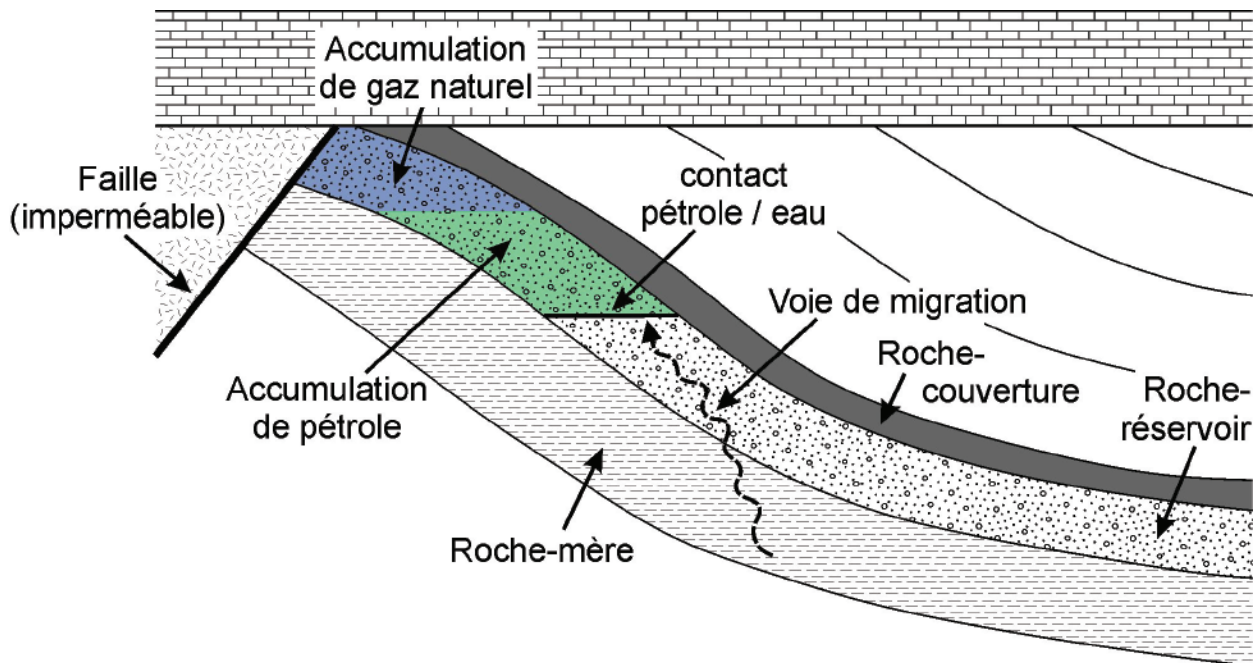


Figure 1 – Génération, migration et piège des hydrocarbures (adapté de Jahn et al. 2008).

Cette accumulation d'hydrocarbures est considérée comme une ressource conventionnelle lorsque la roche-réservoir est suffisamment perméable pour permettre aux hydrocarbures d'être produits à des taux économiquement acceptables sans avoir recours à la stimulation massive du réservoir. Dans les cas inverses, lorsque les hydrocarbures se présentent en accumulations étalées sur de grandes étendues dans des unités très peu perméables et qui ne sont pas affectées par des effets hydrodynamiques standards, on parle alors de ressources non conventionnelles (SPE, 2007). Les ressources non conventionnelles comprennent le méthane associé à des lits de charbon, les sables

bitumineux, les hydrates de gaz, ainsi que les shales pétrolifères et gazéifères (gaz de shale ou gaz de schiste). Par exemple, seules les deux premières conditions sont nécessaires pour former des shales gazéifères. Ce n'est alors pas la roche-réservoir qui est exploitée, mais plutôt la roche-mère proprement dite.

Dans ce contexte, l'exploration pétrolière et gazière a pour but la découverte d'accumulations d'hydrocarbures liquides ou gazeux techniquement et économiquement exploitables. Ultiment, cette découverte ne peut qu'être réalisée par forage. Toutefois, des indices de la présence de pétrole et de gaz naturel contenus en profondeur pouvant être accumulés dans des unités géologiques peuvent être détectés à partir de la surface. Ainsi, l'implantation des forages d'exploration est habituellement précédée d'une série d'opérations de reconnaissance mettant en œuvre des techniques combinant les disciplines de la géologie, de la géochimie et de la géophysique (Figure 2).

La première étape de tout programme d'exploration est de définir un concept, en anglais *play*, afin d'expliquer de quelles manières le pétrole ou le gaz naturel aurait pu s'accumuler dans le bassin sédimentaire. Un concept d'exploration est ainsi défini comme un ensemble de cibles potentielles d'accumulations d'hydrocarbures, en anglais *prospects*, partageant des caractéristiques géologiques communes en ce qui a trait à : la roche mère (ou la roche source des hydrocarbures), aux relations de la migration, à l'unité géologique du réservoir, aux types de piège et puis à la roche-couverture. L'analyse d'un concept d'exploration implique donc de réaliser la synthèse et la cartographie de tous ces paramètres géologiques clés qui contrôlent la présence d'accumulation de pétrole ou gaz naturel.

En premier lieu, le géologue recueille alors des informations à partir de diverses sources, que ce soit à partir d'affleurements de roches à la surface ou bien sur des échantillons provenant d'anciens puits d'exploration pétrolière et gazière. Ainsi, en combinant les données acquises, le géologue peut déduire différentes caractéristiques d'une région particulière, telles que la composition, la porosité et la perméabilité des roches, l'âge et la succession sédimentaire du bassin, la géométrie des strates, ainsi que la présence de fractures ou de failles.

Par la suite, l'étape d'exploration (Figure 2) comprend, entre autre, une série des relevés géochimiques et géophysiques de surface qui ont l'objectif d'imager les unités géologiques et d'identifier les accumulations potentielles d'hydrocarbures. Parfois, des forages miniers, appelés « sondages stratigraphiques » au Québec, peuvent être réalisés afin de déterminer la succession sédimentaire en profondeur et ainsi prouver un concept d'exploration. Toutefois, la vérification de la présence d'accumulations d'hydrocarbures et de leur potentiel d'exploitation technique et commerciale exige toutefois l'utilisation de forages pétroliers. Ces forages nécessitent l'aménagement d'un site de forage, le forage lui-même qui crée un trou à travers les formations rocheuses, puis l'installation de coffrages en acier qui sont cimentés afin d'isoler hydrauliquement le puits des unités géologiques entre elles et des ressources en eau souterraine situées à faible profondeur. Les coffrages et le ciment peuvent être ensuite perforés au niveau de l'unité contenant les ressources en hydrocarbures, ce qui permet de procéder à des tests de production et d'échantillonner les hydrocarbures afin d'évaluer le potentiel de production du puits. Des sondages stratigraphiques peuvent alors être réalisés, ainsi que des levés géophysiques et géochimiques de surface à plus haute résolution afin de mieux évaluer l'extension de ces ressources. Si le puits révèle la présence d'une accumulation significative d'hydrocarbures ayant le potentiel d'être exploitée commercialement, une phase d'évaluation est alors amorcée pour procéder au forage d'autres puits ainsi qu'à la mise en place d'infrastructures de surface (chemins

d'accès, séparateurs, réservoirs, pipelines ou gazoducs, etc.) pour finalement permettre l'exploitation de la ressource grâce à la production des hydrocarbures par les puits. Lorsque l'exploitation des hydrocarbures n'est plus suffisamment rentable, à cause de la réduction des débits en hydrocarbures ou la trop grande production d'eau de formation, les puits sont alors obturés et fermés pour ensuite être abandonnés, les infrastructures de surface sont démantelées et le site est remis en état.

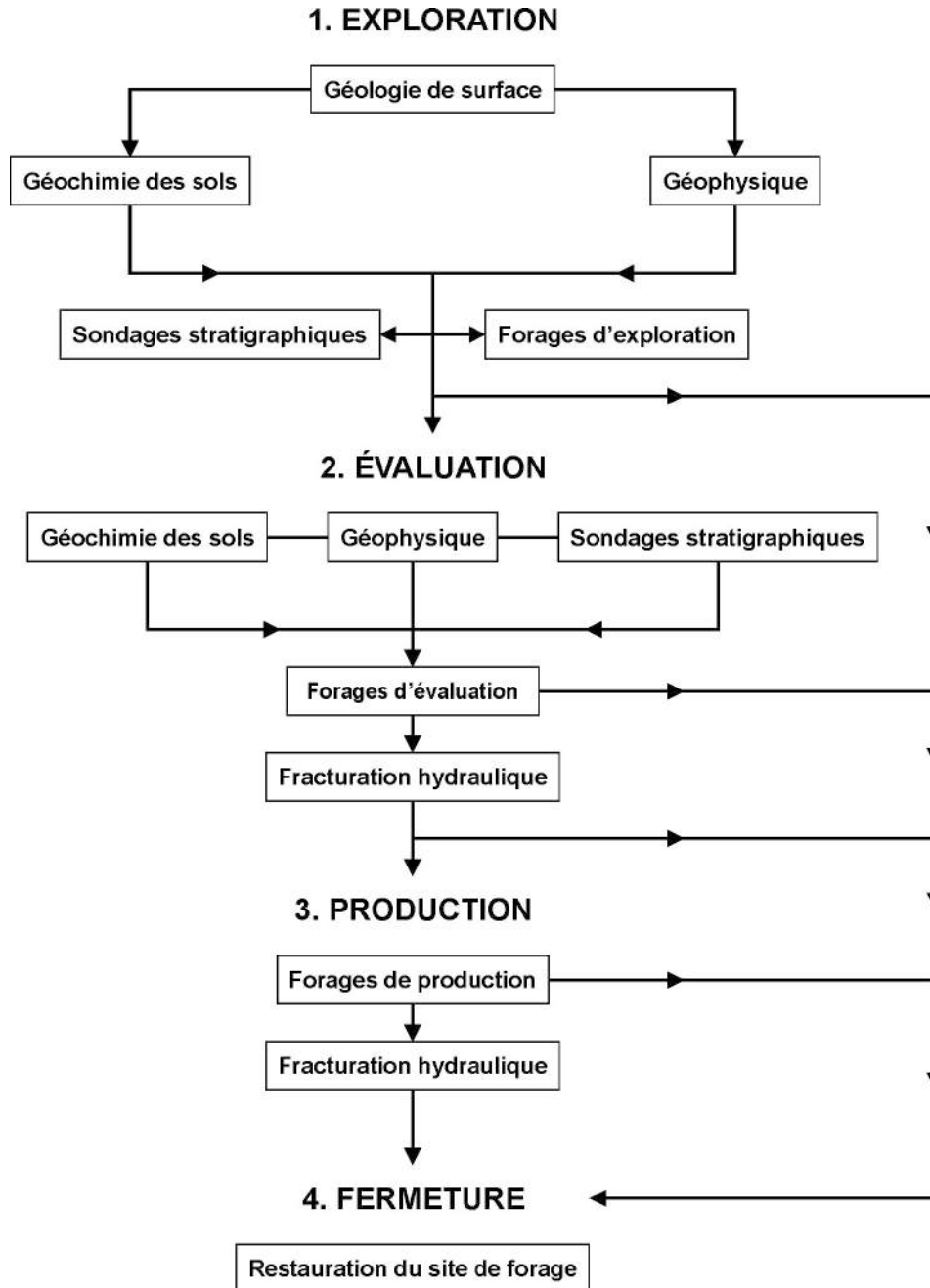


Figure 2 – Les étapes de l'exploration pétrolière et gazière. L'étape de fracturation hydraulique à grand volume n'est pas nécessaire à la production des ressources conventionnelles.

2.1. Les levés géochimiques

2.1.1. Description

L'acquisition de données géochimiques des sols en surface s'inspire de la plus ancienne méthode de prospection géologique pour le pétrole, soit la recherche de suintements d'hydrocarbures à la surface. La différence, telle qu'elle est appliquée aujourd'hui, est que l'approche géochimique s'intéresse à une variété de composés indiquant directement (présence d'hydrocarbures gazeux, de gaz dérivés) ou indirectement (altérations, bactéries, gaz associés) la présence d'accumulation d'hydrocarbures en sous-surface (Schumacher 1996). Les méthodes d'exploration géochimique de surface reposent sur le principe que les hydrocarbures générés et piégés en profondeur migrent vers la surface en quantité variable et sont donc détectables. En plus de la présence de composés carbonés (alcanes, CO₂), des changements d'ordre chimique, physique ou microbiologique des sols peuvent également être associés à un réservoir de pétrole ou de gaz naturel (Figure 3).

Bien que la détection d'anomalies géochimiques de surface ne garantisse pas la découverte d'hydrocarbures commercialement significative, leur présence confirme toutefois la présence d'un système pétrolier fonctionnel dans la zone d'intérêt. Étant donné que les suintements de pétrole et les fuites de gaz naturel à la surface représentent en définitive la fin de leur chemin de migration, les pièges et les structures le long de ces voies devraient être considérées comme des éléments beaucoup plus prospectifs que ceux non associés à ces anomalies. Plusieurs exemples de levés géochimiques de reconnaissance se retrouvent dans la littérature, dont : Abrams (1992), Piggot et Abrams (1996), Schiemer et al. (1995), Williams et al. (1995), Thrasher et al. (1996a), Schumacher (2000), Baum (2008).

La technique utilisée pour identifier des anomalies en gaz en surface consistent à prélever des échantillons de gaz ou de sol et à analyser des variables d'intérêt (comme les concentrations en alcanes). Les gaz peuvent être prélevés dans les sols avec des sondes métalliques, injectés dans des fioles et analysés sur des chromatographes en phase gazeuse, au laboratoire ou sur le terrain (Aznar et al., 2013).

Alternativement, il est possible de déposer dans les sols des matériaux qui vont capter et accumuler les gaz, de venir les rechercher plus tard et de les analyser au laboratoire. De petits tampons ont par exemple été conçus pour recueillir une large gamme de composés organiques volatils présents dans le sol.

Les données de présence d'anomalies de gaz, ou de divers composés, doivent être interprétées avec beaucoup de prudence car la définition des anomalies (seuils) et le nombre d'anomalies détectées dépend toujours de la densité d'échantillonnage appliquée (Aznar et al., 2013). La répétabilité des mesures dans le temps est souvent mauvaise et les absences d'anomalies ne sont souvent pas significatives. D'une manière générale, les données géochimiques devraient toujours être combinées avec d'autres données (par exemple géophysiques) pour obtenir des interprétations robustes.

2.1.2. Risques d'impact

Les levés géochimiques de surface ont peu d'impact négatif sur l'environnement car les opérations consistent proprement dit à seulement à prélever les échantillons de sol ou de gaz. Toutefois, des lignes de coupe peuvent être réalisées dans la forêt lors de l'acquisition des échantillons, nécessitant un déboisement très local.

2.1.3. Mesures de mitigation

De la plantation de pousses d'arbres peut être réalisée pour minimiser les impacts des lignes de coupes.

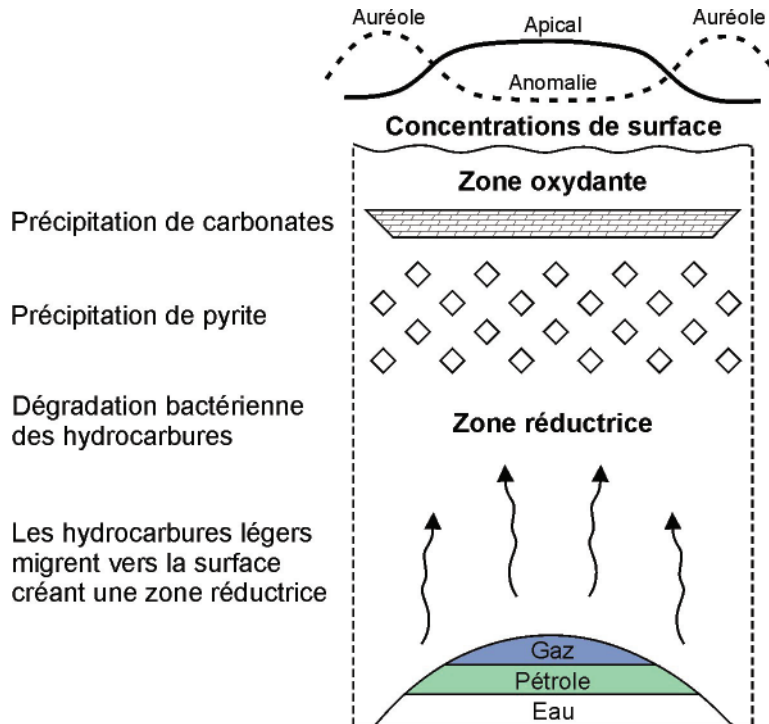


Figure 3 – Modèle généralisé de micro-suintements d'hydrocarbures et des effets induits sur les sols et les sédiments (adapté de Schumacher, 1996).

2.2. Les levés géophysiques

Les techniques géophysiques de surface ont pour but d'acquérir des données sur différentes propriétés physiques des roches. Trois méthodes sont couramment utilisées pour l'exploration des hydrocarbures (Assad, 2008): les techniques magnétiques, gravimétriques et de sismique réflexion. Les méthodes magnétiques et gravimétriques sont principalement employées lors des travaux primaires de reconnaissance régionale où la géologie est peu connue afin de connaître notamment l'épaisseur du bassin sédimentaire et de détecter des failles et la structure du bassin. Quant à la méthode de sismique réflexion, elle est universellement utilisée pour imager les structures et l'architecture des couches rocheuses sédimentaires en profondeur.

2.2.1. Les levés gravimétrique, magnétique et magnétotellurique

2.2.1.1. Description

Les levés gravimétrique, magnétique et magnétotellurique permettent d'imager le sous-sol rocheux avec une résolution inférieure à la méthode géophysique de sismique réflexion, mais leur mise en œuvre est plus souple et surtout beaucoup moins onéreuse.

À l'aide de l'instrument appelé gravimètre, une série de mesures de l'intensité de la pesanteur en un point donné peuvent être enregistrées. Ces mesures sont très sensibles aux variations de densité de la roche en profondeur. Effectuée sur un grand nombre de stations, ces données peuvent ensuite être mises en carte afin de visualiser en plan la distribution spatiale du champ gravimétrique. Ces variations sont utiles pour localiser de grandes structures géologiques et pour estimer la profondeur du socle rocheux.

Un magnétomètre mesure la force du champ magnétique de la terre à un endroit précis. Le magnétomètre est principalement utilisé pour détecter les variations de la composition des roches. Ainsi, une série de mesures peuvent être enregistrées afin d'estimer l'épaisseur d'un bassin sédimentaire, d'identifier les structures dans le socle situé sous ce bassin, de détecter des failles et puis de localiser précisément les limites de diverses structures géologiques. Pour ce faire, ces mesures sont également mises en carte afin de visualiser la distribution spatiale du champ magnétique.

La méthode magnétotellurique est une technique géophysique, à faible coût, qui implique le déploiement de capteurs et d'enregistreurs afin de fournir des informations sur la distribution des conductivités électriques des roches en profondeur. Elle se base sur la mesure des variations naturelles des champs électrique et magnétique à la surface de la Terre. Pour l'exploration pétrolière et gazière, la méthode magnétotellurique est principalement utilisée en complément aux levés de sismique réflexion. Alors que l'imagerie sismique permet de dévoiler la structure du sous-sol, la méthode magnétotellurique favorise plutôt la détection des variations de résistivité associées à la présence d'hydrocarbures, permettant ainsi d'identifier les structures qui contiennent des hydrocarbures. La méthode magnétotellurique demeure cependant une technique d'exploration marginale dans l'industrie pétrolière et gazière.

2.2.1.2. Risques d'impact

Les instruments gravimétriques et magnétiques sont relativement faciles à transporter et ne nécessitent donc pas de grand déploiement lors de l'acquisition des données, ce qui est de même pour la méthode magnétotellurique. Ceux-ci peuvent être transportés par camion en utilisant les routes existantes. De plus, un magnétomètre peut être utilisé par avion, on parle alors d'un levé aéromagnétique. Par rapport à des levés au sol, l'usage de l'avion permet de couvrir rapidement des surfaces importantes avec un personnel réduit. Depuis peu, les levés gravimétriques peuvent également être aéroportés, mais cette pratique demeure toutefois moins commune que pour les levés aéromagnétiques, car la prise de mesures demande une très grande stabilité. Ainsi, une plus grande résolution peut encore être obtenue avec les levés gravimétriques au sol, ce qui n'est plus le cas pour les levés magnétiques. Les levés magnétotelluriques, quant à eux, se font strictement au sol.

2.2.2. *Les levés de sismique réflexion*

2.2.2.1. Description

Une campagne de levés sismiques consiste à acquérir des données sur le comportement d'ondes sonores, appelé « ondes acoustiques », transmises dans le sol. Une fois traitées, ces données permettent d'imager l'architecture du sous-sol et ses principales structures géologiques afin d'identifier des pièges potentiels d'accumulation d'hydrocarbures.

Tous les dispositifs d'acquisition sismique comportent trois composantes (Figure 4), soit;

- une source émettrice (source d'énergie),
- des capteurs, et
- un poste central d'enregistrement.

Pour réaliser un levé sismique, le géophysicien détermine le programme sismique, c'est-à-dire la géométrie et les paramètres du levé (le nombre de lignes, le nombre de points de tirs et le nombre de capteurs employés). Ces paramètres sont au nombre des éléments qui déterminent le niveau de résolution du levé qui sera effectué (ou la précision de l'image obtenue).

Pour produire artificiellement l'onde acoustique qui se propagera dans le sous-sol, les entreprises spécialisées dans l'acquisition sismique font appel à deux types de sources d'énergie, soit des explosifs, soit des camions munis de plaques vibrantes (appelés « camions-vibreurs »). L'utilisation d'explosifs est largement répandue dans l'industrie pour la réalisation de travaux sur des territoires plus difficilement accessibles. L'usage de camions-vibreurs est pour sa part favorisé là où les conditions le permettent puisqu'il s'agit d'une méthode moins coûteuse.

Les géophones sont les capteurs employés lors d'un levé sismique. Leur fonctionnement s'apparente à celui des microphones. Leur niveau de sensibilité est toutefois beaucoup plus élevé. La sensibilité de ces appareils est telle que les levés doivent être interrompus par mauvais temps ou lorsque que circulation est trop importante. Leur fonction consiste à capter, pendant un certain laps de temps, le retour de l'onde acoustique lorsque cette dernière est réfléchié partiellement au passage d'une couche rocheuse à une autre. Selon le temps pendant lequel les géophones sont en fonction une fois l'onde émise, il est possible d'illustrer le sous-sol jusqu'à une profondeur de plusieurs kilomètres.

La longueur de la ligne de géophones peut varier de quelques kilomètres à quelques dizaines de kilomètres. Cette ligne est régulièrement déplacée au fur et à mesure que l'on passe d'un point de tir à un autre. L'information ainsi recueillie est acheminée vers le centre d'enregistrement (camion d'enregistrement sur la Figure 4) qui complète le dispositif d'acquisition. Lorsque les points de tir et le dispositif de géophones sont déployés le long d'une ligne seulement, on effectue un levé bidimensionnel (2D). Ces levés sont généralement employés au stade de l'exploration pour implanter un premier forage pétrolier sur une structure. On utilise souvent des accès déjà existants tels les routes ou chemins forestiers pour les réaliser. Cependant, il est parfois nécessaire d'ouvrir des accès dans la forêt. Dans le cas d'un levé 3D, les points de tir et les géophones sont déployés selon un quadrillage de manière à couvrir une certaine superficie. Les levés 3D sont réalisés pour déterminer en détail les caractéristiques d'une structure et pour planifier un programme d'implantation de forages pétroliers en vue d'une évaluation plus avancée.

2.2.2.2. Risques d'impact

Les impacts associés à l'acquisition de données sismiques se regroupent en trois catégories (UNEP, 1997) :

- les vibrations causées aux infrastructures;
- le bruit pouvant perturber la population locale et la faune; et
- la déforestation lors de la construction de routes ou de sentiers.

Il existe un risque potentiel de glissements de terrain qui pourraient être reliés aux vibrations du

sol engendrés par les camions-vibreurs. Toutefois un seul cas est connu dans la littérature (CÉES, 2014). Il s'agit d'un glissement de terrain engendré par la liquéfaction du sol sous un camion-vibreur survenu au Michigan (Hryciw et al., 1990). Le camion-vibreur avait circulé sur une route construite pour le levé de sismique sur un substrat non favorable à sa stabilité, i.e. des sols lâches et de la tourbe (CÉES, 2014).

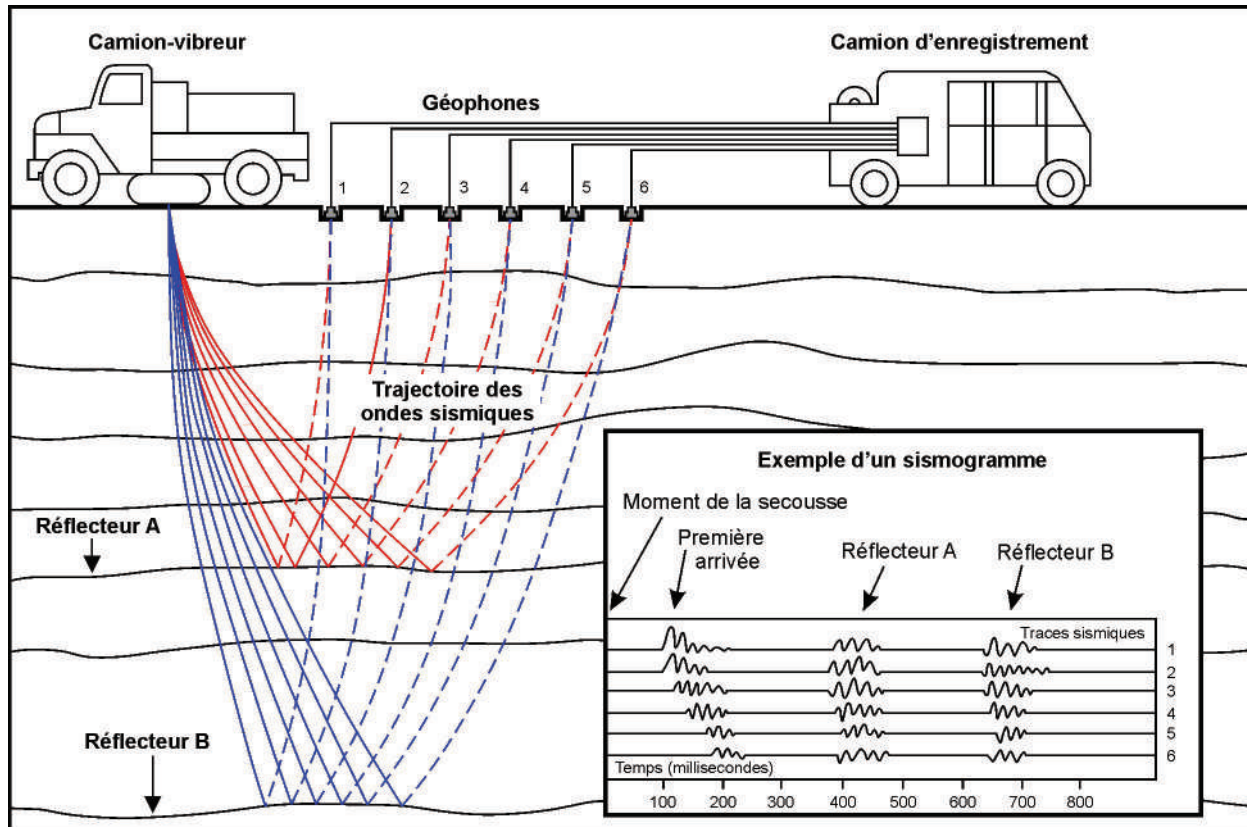


Figure 4 – Les différentes composantes d'un levé sismique (adapté de Berger et Anderson, 1992). Le présent exemple montre l'utilisation des camions-vibreurs comme source d'énergie.

2.2.2.3. Mesures de mitigation

Une réglementation est habituellement mise en place par les instances gouvernementales afin d'encadrer les travaux. Par exemple, l'utilisation de la source sismique peut être interdite à une certaine distance d'infrastructures, telles qu'un chemin de fer, un pipeline, un puits d'alimentation en eau, une ligne à haute tension ou un bâtiment.

En milieu terrestre, la réalisation d'une campagne de levés sismiques peut exiger la construction de routes. Dans ce cas, la végétation doit être dégagée pour le déploiement de l'équipement. Toutefois, la coupe forestière réalisée manuellement minimise grandement les impacts à la surface par rapport à la coupe à l'aide de machineries lourdes.

À la fin des travaux, des arbres peuvent être replantés pour minimiser les impacts de la coupe forestière. Toutefois, les techniques de traitement des données sismiques permettent aujourd'hui une certaine souplesse pour l'emplacement des lignes sismiques. Ainsi, il est possible d'acquérir

les données sur un parcours non rectiligne afin d'éviter des obstacles naturelles en utilisant les routes et sentiers préexistants. Des nouveaux systèmes d'acquisition permettent également d'installer les géophones sans qu'ils soient reliés entre eux par des câbles. Une bonne planification peut alors réduire considérablement l'impact environnemental d'un levé sismique en évitant les zones sensibles. Il est à noter que l'acquisition sismique en hiver lorsque le sol est entièrement gelé minimise les impacts en surface (CAPP, 2004; Yukon Energy, Mines and Resources, 2006).

Lorsque les compagnies partagent l'information sismique, il est moins nécessaire de procéder à une nouvelle acquisition des données aux mêmes endroits. Cela permet ainsi de réduire les impacts environnementaux. Certaines compagnies acceptent de vendre leurs données sismiques, mais la concurrence demeure encore très forte entre les entreprises. Un système qui encouragerait le partage, l'échange ou la vente de données sismiques entre les entreprises amènerait une réduction des impacts associés à l'acquisition redondante de données sismiques.

Pour éviter les glissements de terrain liés aux vibrations, il faut choisir de construire la route pour les camions-vibreurs, si nécessaire, sur des sols stables.

2.3. Les sondages stratigraphiques

2.3.1. Description

Les sondages stratigraphiques sont réalisés dans le but d'extraire des carottes de roche à de grandes profondeurs, de l'ordre du kilomètre. Pour extraire ces carottes, les techniques minières de carottage sont utilisées. Les sondages stratigraphiques n'exigent pas des moyens techniques et des investissements aussi importants que les forages pétroliers, tout en fournissant des résultats tout aussi intéressants en ce qui concerne la nature des roches (p. ex. composition minéralogique, contenu en matière organique, propriétés physiques et géomécaniques). Le diamètre des trous de forage des sondages stratigraphiques est plus petit que celui réalisé par les forages pétroliers. Il est à noter qu'aucuns travaux de perforation, de stimulation et de fracturation, d'essais aux tiges ou d'essais d'extraction de pétrole ou de gaz naturel ne peuvent être réalisés sur les sondages stratigraphiques (A.M., 2014). Toutefois, la technique du sondage minier carotté a été modifiée récemment au Québec afin de forer un trou ayant un diamètre assez large pour y insérer des appareils de diagraphie. De plus, le système de forage a été adapté afin de mettre en place et cimenter un coffrage de surface, puis d'installer un bloc obturateur anti-éruption (BOP; en anglais, *Blow Out Preventer*) ainsi qu'une ligne de détente (en anglais, *reduction line*) en cas de venues subites de fluides à hautes pressions. Finalement, une cimentation complète du trou est réalisée à la fin des travaux.

2.3.2. Risques d'impact

L'équipement utilisé lors des sondages stratigraphiques est moins imposant que celui employé pour des forages pétroliers, notamment dû au fait que la foreuse utilisée est beaucoup plus petite. Ainsi, l'impact à la surface est plus faible. Les chemins et les terrains déboisés déjà existants sont plus souvent empruntés et la surface utilisée est plus petite.

Toutefois, les mêmes risques que ceux engendrés par les forages pétroliers subsistent en ce qui a trait aux migrations des hydrocarbures à partir des trous réalisés lors des sondages

stratigraphiques. Ces risques sont intimement liés à la qualité de la cimentation réalisée lors de la fermeture de ces trous, tel qu'illustré à la section 5.2 *Migration des fluides à partir des forages pétroliers et gaziers*.

2.3.3. Mesures de mitigation

De la plantation de pousses d'arbres peut être réalisée pour minimiser les impacts aux sites de forage. De plus, des standards élevés doivent être suivis lors de la cimentation des trous de forage, tel que discuté à la section 5.2 *Migration des fluides à partir des forages pétroliers et gaziers*.

2.4. Le forage pétrolier

2.4.1. Description

Lorsque l'on a identifié la présence de réservoirs potentiels souterrains par des méthodes de surface, il est impératif d'en étudier les caractéristiques qui conditionnent son rendement: son volume, sa porosité, son taux de saturation, sa perméabilité, les différents fluides qu'il renferme (eau, pétrole, gaz). Pour connaître ces paramètres du réservoir, la première approche consiste à faire des forages pétroliers, qui peuvent atteindre quelques kilomètres. Pour ce faire, la méthode de forage principalement utilisée, par rotation (en anglais, *rotary*), consiste à creuser un trou en utilisant des trépan comme outils de forage à l'extrémité inférieures des tiges de forage sur lesquelles on applique une force tout en les entraînant en rotation. L'avantage principal de cette technique est de pouvoir faire circuler en continu un fluide de forage (« boue ») dans le trépan pour emporter les débris de roches (retailles; en anglais, *cuttings*) hors du trou grâce au courant ascensionnel de ce fluide vers la surface. Mais l'utilisation de boue de forage présente également plusieurs autres fonctions, dont :

- faciliter le forage en lubrifiant et en refroidissant le trépan;
- équilibrer les pressions sur les parois du trou de forage (une pression trop faible entraînerait un risque d'effondrement des parois du puits, tandis qu'une pression excessive risquerait de faire pénétrer la boue de forage trop profondément dans la roche, et ainsi réduire la porosité et la perméabilité nécessaire à la production du réservoir);

Deux grandes catégories de boues de forage existent : à base d'eau et à base de pétrole. À l'aide d'additifs, différentes compositions peuvent être élaborées selon les caractéristiques propres du forage, telles que la profondeur, la nature de la roche forée, ainsi que les pressions et les températures rencontrées.

Lorsque le forage d'une section du puits est complété, des coffrages en acier sont descendus dans le trou, puis cimentés à la paroi rocheuse. Un coffrage est constitué de tubes d'acier vissés les uns aux autres. L'épaisseur de ces tubes varie selon le type d'acier utilisé et la pression maximale à laquelle ils sont exposés. Le Tableau 1 présente la nomenclature utilisée pour classer les grades de coffrage par l'*American Petroleum Institute* (API). Pour chaque grade de coffrage correspond des caractéristiques précises concernant sa résistance mécanique.

Après la mise en place du premier coffrage, ce dernier sera cimenté à la paroi rocheuse et le forage sera poursuivi avec un outil dont le diamètre est inférieur au diamètre intérieur du coffrage

précédemment mis en place (Figure 5). Un forage est donc un ouvrage télescopique puisque chaque coffrage mis en place réduit le diamètre du trou qui pourra être foré ultérieurement. Les coffrages successifs permettent de protéger le puits des éboulements des parois rocheuses et d'isoler les formations rocheuses les unes des autres, empêchant ainsi les fluides des zones perméables de communiquer entre elles ou de remonter à la surface. Ainsi, il est généralement nécessaire d'installer plus d'une séquence de coffrage en raison des différentes fonctions propres à chaque type de coffrage (Nowamooz et al., 2014).

Tableau 1 – Grades de coffrage normalisés par l'American Petroleum Institute (API).

| Grade | Limite d'élasticité | | | | Limite de rupture | | Élongation minimale % |
|--------------|---------------------|-----|----------|------|-------------------|-----|--------------------------|
| | minimale | | maximale | | minimale | | |
| | psi | Mpa | psi | Mpa | psi | Mpa | |
| H-40 | 40 000 | 276 | 80 000 | 552 | 60 000 | 414 | 29,5 |
| J-55 | 55 000 | 379 | 80 000 | 552 | 75 000 | 517 | 24,0 |
| K-55 | 55 000 | 379 | 80 000 | 552 | 95 000 | 665 | 19,5 |
| N-80 | 80 000 | 552 | 110 000 | 758 | 100 000 | 689 | 18,5 |
| L-80 | 80 000 | 552 | 95 000 | 655 | 95 000 | 655 | 19,5 |
| P-110 | 110 000 | 758 | 140 000 | 965 | 125 000 | 827 | 15 |
| Q-125 | 125 000 | 862 | 150 000 | 1034 | 135 000 | 931 | 18 |

Le coffrage conducteur (Figure 5) est généralement mis en place avant l'arrivée de la foreuse. Il est ancré dans le sol à une profondeur de l'ordre d'une dizaine de mètres. S'il traverse les dépôts meubles pour atteindre le socle rocheux, il est alors cimenté. En plus de renforcer et stabiliser la surface du sol, consolidé ou non, le coffrage conducteur favorise la circulation des fluides de forage. Après l'installation du coffrage conducteur, le forage continue jusqu'à la base des aquifères d'eau douce, où un deuxième coffrage, le coffrage de surface (Figure 5), est inséré et cimenté en place. Ce coffrage a pour principal but de protéger les eaux souterraines potables d'une contamination potentielle par les fluides de forage et les hydrocarbures ainsi que de contrôler la pression dans le puits. Lorsqu'utilisé, le coffrage intermédiaire (Figure 5) constitue souvent la section de coffrage la plus longue d'un puits. En effet, ce coffrage est parfois nécessaire afin de minimiser les risques liés à l'écoulement des fluides de forage ou pour protéger d'autres ressources telles que les zones de stockage de gaz. Finalement, le coffrage de production (Figure 5) est le dernier coffrage à être installé et est aussi le plus profond. C'est ce coffrage qui sert de conduit entre la formation-cible et la surface. Parfois, le puits est foré jusqu'à la formation-cible et le coffrage de production est alors installé à son sommet. La formation cible est ensuite forée et le reste du trou demeure ainsi sans coffrage. Cette section est alors appelée puits ouvert (en anglais, *open hole*). Lorsque le coffrage de production est placé plus bas que la formation-cible, des perforations doivent alors être réalisées à travers le coffrage afin d'entreprendre des essais de production au sein de la formation-cible. Ce type de puits est alors appelé puits coffré (en anglais, *cased hole*).

La cimentation consiste à combler l'espace entre la paroi externe du coffrage et la paroi rocheuse (Figure 5), appelé « l'espace annulaire ». Pour y parvenir, du ciment est injecté sous pression à

l'intérieur du coffrage jusqu'au fond de la section à coffrer. Le ciment remonte ensuite par l'espace annulaire jusqu'à la surface. Il est à noter que des équipements (en anglais, *centralizers*) sont également installés à intervalles réguliers avant la cimentation afin de centrer les coffrages dans le trou de forage. Ceci assure que l'espace annulaire soit homogénéisée et permet d'assurer une circulation optimale du ciment. Pour éviter un retour de ciment à l'intérieur du coffrage, un bouchon mécanique est installé à la base de la section de coffrage cimentée. Le retour de ciment à la surface par l'espace annulaire confirme que celui-ci est bien rempli. Les opérations sont alors suspendues entre 24 à 48 heures pour permettre au ciment de durcir.

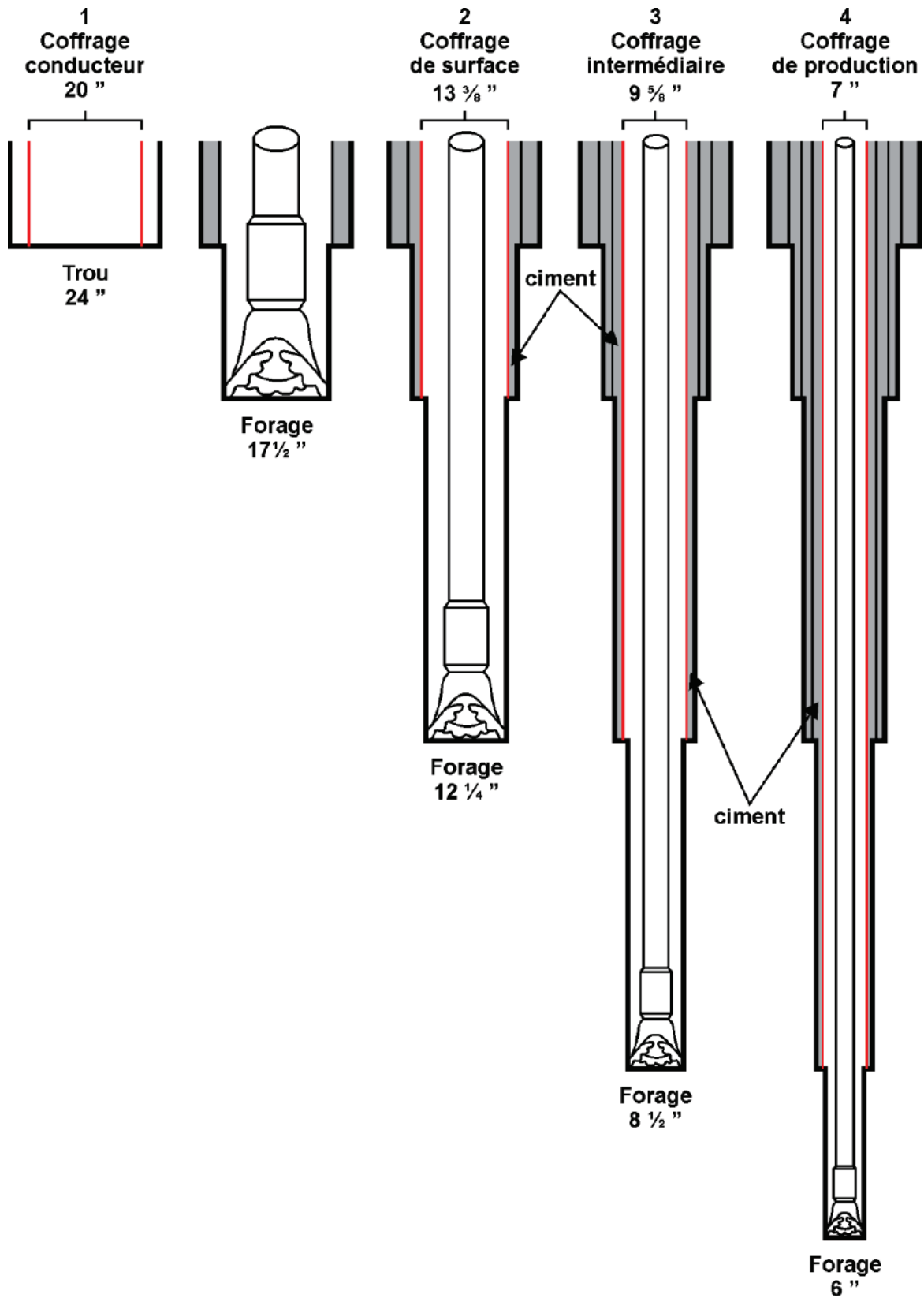


Figure 5 – Évolution de la mise en place des coffrages dans un puits (tiré de Nowamooz et al., 2014).

L'API a établi un classement de ciments spécialement pour les opérations de forage basé principalement sur la profondeur d'utilisation (Tableau 2).

Tableau 2 – Classes de ciments normalisées par l'American Petroleum Institute (API).

| Type | Caractéristiques |
|-----------------|--|
| Classe A | Utilisé de la surface à 6 000 pi (1 829 m) lorsqu'aucune caractéristique particulière n'est demandée. |
| Classe B | Utilisé de la surface à 6 000 pi (1 829 m) lorsque les conditions nécessitent une résistance modérée ou élevée aux sulfates. |
| Classe C | Utilisé de la surface à 6 000 pi (1 829 m) lorsque les conditions nécessitent une haute résistance initiale. (disponible en type ordinaire ou en type moyenne ou forte résistance aux sulfates). Les ciments de classe C se caractérisent par une grande finesse, ce qui permet une vitesse d'hydratation élevée et donc une forte résistance initiale. |
| Classe D | Utilisé de 6 000 à 10 000 pi (1 829 à 3 048 m) en conditions de température et pression modérément élevées (disponible en type moyenne ou forte résistance aux sulfates). |
| Classe E | Utilisé de 10 000 à 14 000 pi (3 048 à 4 268 m) dans des conditions de température et pression élevées (disponible en type moyenne ou forte résistance aux sulfates). Son temps de pompabilité est réglé par un retardateur ajouté en usine par le cimentier. |
| Classe F | Utilisé de 10 000 à 16 000 pi (3 048 à 4 877 m) dans des conditions de température et pression très élevées (disponible en type moyenne ou forte résistance aux sulfates). Son temps de pompabilité est réglé par un retardateur ajouté en usine par le cimentier. |
| Classe G | Étudié pour être utilisé de la surface à 8 000 pi (2 438 m), son domaine d'utilisation peut être étendu des plus basses aux plus hautes températures grâce à sa compatibilité avec tous les additifs (disponible en type moyenne ou forte résistance aux sulfates). |
| Classe H | identique à la classe G mais prévu pour des densités de laitier supérieures (1,98 au lieu de 1,90). |

Avant de reprendre les opérations de forage, un bloc obturateur anti-éruption (BOP) est mis en place sur le coffrage à la surface et des essais de pression sont réalisés afin de vérifier l'intégrité de l'ensemble coffrage-obturbateurs. Après avoir foré quelques mètres de la nouvelle section, un essai de pression additionnel est effectué, afin de déterminer à quelle pression la formation géologique située à la base du coffrage commencera à accepter du fluide. Dans le cas du coffrage de production, le ciment employé possède des caractéristiques spécifiques plus rigoureuses. De manière générale, ce ciment est plus homogène et on peut mieux en prédire les propriétés de séchage et de résistance aux contraintes. En plus d'assurer l'étanchéité de l'espace annulaire entre le coffrage et la formation géologique, le ciment protège le coffrage de la corrosion. La qualité de l'adhésion entre le coffrage et la formation rocheuse pour le coffrage de production est

habituellement examinée à l'aide de diagraphies géophysiques (voir section 5.2.3.1 *Tests de l'intégrité des puits*).

L'examen des déblais de forage, effectué sur place par un géologue, fournit les premiers indices de la présence d'hydrocarbures dans les roches traversées par le puits. Des traces de pétrole peuvent être observées par fluorescence dans les déblais. Un détecteur de gaz indique, quant à lui, la présence éventuelle de gaz naturel dans la boue de forage, fournissant également des indices d'hydrocarbures. Lorsque le forage a atteint sa profondeur totale, un enregistrement des caractéristiques pétrophysiques des roches traversées est effectué. Ces mesures, connues sous le nom de diagraphies, sont effectuées au moyen de sondes spécialisées, descendues à l'extrémité d'un câble électrique. Elles permettent de mesurer les variations d'un paramètre physique (Tableau 3) des roches et des fluides qui y sont contenus pour en confirmer la nature (calcaire, grès, etc.), la porosité et le contenu en fluide (gaz naturel, pétrole ou eau). Il peut s'agir de mesures de phénomènes spontanés, tels que la radioactivité naturelle, qui nécessite des outils constitués d'un détecteur très sensible aux rayonnements gamma. Les mesures peuvent également être induites, telles que les diagraphies électriques qui émettent un courant électrique dans la roche, ou bien la diagraphie acoustique dans laquelle un outil émet un son dans la roche, puis mesure le temps parcouru pour atteindre le récepteur à une distance définie de l'outil.

Tableau 3 – Classification des principales diagraphies en fonction des paramètres mesurés (tiré de Comeau et al., 2013).

| | Diagraphie | Paramètre mesuré |
|--------------------|--------------------|--|
| Mesures mécaniques | Diamètreur | Diamètre du trou de forage |
| Mesures spontanées | Température | Température au fond du puits |
| | Potentiel spontané | Différence de potentiel électrique |
| | Rayon gamma | Radioactivité naturelle |
| Mesures induites | Résistivité | Résistance à un courant électrique |
| | Acoustique | Vitesse de propagation d'une onde sismique |
| | Densité | Réaction à un bombardement de rayons gamma |
| | Photoélectrique | Réaction à un bombardement de rayons gamma |
| | Neutron | Réaction à un bombardement de neutron |

L'analyse des diagraphies et des observations notées pendant le forage par les géologues permet d'identifier les zones potentiellement propices à la production d'hydrocarbures qui seront alors évaluées par des essais aux tiges.

Les essais aux tiges, connus sous le terme anglais *Drill Stem Test* ou DST, sont des essais de courte durée, variant généralement de 30 minutes à 2 heures, qui visent à confirmer la présence d'hydrocarbures, à mesurer la pression initiale du réservoir et à récupérer des échantillons des fluides produits dans des zones bien définies. Ils sont effectués lors de la réalisation du forage. Pour procéder à ces essais, des obturateurs mécaniques sont installés afin d'isoler la zone à tester

au bout du train de tiges. Des observations sont alors réalisées sur les venues de fluides par le centre des tiges de forage et des mesures sont ensuite prises sur les pressions d'écoulement des fluides de la formation. Cette opération sera répétée pour chacune des zones jugées intéressantes. Cette étape est déterminante dans la décision de poursuivre les opérations de complétion ou non et d'entreprendre les travaux de fermeture. Si le puits a donné des indices jugés probants, on procédera à la mise en place et à la cimentation du coffrage de production. Le puits sera alors fermé temporairement et la foreuse, ayant servi au forage, sera libérée. Les opérations subséquentes seront effectuées par une foreuse dite de service, c'est-à-dire plus petite, moins couteuse et munie d'équipements spécialisés pour la complétion du puits.

Pendant le forage, différentes évaluations et analyses sont réalisées afin de déceler des traces d'hydrocarbures. Si les résultats indiquent qu'il s'agit d'un puits « sec », ne contenant pas d'hydrocarbures, on procède alors à sa fermeture définitive et à sa mise hors service. Toutefois, si les résultats semblent positifs, on procède à la complétion du puits. Cette opération finale, qui succède à la mise en place du coffrage de production et de sa cimentation, consiste à déterminer si le puits pourra produire des hydrocarbures et voir si cette production pourra atteindre un niveau de production commerciale.

La phase de parachèvement a pour objectif de préparer le puits pour sa mise en production ultérieure. Une tête de puits, qui est un assemblage de vannes de contrôle donnant accès au coffrage et au tubage du puits, sera installée en premier lieu. Le parachèvement consiste à perforer le coffrage au niveau des zones productrices identifiées lors des essais aux tiges, à nettoyer au besoin ces perforations et à mettre en place un tubage de production de petit diamètre dans le puits, qui facilitera la remontée à la surface des hydrocarbures. Le puits est alors complété et il est alors possible de procéder à un essai de production.

Pour effectuer un essai de production, divers équipements doivent être installés. Pour l'essentiel, il s'agit d'un séparateur pour le pétrole, le gaz et l'eau que le puits pourra produire, de réservoirs pour emmagasiner ces liquides et d'une torchère pour brûler les gaz (principalement du méthane). L'essai proprement dit consiste à mesurer, sur des intervalles de temps bien précis, le débit des divers fluides produits par le puits et la variation correspondante de la pression au niveau de la zone productrice. L'analyse de ces débits et de la variation de la pression, tant en production que suite à l'arrêt de la production, permettront de calculer la capacité des zones productrices à laisser circuler les fluides de la formation géologique vers le puits. Ces données serviront ensuite dans l'évaluation de la capacité de production du puits.

La récupération des hydrocarbures implique parfois l'utilisation de puits horizontaux. C'est le cas par exemple des réservoirs naturellement fracturés (ressource conventionnelle) et des shales pétrolifères et gazéifères (ressources non conventionnelle). Les puits verticaux et horizontaux sont construits de la même façon. La différence est qu'à partir d'une certaine profondeur, le puits est progressivement dévié jusqu'à atteindre une trajectoire horizontale.

2.4.2. Risques d'impact

Le chapitre 5 décrit plus en détail les risques reliés aux puits pétroliers et gaziers qui sont résumés ici. La migration de fluides le long de puits de production a toujours été un problème reconnu pour l'industrie pétrolière et gazière (Stein et al., 2003; Watson et Bachu, 2009). Les chemins de fuites potentielles prennent généralement la forme de fractures ou micro-canaux dans le ciment ou à l'interface ciment/formation (Figure 6). La nature de ces discontinuités et leur processus de formation ne sont pas encore clairement connus. Cependant, plusieurs hypothèses sont

considérées dans la littérature (Nowamooz et al., 2014) :

- La perte de pression dans la colonne de ciment pendant le durcissement (Cooke et al., 1983).
- La présence de boues de forage entre le coffrage et la formation pendant l'injection du ciment liquide (Bonett et Pafitis, 1996).
- La présence possible de gaz à haute pression au sein de formations près de la surface (Bol et al., 1991).
- La contraction du ciment lors de la prise (Dusseault et al., 2000). En effet, la contraction du ciment réduit la contrainte radiale initiale entre le ciment et la roche de la formation. Une fois que cette contrainte devient plus petite que la pression des fluides dans les pores (gaz ou fluide de formation), des micro-fractures pourraient être créées à l'interface entre le ciment et la formation.
- La perte de ciment due à la pression hydrostatique très élevée de la colonne de ciment liquide (avant le durcissement) qui fracture la formation et cause la pénétration de ciment dans la formation (Vidic et al., 2013).

Bien que l'injection du coulis de ciment entre le tubage du puits et la formation est réalisée pour isoler les formations poreuses et pour empêcher la migration du gaz, des fluides de formation et des fluides de fracturation vers des formations peu profondes ou plus profondes, il est cependant difficile en pratique de contrôler l'étanchéité (ou l'intégrité ciment/roche) du puits tout au long de son exploitation. La qualité du ciment entre le coffrage et la roche ainsi que la présence de discontinuités est généralement vérifiée par un essai de pression ou à l'aide d'un outil de diagraphie acoustique (Boyd et al., 2006). En ce qui concerne la méthode de diagraphie acoustique, il est important de noter que cette méthode ne permet pas toujours de détecter les discontinuités. Cette méthode ne constitue donc pas une solution unique pour la détection des discontinuités. La présence de micro-canaux, la position excentrée du coffrage, la présence d'une formation peu perméable (ce qui est le cas des shales), la présence de ciment à faible densité (ciment très poreux) et le temps nécessaire à la réalisation des diagraphies par rapport au durcissement complet du ciment sont des facteurs qui peuvent fortement influencer la qualité des résultats de diagraphie acoustique (Boyd et al., 2006). Dans le cas où les résultats permettent d'identifier des discontinuités, elles peuvent être bouchées en réinjectant du ciment par un processus appelé « compression » (en anglais, *remedial cementing* ou *squeezing*).

Quelle que soit la nature des discontinuités, elles peuvent se propager vers le haut lors de la production en raison d'un déséquilibre entre la pression du gaz ou du fluide de formation dans les micro-fractures et les contraintes dans la roche de la formation (Dusseault et al., 2000). La propagation des fractures est très lente pendant les premières années de production. Durant cette période, la pression importante à l'intérieur du puits maintient les fractures fermées. Comme la pression diminue au fur et à mesure que le gaz est extrait, les fractures ont tendance à s'ouvrir et à se propager vers la surface. D'après Dusseault et al. (2000), quelques décennies sont nécessaires pour que les micro-canaux forment un chemin préférentiel et que le gaz atteigne la surface. La section 5.2.1 *Intégrité des forages pétroliers et gaziers* aborde en profondeur le sujet de l'intégrité des puits pétroliers.

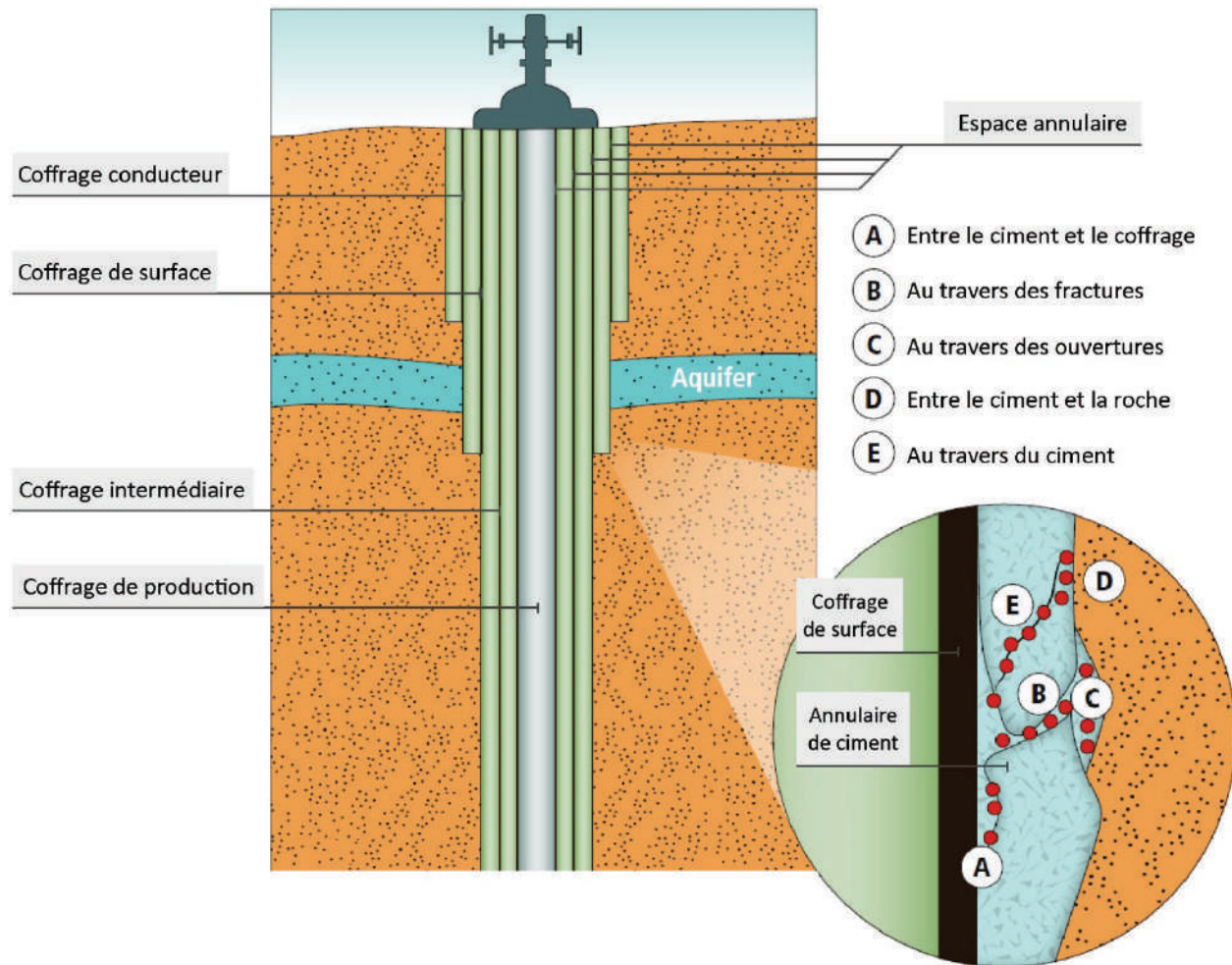


Figure 6 – Construction d'un puits et exemples de fuites de gaz le long d'un puits de production. A) entre le ciment et le coffrage; B) au travers des fractures; C) au travers des ouvertures; D) entre le ciment et la formation; E) au travers le ciment. (Modifié de CCA, 2014; basé de Vidic et al., 2013)

2.4.3. Mesures de mitigation

L'*American Petroleum Institute (API)* a normalisé des grades de coffrage, qui correspondent à des caractéristiques précises concernant sa résistance mécanique. De plus, l'*API* a également établi un classement de ciments spécialement pour les opérations de forage basé principalement sur la profondeur d'utilisation. L'utilisation de ces standards est nécessaire afin d'assurer l'intégrité du puits et de réduire les risques de migration de fluides par le trou de forage.

L'utilisation des meilleures pratiques peut effectivement réduire le niveau de risque. Ces meilleures pratiques peuvent être employées de façon volontaire ou imposées par la réglementation. L'encadrement réglementaire doit aussi être accompagné de mesures de contrôle, notamment par la mise en place de moyens de surveillance, tels que traités à la section 5.2.3.3 *Monitoring aux sites de forage*. L'évaluation des conditions locales par rapport aux critères réglementaires peut aussi permettre la reconnaissance de conditions particulières qui rendraient les critères normaux insuffisants. Ainsi, en plus des critères s'appliquant de façon générale, il est important d'identifier des conditions pour lesquelles des restrictions supplémentaires

s'appliqueraient, ou en fonction desquelles les activités pétrolières ne seraient simplement pas permises. Ces restrictions ou exclusions des activités pourraient considérer la vulnérabilité extrême ou l'importance particulière d'une ressource en eau souterraine qui ne serait pas remplaçable. Les secteurs présentant des risques géologiques importants pourraient aussi être soumis à des règles plus strictes, voire exclus, par exemple les failles majeures jugées perméables ou les failles dont la stabilité n'est pas assurée et qui pourraient engendrer des séismes. Des restrictions pourraient aussi s'appliquer aux milieux particuliers, comme les milieux naturels sensibles ou à grande importance écologique, les secteurs à forte occupation du territoire ou à valeur patrimoniale reconnue.

2.5. La fracturation hydraulique¹

2.5.1. Description

La stimulation est le terme général pour désigner les procédés utilisés afin d'augmenter la perméabilité des roches entourant des puits. Ces puits peuvent servir à plusieurs fins :

- extraire des hydrocarbures (pétrole et gaz naturel);
- injecter des fluides pour la récupération assistée d'hydrocarbures;
- faire la disposition en profondeur de fluides associés à la production d'hydrocarbures;
- injecter du dioxyde de carbone (CO₂) pour en faire le stockage géologique; ou encore
- produire des eaux chaudes pour la production d'énergie géothermique.

L'augmentation de la perméabilité des roches permet aux fluides de mieux circuler dans le réservoir souterrain, soit d'y sortir ou d'y pénétrer selon les besoins. La stimulation d'un puits d'hydrocarbures peut se faire par des procédés chimiques, thermiques et physiques. L'injection d'acide chlorhydrique pour nettoyer les parois d'un puits ou pour dissoudre des veinules de calcite dans des fractures naturelles est une stimulation chimique. Les fractures libres de minéralisation deviendront des chemins de circulation des hydrocarbures et augmenteront la perméabilité des roches du réservoir ciblé. Parmi les procédés physiques, plusieurs visent à fracturer la roche afin de créer des nouveaux chemins de circulation pour les hydrocarbures et augmenter ainsi la perméabilité du réservoir à proximité du puits. Les procédés de stimulation qui utilisent des fluides sont ceux dits de fracturation hydraulique. Plusieurs types de fluides peuvent être utilisés à cette fin : de l'eau, du propane liquéfié (gélifié), ou encore du CO₂ (sous sa forme supercritique). C'est l'injection à très haute pression de ces fluides qui cause la formation de fractures dans la roche et augmente sa perméabilité. Cette augmentation de perméabilité est préservée en injectant aussi un agent de soutènement (en anglais, *proppant*), constitué soit de sable ou de céramique, qui permet de garder les fractures ouvertes lorsque la pression ayant permis la fracturation est relâchée.

L'eau est le fluide le plus communément utilisé pour la fracturation hydraulique. Dans le cas de l'extraction du gaz naturel dans les réservoirs non conventionnels, comme ceux du gaz de shale, des forages directionnels horizontaux sont utilisés pour mieux pénétrer la formation (Figure 7).

¹ En complément d'information, le lecteur est invité à consulter la section « 2.10 Mesures à exiger pour les travaux de fracturation » du rapport de Lefebvre, Malo et Millet (2014) intitulé « Encadrement de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu terrestre au Québec ». Ce rapport a été remis à la DGHB du MERN.

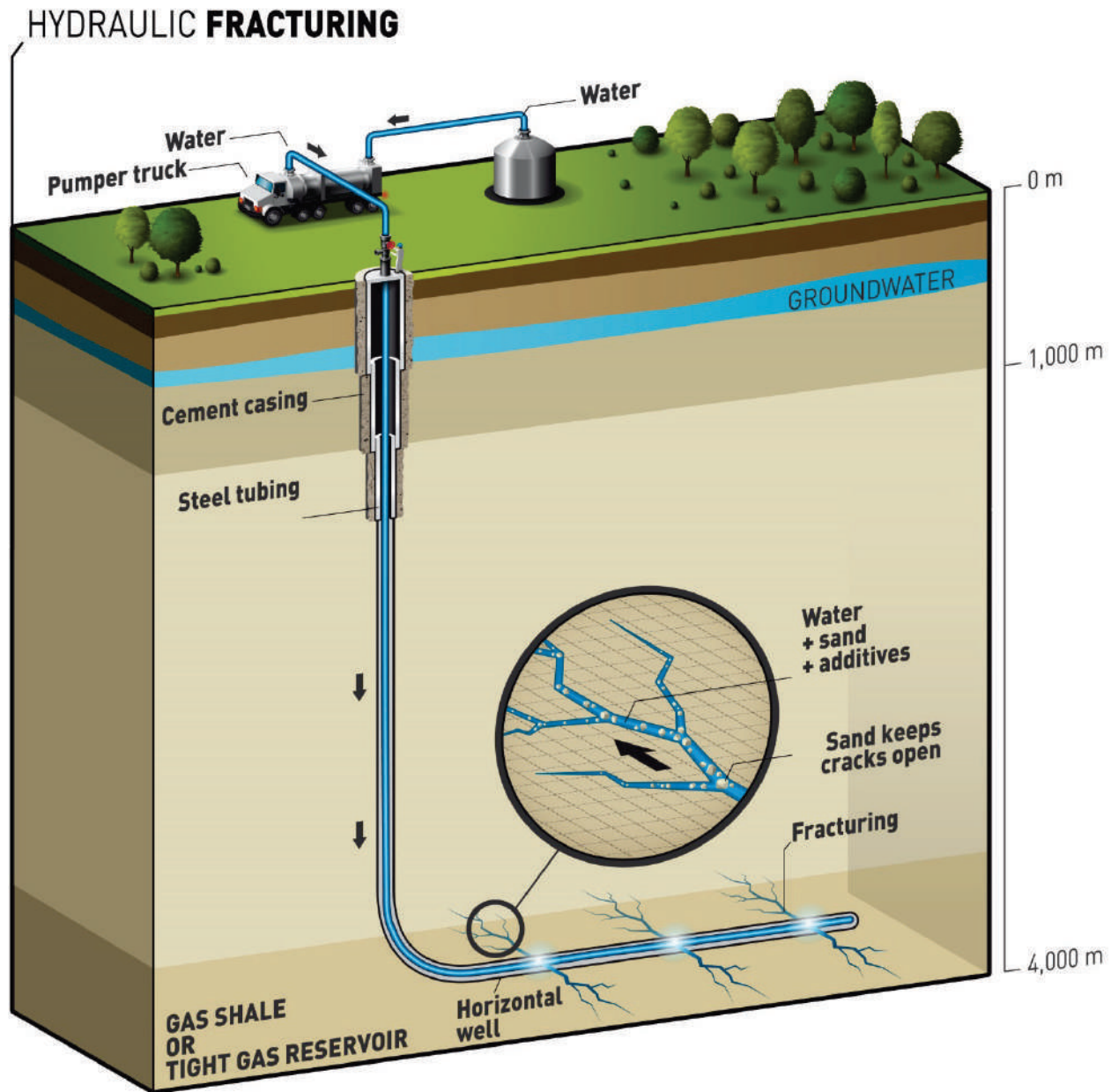


Figure 7 – Illustration schématisée d'un puits horizontal avec fracturation hydraulique (tiré de Total E&P Denmark B.V., 2014). Reproduit avec la permission de Total.

Ces sections horizontales peuvent s'étendre sur plusieurs centaines de mètres, voire de un à deux kilomètres. Il faut alors créer des chemins de circulation du gaz naturel sur l'ensemble de la section horizontale du puits. On recourt donc à plusieurs étapes de stimulation du puits par fracturation hydraulique. La quantité d'eau nécessaire pour toutes ces étapes de fracturation devient alors élevée. Pour mieux désigner ce type de fracturation hydraulique nécessitant de grandes quantités d'eau, le terme fracturation hydraulique à haut volume a été introduit (en anglais, *high volume hydraulic fracturing*).

2.5.2. Risques d'impact

Dans le cas de réservoirs non conventionnels, comme ceux de gaz naturel dans le shale, le volume d'eau est souvent élevé et la pression atteinte pour fracturer la roche est alors beaucoup plus élevée. Il s'agit de créer des chemins de migration pour la production économique du gaz naturel. Le rayon d'influence des fractures créées est beaucoup plus large et peut atteindre 100 à 150 mètres. Ainsi, cette procédure peut également causer une augmentation de pression dans les formations géologiques et faciliter la migration des fluides de fracturation ou de formation le long des puits abandonnés situés à proximité du puits d'injection. De plus, les très fortes pressions nécessaires à la fracturation hydraulique peuvent également contribuer à révéler des faiblesses structurelles dans la construction du puits, en ce qui a trait aux coffrages et à la cimentation de ceux-ci. La section 5.2.2.1 *Pendant la fracturation* décrit en détails les risques liés à l'intégrité des puits lors de la fracturation hydraulique. Finalement, une sismicité peut être induite lors de la fracturation hydraulique, tel qu'abordé à la section 5.3.2 *Sismicité reliée à la fracturation hydraulique* (voir aussi le rapport CÉES, 2014; p. 132).

2.5.3. Mesures de mitigation

La question de la profondeur minimale à laquelle la fracturation hydraulique peut être réalisée sans risque significatif pour l'environnement superficiel demeure à définir en fonction des conditions géologiques locales et des approches et résultats de la fracturation hydraulique dans une région donnée, tel qu'il est abordé à la section 5.2.2.1 *Pendant la fracturation*.

Le monitoring par sismique passive, enregistrant la « micro-sismicité », lors des phases de fracturation permet de suivre le développement de la fracturation dans l'espace et le temps, et de détecter la sismicité induite à proximité ou en dehors du réservoir (voir section 5.3.2 *Sismicité reliée à la fracturation hydraulique*).

2.6. La fermeture des puits et la restauration des sites²

2.6.1. Description

Les travaux de fermeture de puits sont une opération essentielle à la protection des eaux souterraines et de surface. Une procédure appropriée doit être suivie afin de bloquer efficacement la migration du pétrole, du gaz, de la saumure ou toutes autres substances nuisibles dans les aquifères d'eau douce. Habituellement, on procède à la fermeture définitive d'un puits soit parce qu'il s'avère être un trou sec (ou avec un faible potentiel) ou bien qu'il ait cessé de produire des quantités économiques d'hydrocarbures. Un puits peut également être mis hors service si de graves problèmes surviennent lors du forage. C'est ainsi que les autorités gouvernementales peuvent également ordonner la fermeture temporaire d'un puits pour des raisons environnementales ou de sécurité.

Les travaux de fermeture d'un puits consistent à la mise en place de bouchons de ciment ou mécaniques dans le puits à des intervalles spécifiques afin d'empêcher la migration des fluides vers la surface et de maintenir l'intégrité de la pression dans le puits :

² En complément d'information, le lecteur est invité à consulter la section « 2.5 Plan de restauration » du rapport de Lefebvre, Malo et Millet (2014) intitulé « Encadrement de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu terrestre au Québec ». Ce rapport a été remis à la DGHB du MERN.

- au fond du puits,
- à travers le sabot du dernier coffrage,
- au niveau des zones productrices ou perméables.

Ainsi, un minimum de trois bouchons de ciment est généralement placé lors des opérations de fermeture. Également, l'intervalle entre les bouchons doit être rempli avec une boue lourde ou tout autre liquide approuvé. Le processus peut prendre deux jours à une semaine, selon le nombre de bouchons à être fixés dans le puits. Une fois réalisé, le site doit être remis dans son état initial. Donc, la tête de puits est retirée et les coffrages doivent être coupés sous la surface à un minimum d'un mètre de profondeur. Une plaque d'acier est alors soudée sur le tubage. Une réhabilitation de la contamination des sols (si présente) peut aussi être réalisée. La couverture de sol arable doit être remplacée et le site doit être ensemencé pour rétablir la végétation.

2.6.2. Risques d'impact

Lorsque des formations géologiques perméables sont en contact avec des couches peu perméables, ces dernières constituent normalement des barrières naturelles à la migration des fluides vers les aquifères superficiels. Cependant, si des puits hors service mal scellés traversent ces formations peu perméables, ils peuvent alors créer un chemin préférentiel d'écoulement vers les couches perméables et transmettre au cours du temps ces fluides vers les formations superficielles (Chafin, 1994; Lacombe et al., 1995). Ces problèmes d'intégrité des puits après leur fermeture sont abordés à la section 5.2.2.2 *Après la fermeture des puits*.

2.6.3. Mesures de mitigation

Un suivi du site de forage doit être mis en place afin de vérifier périodiquement si le puits est bien scellé et qu'il n'émet pas de contaminants.

L'utilisation des meilleures pratiques peut considérablement réduire le niveau de risque pour la fermeture des puits. Ces meilleures pratiques peuvent être employées de façon volontaire ou imposées par la réglementation. L'API (2000) et l'Alberta Energy Regulator (2010) constituent de très bons exemples de guides de bonnes pratiques pour la fermeture des puits. L'approche préconisée en Alberta donne la démarche suivante :

- conception d'un plan de mise hors service : identification de problèmes d'intégrité du puits, de toutes les unités géologiques contenant du pétrole ou du gaz, et de toutes les unités pouvant servir à exploiter l'eau souterraine. La qualité du ciment entourant le puits doit aussi être évaluée.
- réalisation des travaux : nettoyage de l'intérieur du puits et extraction des hydrocarbures qui pourraient entraîner la corrosion du cuvelage. Réparation des problèmes d'intégrité du puits ou de mauvaise cimentation. Isolation les unes des autres ainsi que du forage à l'aide de ciment de toutes les unités géologiques poreuses et des zones d'eau souterraine. Remplissage du puits par de l'eau non saline ou un autre fluide non corrosif et évaluation de l'intégrité à long terme du puits.
- finalisation par la mise hors service de surface : coupage du tubage en acier du puits à au moins 1 m sous la surface du sol et mise en place d'un couvercle ventilé à la surface du tubage. Retrait de tous les équipements de surface du puits.
- réhabilitation du terrain entourant le puits qui a été fermé suivant les normes du Ministère

de l'Environnement.

- mise en place d'un programme de surveillance impliquant des mesures sur le terrain visant à détecter d'éventuelles fuites de gaz ou d'hydrocarbures après les travaux de mise hors service du puits. Les résultats des mesures prises dans le cadre de ce programme doivent être transmis aux autorités gouvernementales responsables.
- si des fuites sont détectées par le programme de surveillance, la cause du problème doit être d'abord identifiée, de façon à proposer des mesures correctives efficaces. Un rapport documentant les travaux réalisés pour identifier le problème et le programme de travaux proposé pour corriger le problème doivent être soumis et approuvés avant la réalisation des travaux. La détermination de la cause du problème et les mesures correctives peuvent impliquer de rouvrir le puits et d'y faire des travaux. La réouverture du puits doit faire l'objet d'une demande de permis.
- implantation de conditions minimales pour la fermeture des puits. L'objectif principal est de protéger les eaux souterraines potables et éliminer les fuites vers la surface; les mesures protectrices dans le puits doivent couvrir tous les aquifères d'eau douce traversés et isoler toutes les zones poreuses.
- définition du terme « zones poreuses » et de toutes les procédures pour fermer les puits adéquatement, que ce soit des puits ouverts ou des puits avec coffrage.

3. Les techniques spécifiques au milieu marin

3.1. Introduction

Au niveau des pratiques dans le milieu terrestre, plusieurs enquêtes et comités d'experts ont produit des rapports récents sur les opérations d'exploration et de production des hydrocarbures, particulièrement sur les ressources non conventionnelles (voir section 5.1 *L'ensemble des risques environnementaux*). Les sources d'information sont donc relativement plus abondantes pour le milieu terrestre que pour le milieu marin. Toutefois, deux ouvrages de synthèse récents sur les aspects spécifiques de l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures en milieu marin dans le contexte québécois ont retenu notre attention, celui de GENIVAR (2013) « *Évaluation environnementale stratégique sur la mise en valeur des hydrocarbures dans les bassins d'Anticosti, de Madeleine et de la baie des Chaleurs* » et celui de Bonton et al. (2014) « *Revue de littérature sur les technologies et les meilleures pratiques environnementales dans le secteur de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier* ». Ces deux ouvrages ont servi de base à l'élaboration de ce chapitre avec d'autres ouvrages complémentaires. Le rapport du NAE et NRC (2013) traite quant à lui du sujet plus étroit du développement des meilleures et plus sécuritaires technologies applicables au milieu marin dans le contexte des États-Unis. Une adaptation très importante de la démarche décrite par le NAE et le NRC (2013) serait requise pour sa mise en œuvre au Québec.

Les Figure 8 et Figure 9 illustrent les étapes de l'exploration et de l'exploitation des ressources en hydrocarbures en milieux terrestre et marin, respectivement. Les diverses étapes de l'exploration pétrolière et gazière en milieu marin sont très semblables à celles en milieu terrestre. L'analyse des données géologiques régionales concernant le bassin, sa stratigraphie, son contexte structural et tectonique est tout à fait semblable que ce soit pour un bassin en milieu terrestre ou marin. Dans le cas des bassins en milieu marin, il n'est pas possible de faire de levés de géochimie des gaz de sols, ni de recueillir des échantillons de roches pour la caractérisation des paramètres de géochimie organique des roches. Ces paramètres peuvent toutefois être recueillis à partir des retailles des forages, mais il faut donc attendre le forage avant de procéder aux analyses. Ces paramètres de géochimie organique ne pourront donc pas servir pour la décision d'implanter un forage. Ils pourront toutefois servir pendant la phase des forages de délinéation du réservoir. Après l'analyse géologique, on passe donc aux levés sismiques que ce soit en milieu terrestre (Figure 8) ou en milieu marin (Figure 9). Les étapes suivantes sont très semblables à celles dans le milieu terrestre (Figure 8 et Figure 9). Les levés sismiques permettent de cibler des pièges potentiels pour passer à l'étape des forages exploratoires, puis la construction des infrastructures pour la production, et enfin le démantèlement des installations pour fermer le puits et remettre le site à son état naturel (Figure 8 et Figure 9). La sismique marine, même si elle enregistre les mêmes paramètres physiques des roches et dans le même but de définir l'architecture des strates en profondeur, n'utilise pas les mêmes techniques d'acquisition de ces paramètres. Les forages pétroliers sont également différents, de même que certaines façons de gérer les résidus et matériaux ayant servi à la production des hydrocarbures. La distinction dans le mode d'opération pour ces activités en milieu marin sera décrite dans les sections suivantes.

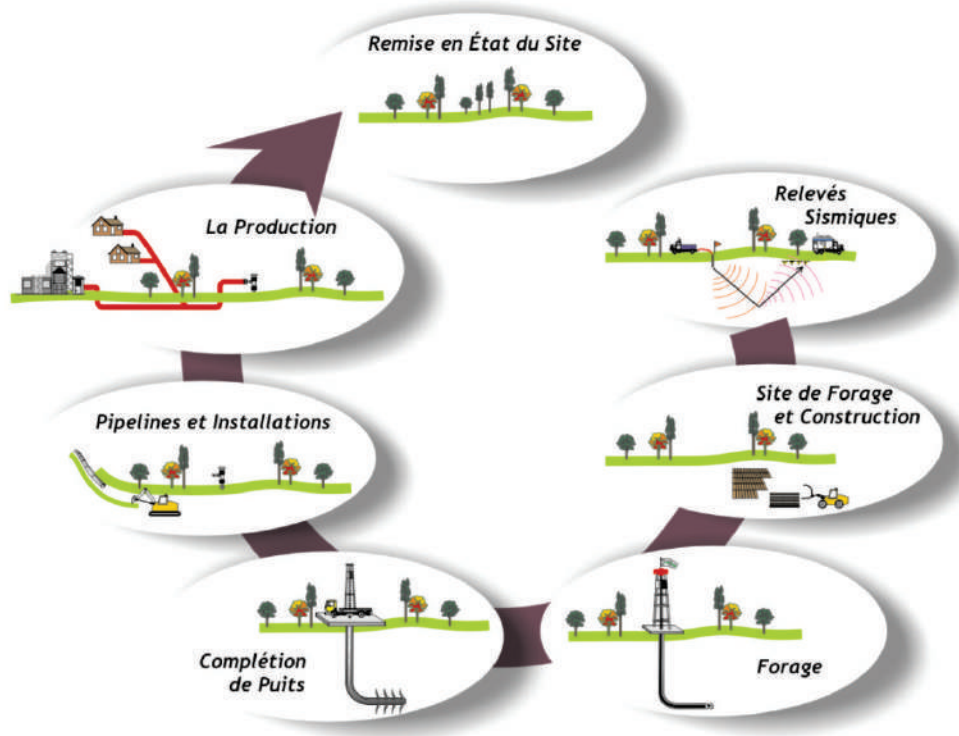


Figure 8 – Étapes des activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en milieu terrestre (APGQ, 2010). Reproduit avec la permission de l'APGQ.

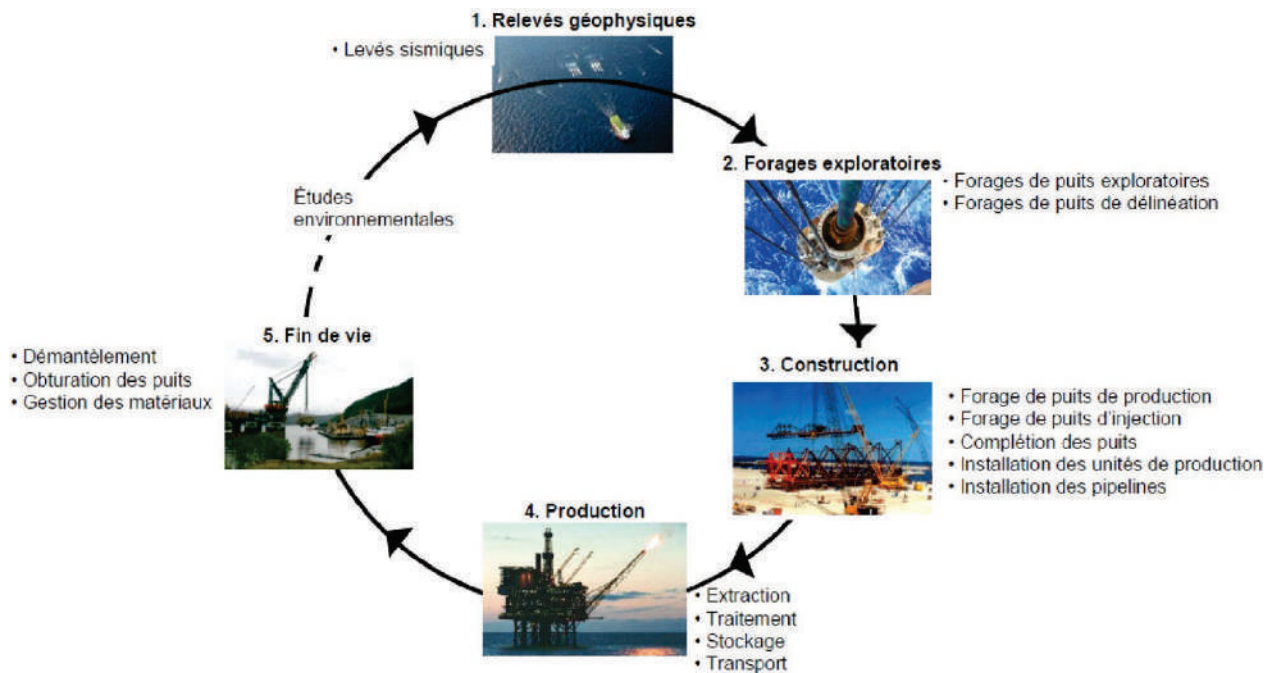


Figure 9 – Le cycle de vie de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu marin (tiré de Bonton et al., 2014). Reproduit avec la permission du MDDELCC.

3.2. La sismique marine

3.2.1. Description

En milieu terrestre, on utilise deux principaux types de source pour émettre et transmettre des ondes dans le sous-sol: les camions-vibreurs et la dynamite. En milieu marin, on utilise trois types différents de source: les canons à air comprimé pour les grandes profondeurs, les étinceleurs et les boomers pour de faibles profondeurs (AECOM, 2010). Dans les trois cas, les sources émettent des ondes sonores qui traversent la colonne d'eau avant d'être réfléchies sur les strates du bassin sédimentaires sous le fond marin. Les ondes réfléchies sont par la suite captées à la surface par des récepteurs. Ce sont des bateaux qui tirent en remorque la source d'ondes suivie par des flûtes sismiques, i.e. des câbles contenant les récepteurs d'ondes ou les hydrophones (Figure 10). Les ondes émises par les canons à air pénètrent plus profondément dans les roches sous le fond marin. Ce sont donc les canons à air comprimé qui sont le plus utilisés pour l'exploration pétrolière et gazière en milieu marin.

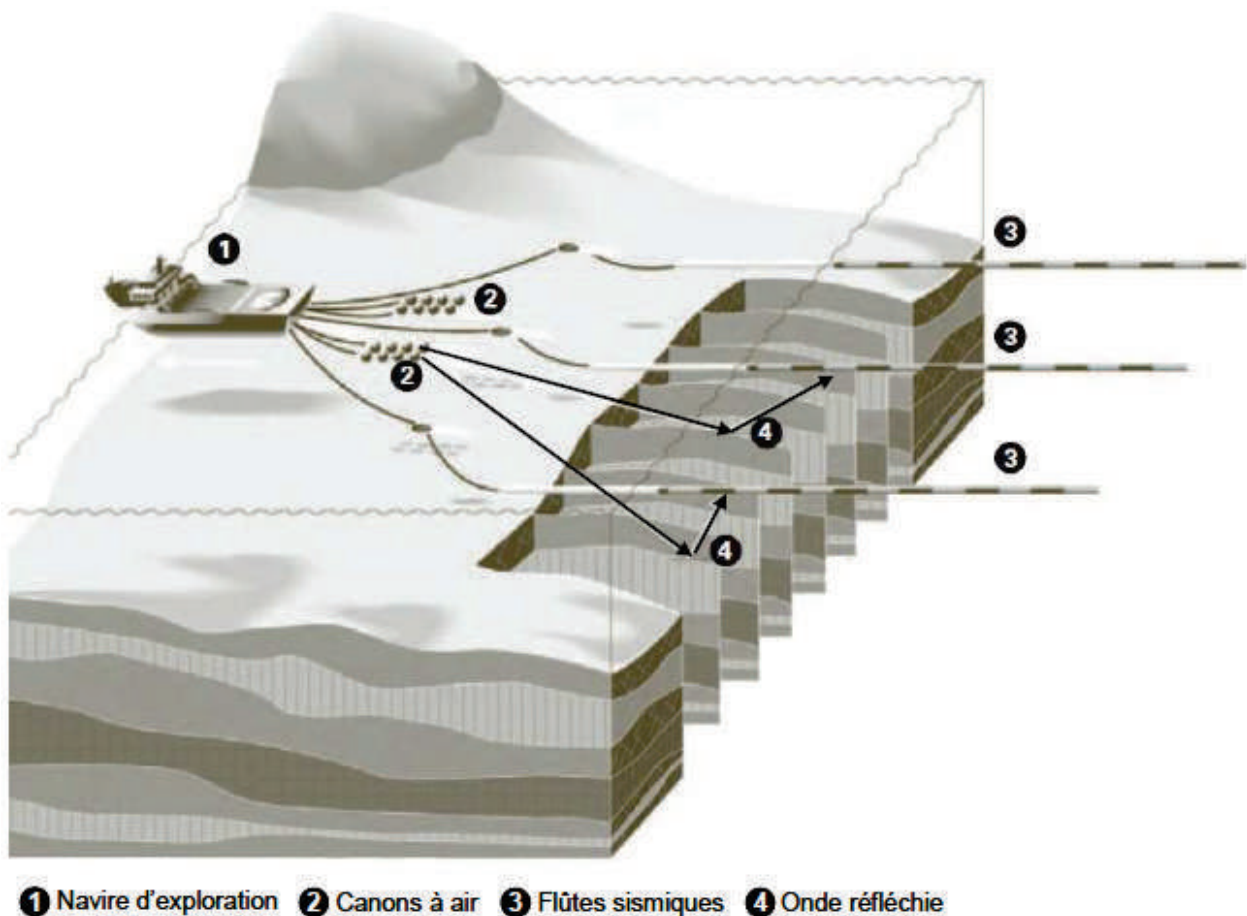


Figure 10 – Levés sismiques en milieu marin. Un navire remorque les sources suivies des flutes sismiques (tiré de Bonton et al., 2014; modifié de Bott, 2004).

3.2.2. Risques et impacts potentiels

Les effets les plus significatifs des levés sismiques marins sont ceux liés au bruit sous-marin.

Le bruit engendré par la détonation des canons à air comprimé ou par les étinceleurs se propage directement dans l'eau. Les effets sont ressentis par la faune marine. On peut citer les invertébrés benthiques, les poissons, les mammifères marins, les tortues marines, et les oiseaux marins (GENIVAR, 2013). Les principaux effets potentiels sont les modifications de comportement et de l'ouïe des animaux marins. Les effets réels entraînant des modifications physiques ou physiologiques de la faune ne sont toutefois pas encore bien connus.

Des conflits d'usage du territoire marin avec les activités de pêche commerciale et le transport maritime peuvent aussi se produire. Des dommages pourraient survenir aux structures d'élevage d'animaux marins si les levés sismiques sont réalisés près des sites d'aquaculture. Le bruit pourrait entraîner une diminution du rendement de la pêche. Enfin, les levés sismiques pourraient nuire aux activités touristiques d'observation des mammifères marins, plus particulièrement dans l'estuaire du Saint-Laurent. Notons que cette dernière région est maintenant soustraite à l'exploitation des hydrocarbures.

3.2.3. Mesures de mitigation

Dans un premier, il faut mentionner que le bruit est émis de façon ponctuelle par les levés sismiques, i.e. pendant une période qui peut durer quelques semaines. Les mesures de mitigation des levés sismiques marins sont nombreuses. Une bonne planification des opérations en mer permettrait d'éviter :

- les secteurs très fréquentés dans des périodes sensibles pour la faune marine (p. ex. aires et périodes de nidification de certaines espèces)
- les zones et saisons de pêche commerciale
- les secteurs côtiers où existent des activités d'aquaculture.

Des mesures de compensation pour les dommages à l'industrie de la pêche devraient être prévues (GENIVAR, 2013). Enfin, le rapport de l'ÉES2 (GENIVAR, 2013) recommande d'actualiser l'« *Énoncé des pratiques canadiennes d'atténuation des ondes sismiques en milieu marin* ».

3.3. Les forages pétroliers en milieu marin et le démantèlement des infrastructures

3.3.1. Description

Les forages occupent trois étapes du cycle de vie de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu marin (Figure 9; étapes 2, 3 et 4). Les forages exploratoires permettent de vérifier la présence d'hydrocarbures au sein des pièges ciblés par les levés sismiques. D'autres puits seront nécessaires afin de délimiter un réservoir, il s'agit des puits de délinéation (Figure 9; étape 2). Lorsque le réservoir est bien délimité, il faudra entreprendre le forage de puits de production et d'injection, la complétion des puits, l'installation des unités de production et des pipelines (Figure 9; étape 3). L'étape suivante est l'exploitation ou la production (Figure 9; étape 4). Les différentes étapes avant la mise en production d'un réservoir peuvent s'étendre facilement sur une dizaine d'années, tandis que la production peut durer de jusqu'à trente ans (Bonton et al., 2014).

Par rapport au milieu terrestre, la grande différence des forages en milieu marin concerne l'équipement utilisé pour forer. Des forages sont exécutés à partir de jetées ancrés sur les berges

ou à partir de navires ou de barges, mais ce sont les plateformes qui sont les plus caractéristiques des forages pétroliers en milieu marin (Figure 11). Les plateformes peuvent être fixes, autoélevatrices ou semi-submersibles (Figure 11). Des forages directionnels à partir de la côte sont également envisageables si le piège visé n'est pas trop éloigné des rives. Les plateformes mobiles ou navires sont souvent utilisés pour les forages exploratoires, tandis que les plateformes ancrées sur le fond marin seront privilégiées pour la production qui peut durer une vingtaine d'années.

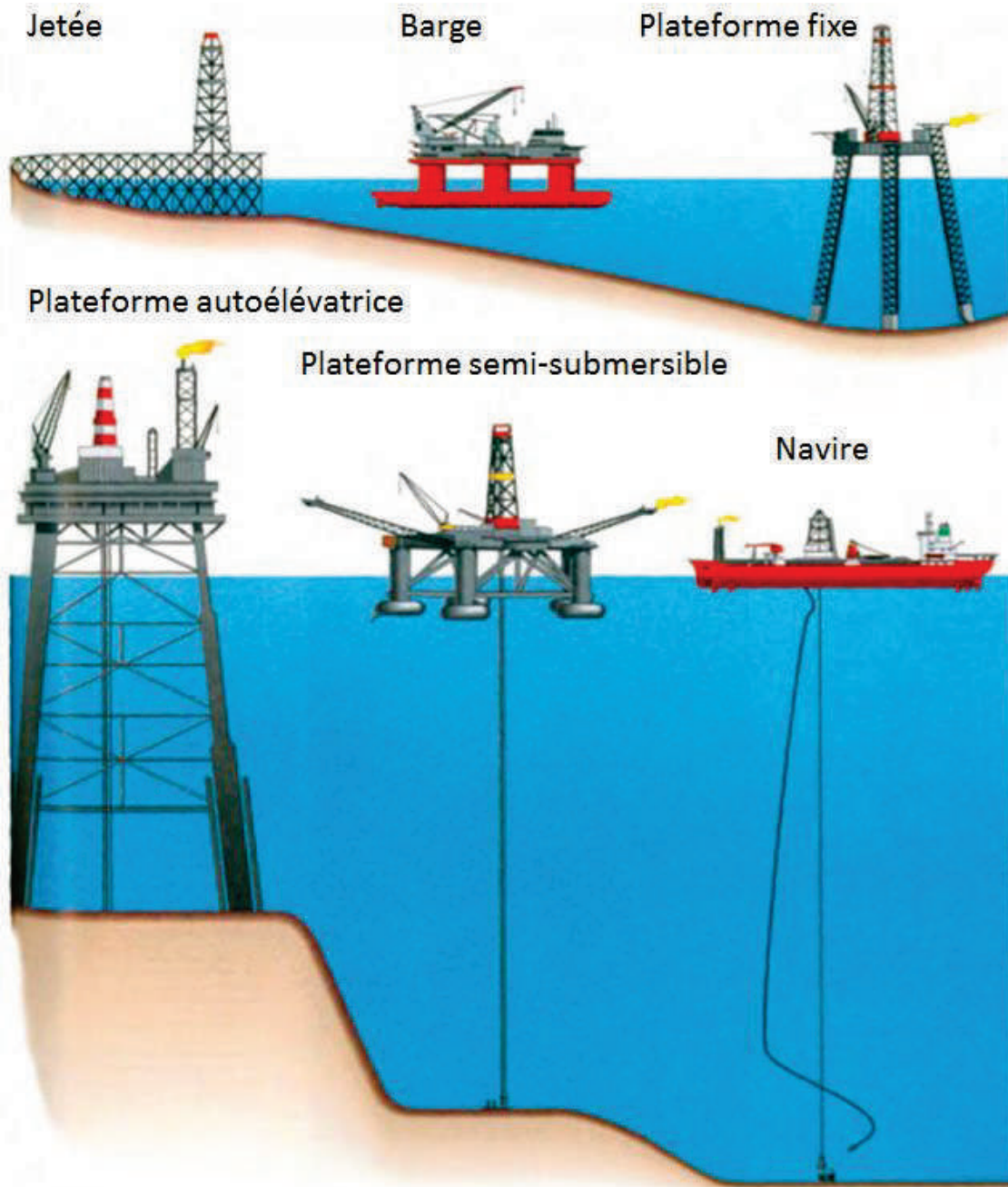


Figure 11 – Différents équipements utilisés en milieu marin pour le forage (adapté de Corbeil et Archambault, 1992).

La Figure 12 présente les principales étapes opérationnelles et flux associés aux forages exploratoires. Tout comme les forages en milieu terrestre, il faut transporter les équipements de forage, les mettre en place et installer un tubage initial dans un premier temps (tubage conducteur en milieu terrestre) (Figure 12; partie centrale). C'est à partir de l'installation des tubages de surface et intermédiaires qu'on commence à utiliser du béton et des fluides de forage (Figure 12; Intrants) entraînant des matières résiduelles (Figure 12; Émissions) qui devront être éliminées de façon sécuritaire. Les autres étapes consistent à installer un bloc d'obturation de puits (BOP; en anglais, *blowout preventer*), forer la section principale du puits, faire les essais aux tiges (DST; en anglais, *drill stem tests*), et obturer le puits s'il est non productif (Figure 12; partie centrale). Pendant le forage de la section principale, il faut traiter les résidus de forage (retailles et boues) et traiter les hydrocarbures pendant les essais aux tiges (Figure 12; partie centrale). Le diagramme de la Figure 12 pourrait tout aussi bien servir à illustrer les diverses étapes d'un forage en milieu terrestre.

De la même manière, on peut présenter les principales étapes opérationnelles et le flux pour la construction des installations de production (Figure 13). Il faudra, comme dans le milieu terrestre, forer des puits de production et d'injection, faire la complétion de ces puits et faire les essais de production (Figure 13; partie centrale). Les autres étapes seront différentes puisque le transport des équipements et leur mise en place pour la production (Figure 13; partie centrale) se feront en milieu marin autour d'une plateforme (Figure 14). Il faudra aussi installer des équipements sous-marins et des pipelines pour transporter le pétrole (Figure 12; partie centrale; et Figure 14).

La fracturation hydraulique est également utilisée en milieu marin depuis peu. Des fournisseurs offrent le service de fracturation hydraulique en milieu marin. Les équipements et le matériel pour la stimulation par fracturation hydraulique sont installés sur de longs bateaux qui s'installent à proximité de la plateforme de forage. Les eaux usées de reflux sont traitées sur des plateformes conçues à cet effet. Les huiles et autres contaminants sont enlevés puis l'eau traitée est rejetée à la mer. Cette technique est actuellement utilisée dans le golfe du Mexique et on envisage de s'en servir au large du Brésil et de l'Afrique de l'Ouest.

Le démantèlement des infrastructures (Figure 9) correspond à la fin de vie dans les étapes du cycle de vie de la filière d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin. C'est l'étape qui correspond à la remise en état du site en milieu terrestre (Figure 8). Il faut d'abord démanteler les équipements sous-marins et les pipelines, obturer les puits, puis démanteler la plateforme de production, transporter les matériaux de construction et en disposer de façon sécuritaire, le plus souvent en milieu terrestre (Figure 15; partie centrale). Certaines installations sont toutefois laissées sur le fond marin créant ainsi des récifs artificiels (Bonton et al., 2014).

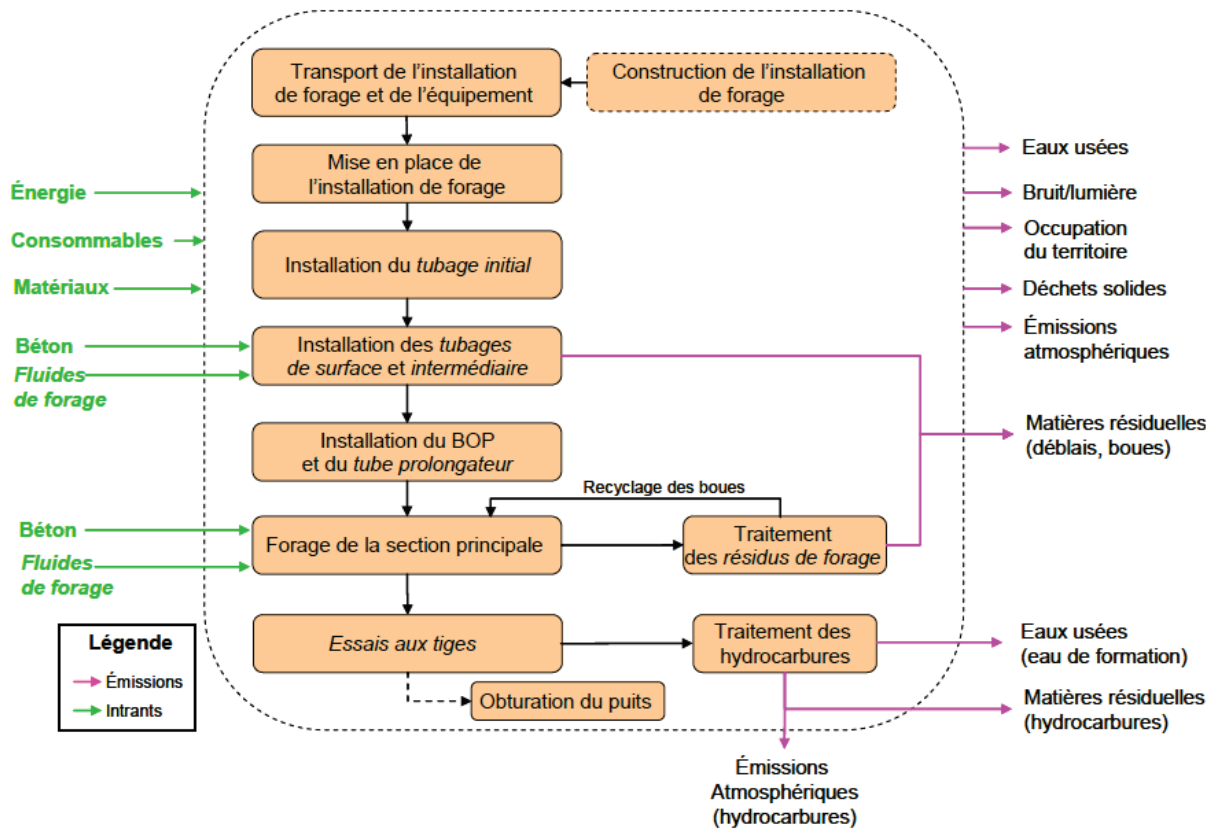


Figure 12 – Principales étapes opérationnelles et flux pendant les forages exploratoires en milieu marin (tiré de Bonton et al., 2014). Reproduit avec la permission du MDDELCC.

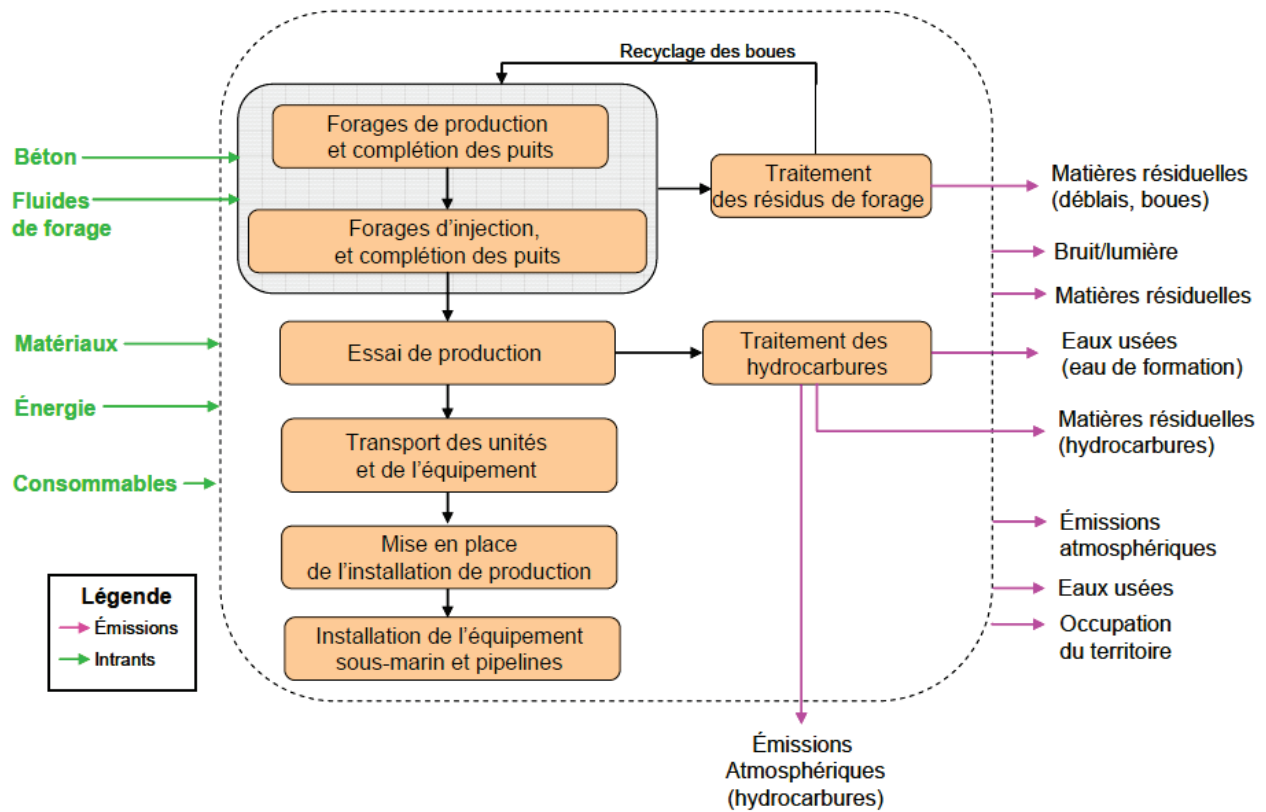


Figure 13 – Principales étapes opérationnelles et flux pendant la construction et les essais de production en milieu marin (tiré de Bonton et al., 2014). Reproduit avec la permission du MDDELCC.

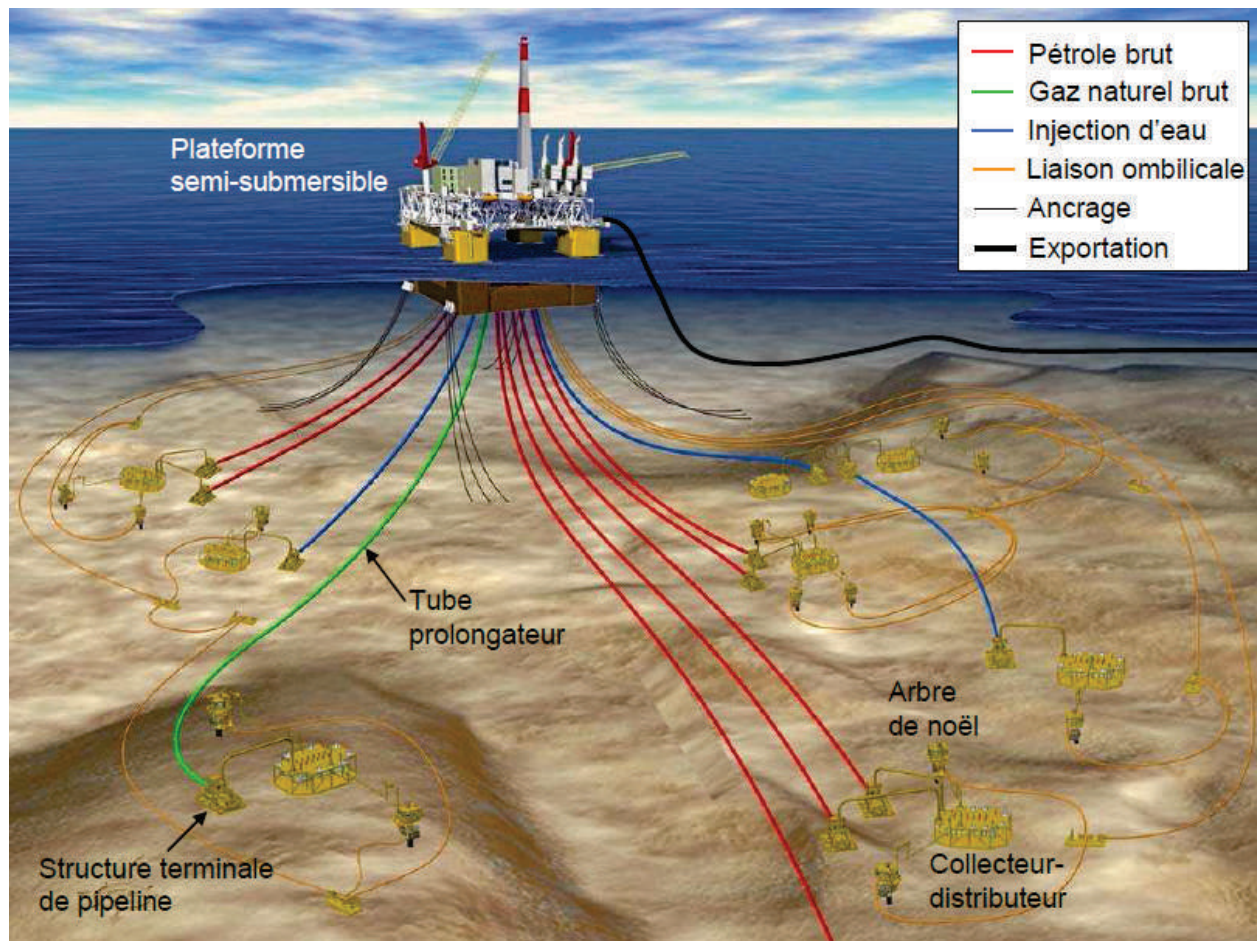


Figure 14 – Illustration des équipements reliés à une plateforme semi-submersible pendant la production des hydrocarbures en milieu marin (tiré de Bonton et al., 2014; modifié de Offshore Energy Today, 2013).

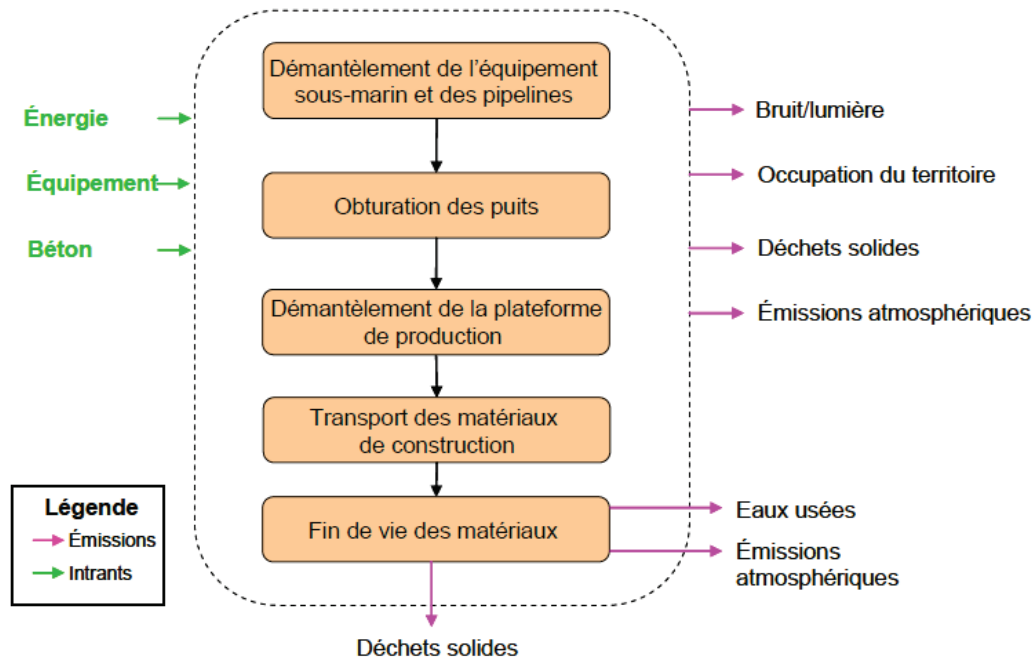


Figure 15 – Principales étapes opérationnelles et flux pendant le démantèlement des équipements de production d'hydrocarbures en milieu marin (tiré de Bonton et al., 2014). Reproduit avec la permission du MDDELCC.

3.3.2. Les risques et impacts liés aux forages : de l'exploration au démantèlement

Un des principaux impacts liés à l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures en milieu marin provient des émissions de différents gaz à effet de serre dans l'atmosphère (Bonton et al., 2014). Il s'agit des gaz émis par les moteurs et lors de l'extraction des hydrocarbures (Figure 16). Ces derniers gaz peuvent être du gaz naturel brûlé à la torchère ou d'autres gaz qui sont séparés du méthane (CH_4) avant de le distribuer vers le marché (p. ex. le dioxyde de carbone ou CO_2). Les émissions de bruit et de lumière, la circulation des navires associés aux opérations de production et l'occupation du territoire marin par la plateforme peuvent aussi avoir des impacts sur les populations riveraines, les pêcheurs, les organismes marins et les oiseaux marins (Bonton et al., 2014; GENIVAR, 2013). La gestion des déchets solides et liquides est un autre élément de préoccupation pour l'environnement marin (Figure 3.10). Par exemple, les eaux de production sont souvent rejetées directement à la mer où ils sont dilués. Il en est de même des boues et retailles de forage qui vont se déposer sur le fond marin à cause de leur plus grande densité que celle de l'eau de mer. D'autres risques pour l'environnement sont ceux associés aux déversements d'hydrocarbures (Bonton et al., 2014; GENIVAR, 2013). Des petits déversements (Figure 3.10) surviennent fréquemment au cours du cycle de vie qui peut s'étendre sur vingt à trente ans. Les impacts négatifs d'un déversement sont fonction de l'ampleur du déversement, des conditions météorologiques qui vont influencer le comportement de la nappe de pétrole, et de la présence ou non de la glace (GENIVAR, 2013). Les glaces flottantes et les icebergs constituent des risques importants pour la sécurité des plateformes en régions nordiques et également dans le golfe du Saint-Laurent en hiver. Enfin, un des plus grands risques est celui d'un déversement massif d'hydrocarbures qui pourrait être relié à la rupture du puits (p. ex. l'accident du puits Macondo dans le golfe du Mexique) ou d'un pipeline.

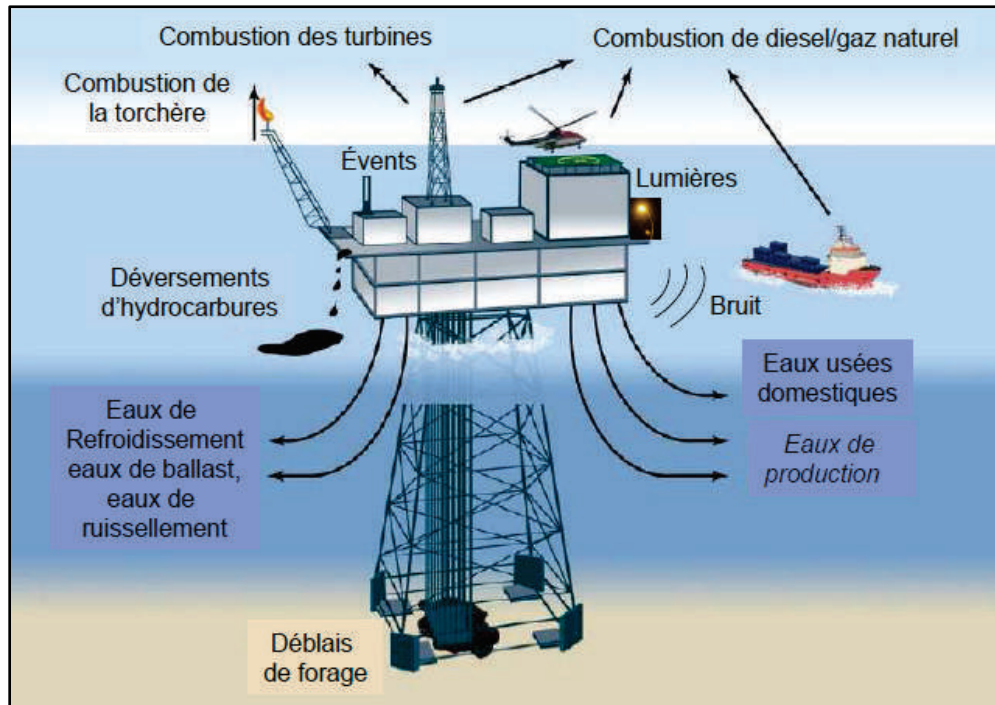


Figure 16 – Principaux rejets de l'activité d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin (tiré de Bonton et al., 2014; basé sur OSPAR Commission, 2009).

3.3.3. Mesures de mitigation

Les effets négatifs recensés sont ponctuels et les effets négatifs apparaissent gérables (normes de rejet en milieu aquatique, durée ou temps de certaines activités, zone de sécurité, modes de disposition des résidus, intensités lumineuses) (GENIVAR, 2013). Il faut en premier lieu utiliser la meilleure technologie disponible pour réduire les émissions de gaz et de bruit dans l'atmosphère. De manière générale, les meilleures pratiques existantes permettent de gérer les émissions de gaz, la disposition des eaux de production et des résidus de forage (Bonton et al., 2014). Plusieurs mesures existent pour gérer les effets indésirables (GENIVAR, 2013, p. S32).

Tant qu'aux déversements, ils sont encadrés par la *Loi sur la marine marchande du Canada* (LMMC). Les navires pétroliers et les installations d'approvisionnement doivent posséder un plan d'urgence en cas de déversements d'hydrocarbures. Ce plan doit être signé par un organisme accrédité par Transports Canada (GENIVAR, 2103). Toutefois, les plateformes ne sont pas soumises à la LMCC, ce qui devrait être corrigé dans un avenir prochain.

Des mesures de gestion du risque doivent être mises en place pour réduire la probabilité d'éruption d'un puits et le risque d'un déversement majeur de pétrole en milieu marin. L'*Office national de l'énergie du Canada* (ONÉ, 2011) a suggéré dans sa nouvelle réglementation pour l'Arctique canadien de prévoir le forage d'un puits de secours (Figure 17) tout comme celui qui a permis d'obturer le puits Macondo après l'accident survenu à la plateforme *Deepwater Horizon* dans le golfe du Mexique en 2010. Les nouveaux plans d'urgence voudraient exiger à la compagnie exploitante de démontrer qu'elle a la capacité de forer rapidement un puits de secours pour contrôler une fuite d'hydrocarbures.

Les modèles de transport des contaminants en surface pourraient aider à prévoir le comportement

des nappes de pétrole après un déversement accidentel. Un premier modèle pour le golfe du Saint-Laurent a été élaboré pour simuler un déversement dans la région immédiate du prospect d'Old Harry à la frontière des eaux du Québec et de Terre-Neuve (Bourgault et al., 2014).

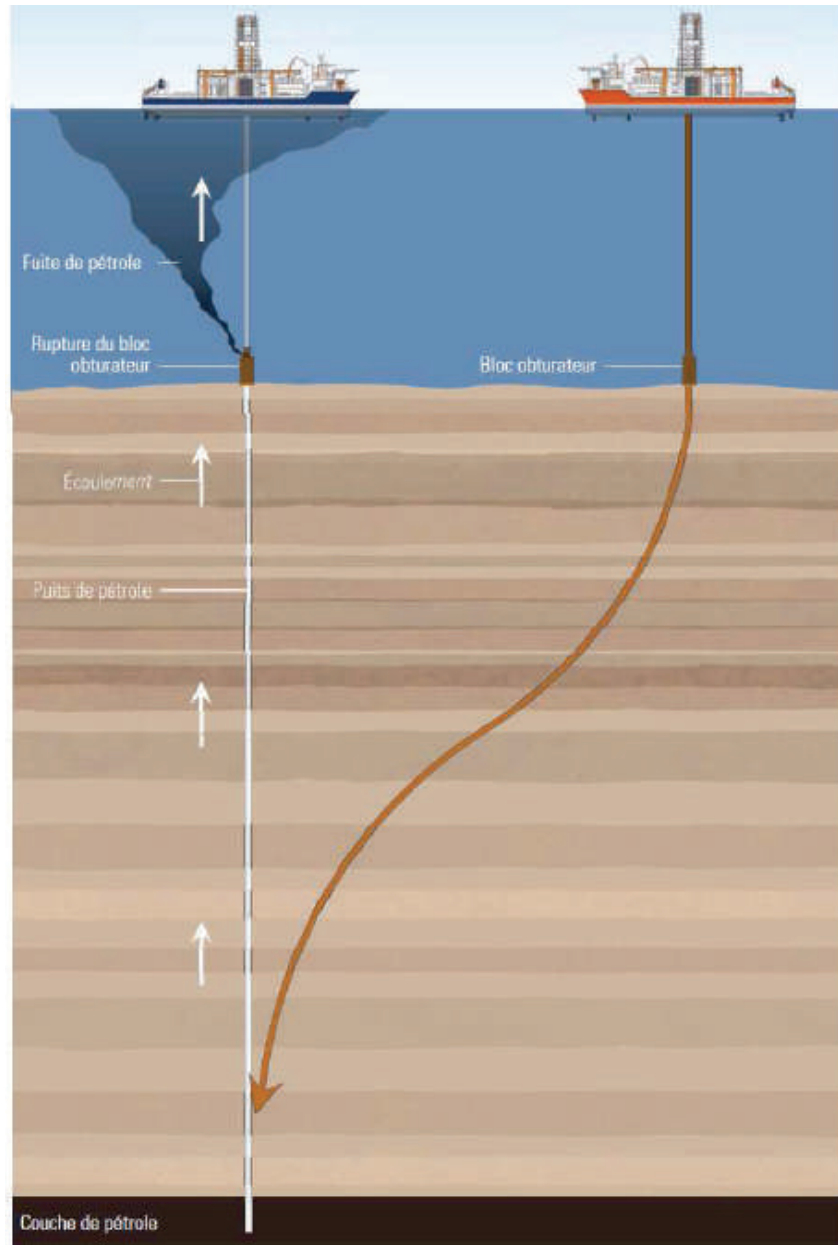


Figure 17 – Illustration de la construction d'un puits de secours pour contrôler un puits en perte de contrôle en milieu marin (tiré de l'ONÉ, 2011).

4. L'évolution des techniques pour l'exploration des ressources non conventionnelles

4.1. Définition de ressources non conventionnelles

La *Society of Petroleum Engineers* (SPE), la *Society of Petroleum Evaluation Engineers* (SPEE), l'*American Association of Petroleum Geologists* (AAPG) ainsi que le *World Petroleum Congress* (WPC) ont publié conjointement la définition suivante du terme « ressources non conventionnelles » : accumulations d'hydrocarbures étalées sur de grandes étendues dans des unités très peu perméables et qui ne sont pas affectées par des effets hydrodynamiques standards (SPE, 2007). Ainsi, ce type de gisement est dit non conventionnel puisqu'il faut modifier le milieu pour en extraire la ressource. Ces ressources comprennent notamment le méthane associé à des lits de charbon (en anglais, *coalbed methane*), les grès peu perméables (en anglais, *tight sand*), les sables bitumineux, les hydrates de gaz, ainsi que les shales pétrolifères et gazéifères (gaz de shale ou gaz de schiste) (Figure 18).

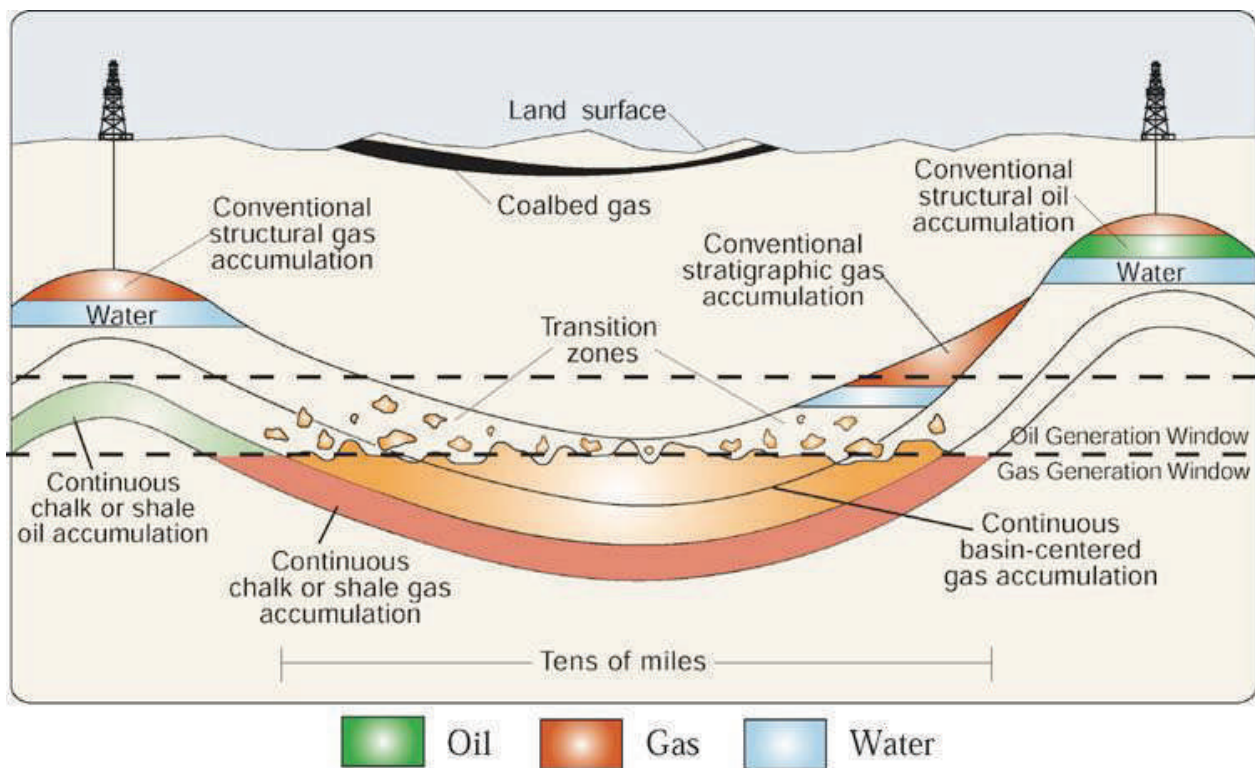


Figure 18 – Représentation schématique des différents types de ressources non conventionnelles (modifié de Schenk et Pollastro, 2001).

Tel que défini à la section 2 *Les étapes d'exploration des hydrocarbures en milieu terrestre et les techniques utilisées*, la recherche d'hydrocarbures de type conventionnel se base sur l'identification de la relation entre :

- la roche-mère,
- la roche-réservoir,
- la roche-couverture,

- les pièges,
- la migration des hydrocarbures.

À l'inverse, l'étude des ressources non conventionnelles porte plutôt une attention particulière sur l'existence d'une accumulation continue d'hydrocarbures, où l'accent est mis sur l'évaluation de caractéristiques lithologiques, telles que :

- sa composition minéralogique,
- sa capacité à se fracturer,
- son contenu en hydrocarbures.

4.2. Les ressources non conventionnelles au Québec

Depuis les premiers jours de l'exploration des hydrocarbures dans le sud du Québec, le Shale d'Utica (Figure 19) est considéré être une excellente roche-mère dans un contexte d'exploration conventionnelle d'hydrocarbures (Lavoie et al., 2009; Dietrich et al., 2011). Cependant, ce n'est qu'au milieu des années 2000 que le potentiel en ressources non conventionnelles a commencé à être reconnu, avec une série initiale de forages et d'essais dans le Shale d'Utica en 2006 (Lavoie et al., 2008). Ainsi, le Shale d'Utica au Québec constitue aujourd'hui une ressource non conventionnelle de type shale gazéifère. Les shales gazéifères les plus connus présentement exploités aux États-Unis (Figure 19) sont ceux de Barnett, de Haynesville, de Fayetteville et de Marcellus. Au Canada, mis à part les Basses-Terres du Saint-Laurent, les travaux d'exploration se concentrent principalement dans le nord-est de la Colombie-Britannique (shales de Montney et de Horn River) et, à un degré moindre, dans les Maritimes (shales de Horton Bluff).

La Formation de Macasty (Figure 19), qui est une unité géologique équivalente au Shale d'Utica, est également considérée comme une ressource non conventionnelle prospective (Lavoie et al., 2009) et fait aujourd'hui l'objet d'une évaluation pour son potentiel en pétrole et gaz de shale sur l'île d'Anticosti. En effet, un forage réalisé en 2010 a fait l'objet d'un programme d'échantillonnage et d'analyse dans le but de mettre en évidence le potentiel en hydrocarbures des shales de la Formation de Macasty. Une campagne de sondages stratigraphiques devrait continuer jusqu'en 2015, au terme de laquelle un projet pilote pourrait être développé dans le cadre de l'ÉES à l'île Anticosti pour tester la faisabilité technologique de l'extraction des hydrocarbures à partir de la Formation de Macasty (Gouvernement du Québec, 2014).

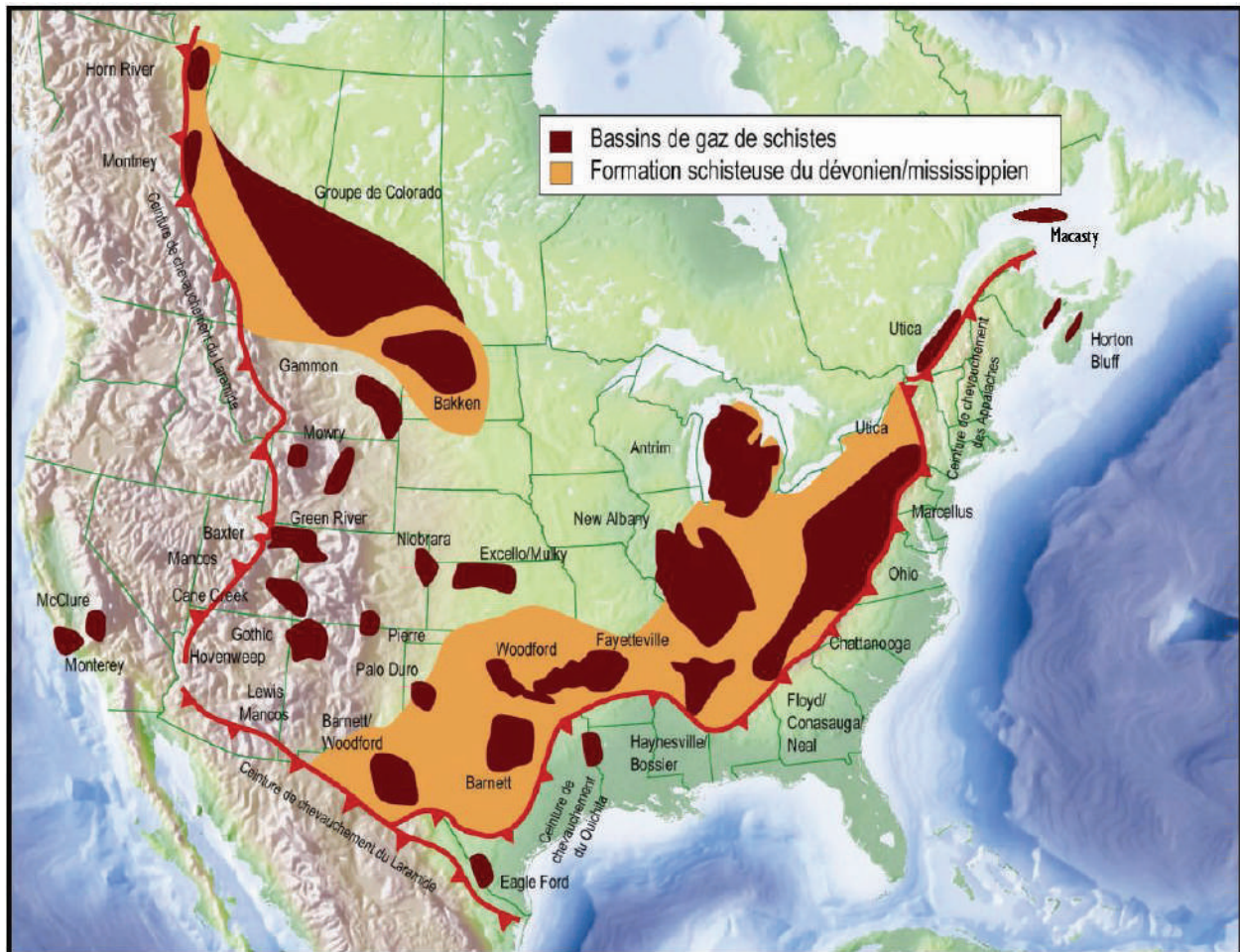


Figure 19 – Carte des bassins de shales gazéifères de l'Amérique du Nord (modifié de l'ONÉ, 2009).

4.3. Historique des ressources non conventionnelles et évolution des techniques d'exploitation

Au cours de la dernière décennie, l'exploitation de la ressource non conventionnelle des shales gazéifères a connu un essor considérable aux États-Unis (*shale gas* sur la Figure 20). Un certain nombre de facteurs ont convergé pour rendre rentable l'exploitation en grandes quantités de cette ressource à partir des années 2000, mais l'élément le plus important a été l'innovation technologique, qui a toutefois pris un certain temps à se développer.

Les principales innovations technologiques ont d'abord été le fruit d'une série de politiques et de programmes de recherche et développement créés par le gouvernement américain à la fin des années 1970, qui visaient à promouvoir et développer le gaz naturel non conventionnel (principalement le méthane associé à des lits de charbon, ainsi que les grès peu perméables) en réponse à la grave pénurie de gaz naturel de l'époque. C'est dans ce contexte qu'a été fondé en 1977 le *Department of Energy* (DOE) afin de regrouper en un seul organisme les responsabilités liées aux politiques énergétiques (NETL, 2007).

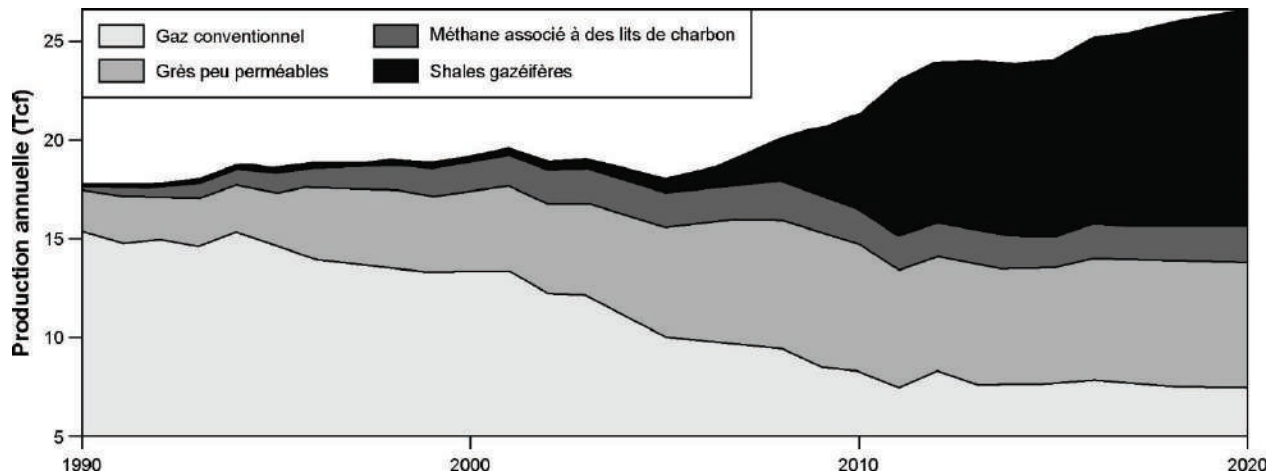


Figure 20 – Production annuelle projetée de gaz naturel, par type, aux États-Unis de 1990 à 2020 (adapté de Wang et Krupnick, 2013).

La crise du pétrole de 1979 a également conduit à l'adoption de la *Crude Oil Windfall Profit Tax Act* en 1980, qui a permis de fournir des crédits d'impôt pour la production de ressources non conventionnelles, dont le gaz naturel à partir des shales (Kuuskraa et al., 1978). C'est ainsi que fut créée l'*Eastern Gas Shales Program* de 1978 à 1992 pour mettre sur pied de meilleures techniques de récupération du gaz naturel dans les shales (NETL, 2007). Le terme *Eastern Gas Shales* faisait référence aux shales d'âge dévonien de l'Est américain, englobant les bassins des Appalaches, du Michigan et de l'Illinois (Figure 21). Ces shales sont peu profonds, donc facilement accessibles, et ont été exploités commercialement depuis les années 1920, mais demeuraient une source mineure de production de gaz naturel aux États-Unis avant l'adoption du programme.

Le développement récent de l'industrie des shales gazéifères en Amérique du Nord découle de l'application de deux technologies combinées, soit le forage horizontal et la fracturation hydraulique à haut volume, lesquelles permettent une extraction économiquement rentable des hydrocarbures présents dans des roches sédimentaires peu perméables et peu poreuses (Figure 22). Ces deux technologies sont parmi les innovations technologiques les plus importantes de l'*Eastern Gas Shales Program*.

Toutefois, la mise au point conjointe du forage horizontal et de la fracturation hydraulique n'a eu lieu qu'en 1993 par la compagnie Mitchell Energy, au Texas. Lors de ses premières années de développement du Shale de Barnett (Figure 19) dans les années 1980, la compagnie interprétait cette ressource non conventionnelle comme un analogue des shales dévoniens. Ainsi, l'*Eastern Gas Shales Program* a probablement joué un rôle important dans la motivation de Mitchell Energy d'initier le développement du Shale de Barnett.

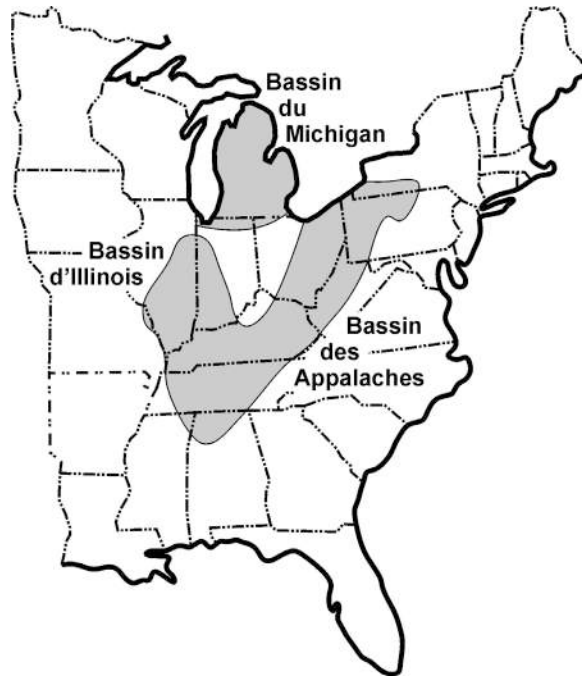


Figure 21 – Carte de l'étendue des *Eastern Gas Shales* (modifié de NETL, 2007).

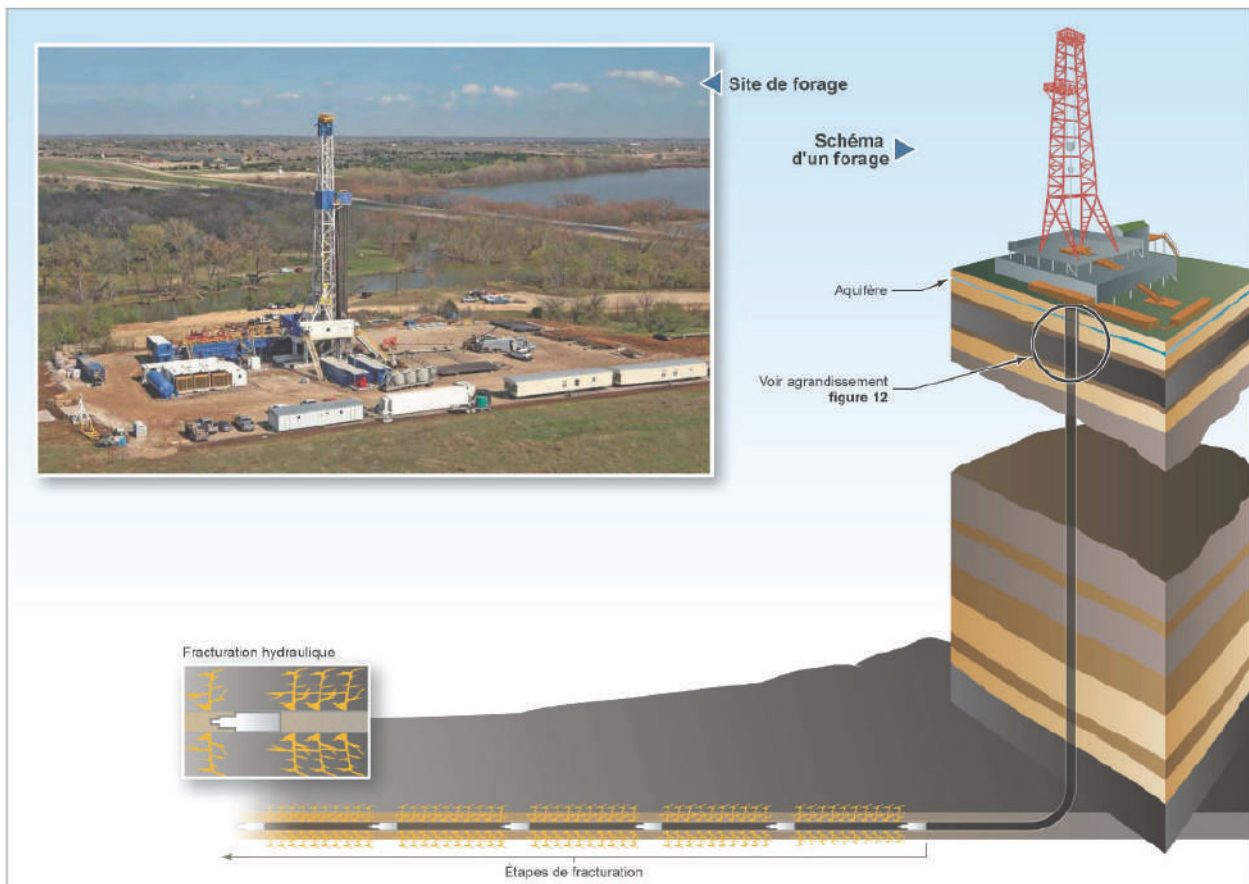


Figure 22 – Exemple de forage horizontal et de fracturation (tiré du BAPE, 2011). Reproduit avec la permission de l'APGQ.

Quelques applications pratiques de forages horizontaux ont eu lieu jusqu'au début des années 1980, suite à deux avancées technologiques : les moteurs de fond de trou et la télémétrie au fond de trou (EIA, 1993). Les moteurs de fond de trou fournissaient la puissance supplémentaire à l'outil de forage, augmentant ainsi le taux de pénétration, alors que la télémétrie permettait le transfert des informations de fond de trou à la surface pendant le forage. C'est ainsi que la compagnie Elf Aquitaine réalisa quatre forages horizontaux de 1980 à 1983 dans la mer Adriatique, en Italie. Encouragé par ces premiers succès, le forage horizontal atteint sa viabilité commerciale à la fin des années 1980. Toutefois, en 1990, plus de 99 pour cent des puits horizontaux forés aux États-Unis demeuraient strictement pour le pétrole conventionnel, alors que la viabilité commerciale des puits horizontaux pour la production de gaz naturel non conventionnel n'avait encore pas été bien démontrée.

Les puits verticaux et horizontaux sont construits de la même façon (voir la section 2.4 *Le forage pétrolier*). La différence est, qu'à partir de la profondeur voulue, le puits initialement vertical est progressivement dévié jusqu'à atteindre une trajectoire horizontale. La section horizontale peut ainsi dépasser 2 km. Les forages horizontaux comportent de nombreux avantages. Sur le plan technique, la partie horizontale optimise la récupération des hydrocarbures car elle permet d'être en contact avec l'intervalle producteur en hydrocarbures sur une surface beaucoup plus grande par rapport à un de forage strictement vertical (Figure 23). Sur le plan environnemental, les puits horizontaux limitent ainsi de façon très importante le nombre de plateformes de forage à construire.

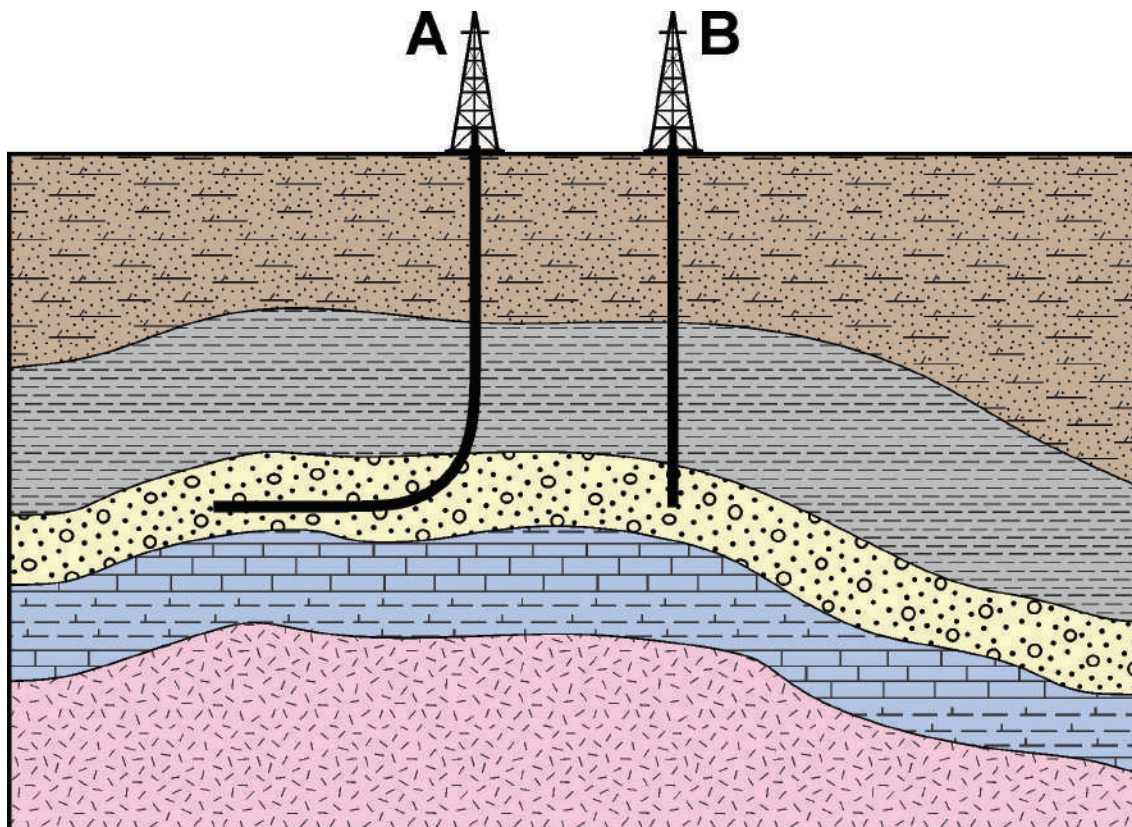


Figure 23 – Le forage horizontal (A) possède une longueur de contact avec la formation productrice (en orange) plus grande que le puits vertical (B) (adapté de EIA, 1993).

Les shales doivent être fracturés afin d'en extraire des quantités économiques d'hydrocarbures parce que leur perméabilité est beaucoup trop faible pour être exploités de manière conventionnelle. C'est ainsi que la technique de la fracturation hydraulique à haut volume (voir la section 2.5 *La fracturation hydraulique*) a été inventé en injectant, sous forte pression, un fluide afin de fracturer le shale et ainsi libérer les hydrocarbures. Le fluide de fracturation utilisé est propre à chaque opérateur et diffère d'une formation de shale à l'autre, en fonction, entre autres :

- du gradient de pression,
- de sa capacité à se fracturer (coefficient de Poisson et module de Young),
- de son contenu en argile et de sa minéralogie,
- des contraintes horizontales, et
- du ratio gaz/pétrole (en anglais, *gas to oil ratio* ou GOR).

Dans les années 1980, le *Eastern Gas Shales Program* faisait la promotion de la technologie dite de « mousse » (en anglais, *foam fracture*) comme fluide de fracturation, alors qu'auparavant c'était plutôt des explosifs qui étaient utilisés dans les puits pour fracturer la roche. Aujourd'hui, le fluide de fracturation le plus communément utilisé par l'industrie est l'eau fluidisée (en anglais, *slickwater* ou SW), qui consiste à ajouter des additifs à de l'eau afin d'en réduire sa viscosité et le rendre ainsi plus fluide. Il est à noter que ces additifs représentent environ 0,5% de la solution (Figure 24). Un agent de soutènement (en anglais, *proppant*), la plupart du temps des grains de sable, est aussi ajouté à la solution afin de conserver les fractures ouvertes lors de l'exploitation.

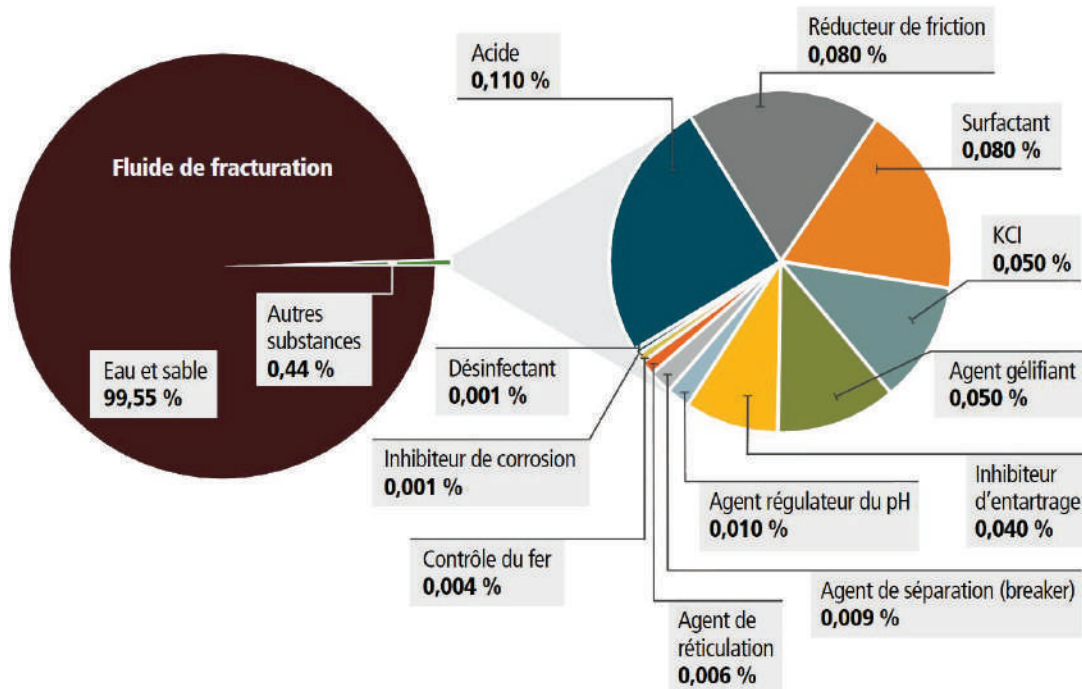


Figure 24 – Le rapport des différents composants d'une eau fluidisée typique. L'eau et l'agent de soutènement (sable) constituent la majorité du fluide, dont le reste consiste en une variété d'additifs chimiques (tiré de CCA, 2014; modifié d'Arthur et al. 2008).

En Amérique du Nord, la fracturation hydraulique est utilisée pour stimuler les puits de production d'hydrocarbures conventionnels, principalement verticaux, depuis plus de 60 ans, ainsi que des unités de grès peu poreux (Agarwal et al., 1979). Toutefois, dans le cas des puits horizontaux, le processus de stimulation nécessite de plus grandes quantités d'eau, de sable et de produits chimiques pour un puits donné, et ce mélange doit être injecté à des taux et des pressions plus élevés, ainsi un plus grand volume de roche est impliqué comparé aux réservoirs conventionnels. Par conséquent, un équipement plus puissant est nécessaire sur place, ce qui occasionne un trafic de camions accru pour le transport d'eau et de sable comme agent de soutènement. Grâce à la technologie du forage horizontal, ces activités peuvent toutefois se dérouler à plusieurs reprises, jusqu'à 12 au même endroit, au lieu de prendre place sur différents sites comme il serait le cas pour des forages strictement verticaux (Figure 25). Cette évolution a essentiellement été alimentée par des considérations économiques dus aux coûts élevés associés à la démobilisation et le déplacement d'un appareil de forage d'un site à un autre (EIA, 2012). De plus, puisque plusieurs forages horizontaux peuvent être réalisés à partir d'une plateforme multi-puits (en anglais, *multi-well pad*), l'empreinte en surface est ainsi considérablement diminuée (Ladlee et Jacquet, 2011; Manda et al., 2014).

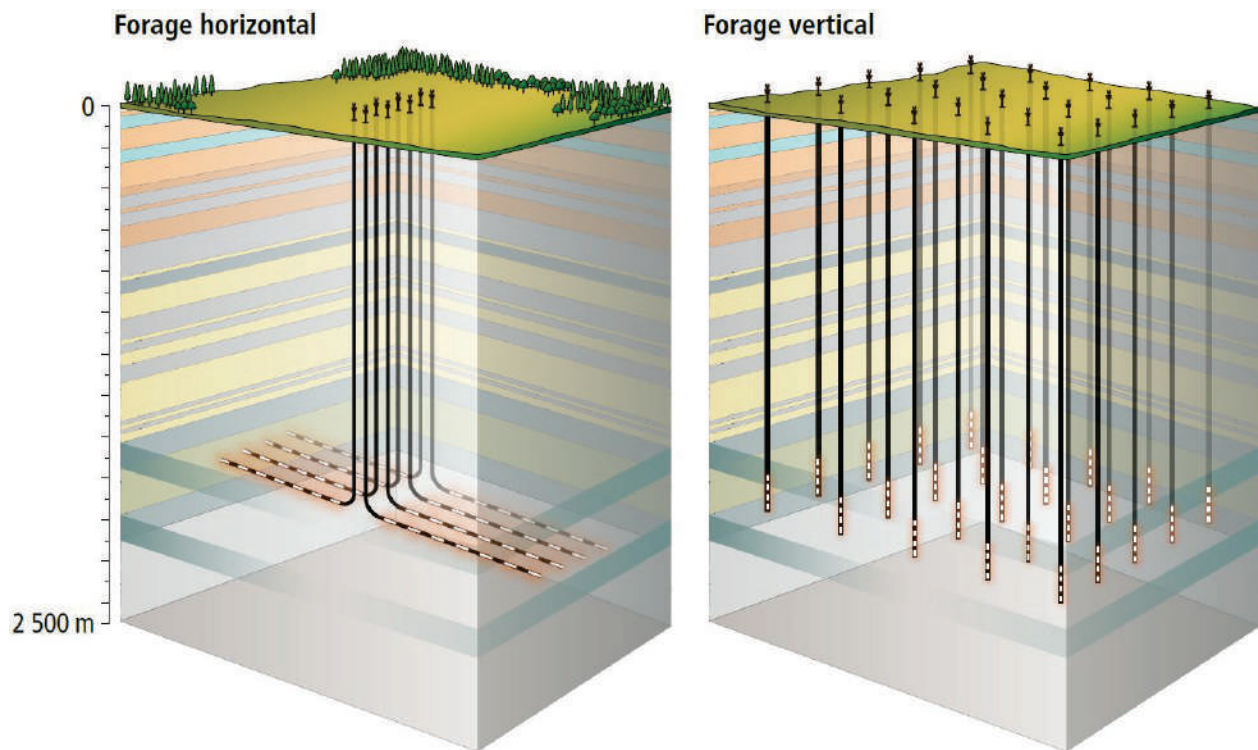


Figure 25 – Représentation schématique d'une plateforme multi-puits comparée à l'utilisation stricte de puits verticaux (tiré de CCA, 2014; modifié de l'AER, 2013b). Reproduit avec la permission de l'AER.

5. Le bilan des risques de migration et de sismicité

5.1. L'ensemble des risques environnementaux

Les types de risques environnementaux reliés aux opérations d'exploration et de production des hydrocarbures sont assez semblables pour les ressources conventionnelles et les ressources non conventionnelles. Toutefois, les risques reliés à l'exploitation des ressources non conventionnelles semblent plus importants à cause de l'échelle et de l'intensité de ces opérations et dû au fait que cette exploitation requiert généralement l'utilisation de la fracturation hydraulique. Dans cette section, nous allons donc discuter de façon générale de ces risques environnementaux, en mettant l'emphase sur les ressources non conventionnelles.

De façon très large, Small et al. (2014) identifient les composantes du système technologique et social relié au développement des ressources en gaz de shale (Figure 26) :

- 1) l'industrie pétrolière et gazière,
- 2) la technologie,
- 3) les institutions impliquées dans la gouvernance, et
- 4) les différents types risques.

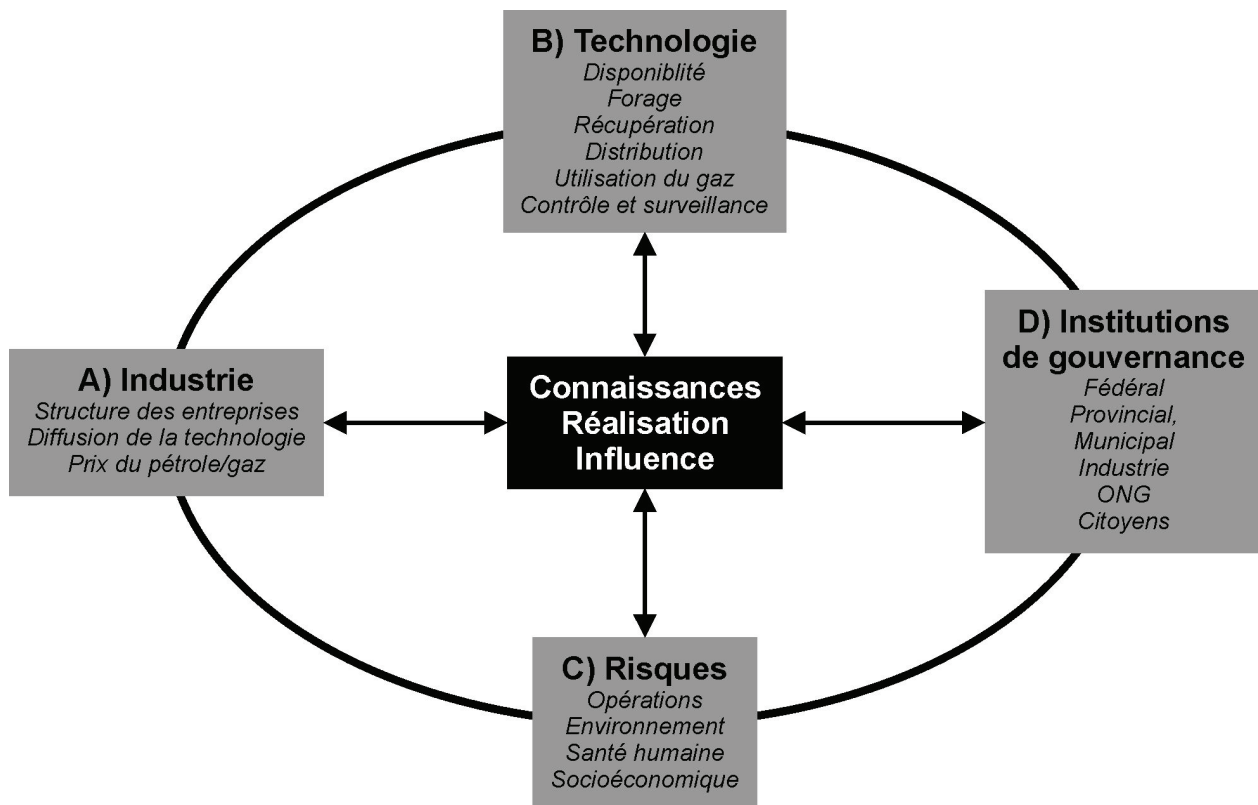


Figure 26 – Éléments du système technologique et social relié au développement des gaz de shale (adapté de Small et al., 2014).

Ces composantes interagissent pour conduire à un niveau de connaissance sur les ressources et

leur développement, à la mise en œuvre de mesures et à de l'influence sur la façon dont les composantes se développent et interagissent. Les risques liés au développement de la ressource sont classés aux niveaux :

- opérationnel (fuites de fluides, émissions de contaminants, sismicité),
- environnemental,
- de la santé humaine, et
- socioéconomique.

Nous nous intéressons particulièrement dans ce chapitre aux liens entre les risques opérationnels et leurs effets sur l'environnement. La Figure 27 résume les facteurs de risque liés au développement des gaz de shale à grande échelle (Zoback et Arent, 2014). Ce développement entraîne des problématiques liées :

- aux communautés,
- à l'atmosphère (Moore et al., 2014),
- au territoire, et
- à l'eau (Moore et al., 2014; Vengosh et al., 2014).

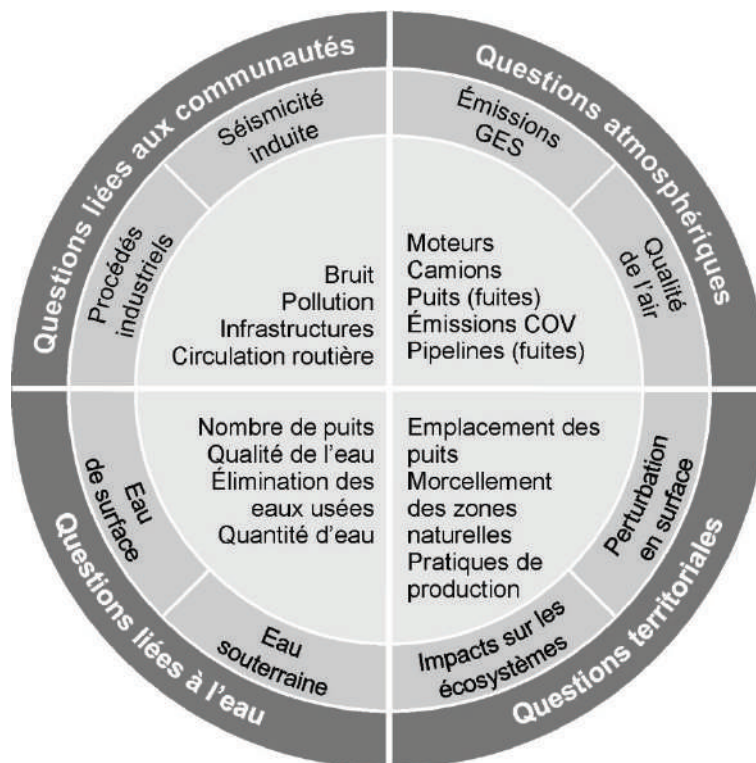


Figure 27 – Facteurs de risque liés au développement des gaz de shale à grande échelle (adapté de Zoback et Arent, 2014).

Des problématiques semblables sont résumées au Tableau 4 qui fait la liste des problématiques identifiées par les organismes de réglementation par rapport aux gaz de shale, en les classant

selon que ces problématiques soient reliées à la surface ou à la sous-surface (Bachu et Valencia, 2014). Bachu et Valencia (2014) soulignent que le transfert et le stockage de l'eau d'injection et de production représentent le principal risque de contamination de l'eau souterraine, une opinion aussi émise par d'autres auteurs (MIT, 2011, tableau 2.3; King et King, 2013). Le changement des pratiques reliées à des contraintes réglementaires plus strictes ont cependant diminué l'occurrence de ce mécanisme de contamination (King et King, 2013). Ainsi, des experts américains provenant de différents milieux ont plutôt identifié l'intégrité des puits comme étant le mécanisme le plus important par rapport à la contamination de l'eau souterraine (Krupnick et al., 2013).

Tableau 4 – Problématiques identifiées par les organismes de réglementation par rapport aux gaz de shale (modifié et traduit de Bachu et Valencia, 2014). Les problématiques les plus importantes ont été soulignées.

| | |
|---------------------------------------|--|
| Problématiques de surface | <ul style="list-style-type: none"> – Accès aux terres – Circulation et bruit – Ressources en eau – Transfert et stockage de l'eau d'injection et de production (principale source de contamination de l'eau souterraine) |
| Problématiques de sous-surface | <ul style="list-style-type: none"> – Intégrité et isolation des zones des puits d'injection – Micro-sismicité induite – Propagation des fractures – Contamination d'autres ressources, incluant l'eau souterraine, par les fluides de fracturation ou le méthane – Communication entre un puits d'injection et un puits pétrolier adjacent, induisant soit la production de fluides de fracturation ou la perte d'intégrité du puits adjacent |

Le

Tableau 5 fait quant à lui le lien entre les activités reliées à l'exploration et à la production des hydrocarbures et les milieux qui peuvent subir un impact (d'après Krupnick, 2013). Ce tableau a été établi sur la base d'opinions d'experts provenant du milieu académique, d'organismes gouvernementaux, d'organismes non gouvernementaux et de l'industrie pétrolière et gazière. Les grandes enquêtes publiques au Québec et au Canada ont aussi identifié des impacts similaires de l'exploitation des gaz de shale (BAPE, 2011; CÉES, 2014; CCA, 2014): utilisation d'eau; gestion et traitement des fluides de forage et de fracturation en surface; résidus solides ou liquides radioactifs; nuisances (bruit, circulation, lumière, etc.); émissions atmosphériques / qualité de l'air; accidents en cours d'opérations (fuites, déversements, feux, explosions...); fuites de fluides en profondeur à travers les coffrages et la cimentation. La présente section se concentre toutefois sur les risques environnementaux reliés à la sous-surface, particulièrement les eaux souterraines.

Tableau 5 – Liens entre les stress environnementaux reliés aux activités d'exploration et de production des hydrocarbures et les milieux impactés (traduit et édité de Krupnick, 2013).

| Activités | Stress environnementaux | Milieu impacté |
|--|---|-----------------------------------|
| <i>Préparation du site</i> – Déboisement et construction d'infrastructures | – Ruissellement des fortes pluies | Eau de surface |
| | – Fragmentation des habitats | Perturbation de l'habitat |
| <i>Forage</i> – Ventilation du méthane | – Méthane | Qualité de l'air |
| – Coffrage et cimentation | – Méthane | Eau souterraine |
| – Défauts des coffrages – Défauts de la cimentation | – Méthane – Fluides de forage et retailles (<i>cuttings</i>) – Fluides de fracturation – Fluides de production | Eau souterraine |
| <i>Fracturation et complétion</i> – Utilisation d'eau | – Prélèvement d'eau | Eau de surface Eau souterraine |
| – Stockage des fluides de fracturation | – Fluides de fracturation | Eau de surface |
| – Ventilation du méthane | – Méthane | Qualité de l'air |
| <i>Stockage et disposition de fluides de fracturation et de production</i> – Bassin d'entreposage | – Eaux de production | Eau de surface Eau souterraine |
| | – Eaux de fracturation | Eau de surface |
| – Traitement municipal | – Eaux de production | Eau de surface |
| – Traitement industriel | – Eaux de production | Eau de surface |

Plus spécifiquement au niveau de la sous-surface, les mécanismes potentiels de contamination des eaux souterraines identifiés par les organismes québécois et internationaux (BAPE, 2011; EPA, 2012; Kissinger et al., 2013 et Lange et al., 2013; Jackson et al., 2013a; CCA, 2014) sont les suivants (Figure 28) :

- 1) déversements en surface

- 2) fuites de fluides le long de puits pétroliers, et
- 3) voies de migration préférentielle des fluides à partir de la profondeur jusqu'aux aquifères superficiels, via des voies naturelles (zones de fractures ou failles) ou des puits en opération ou hors service.

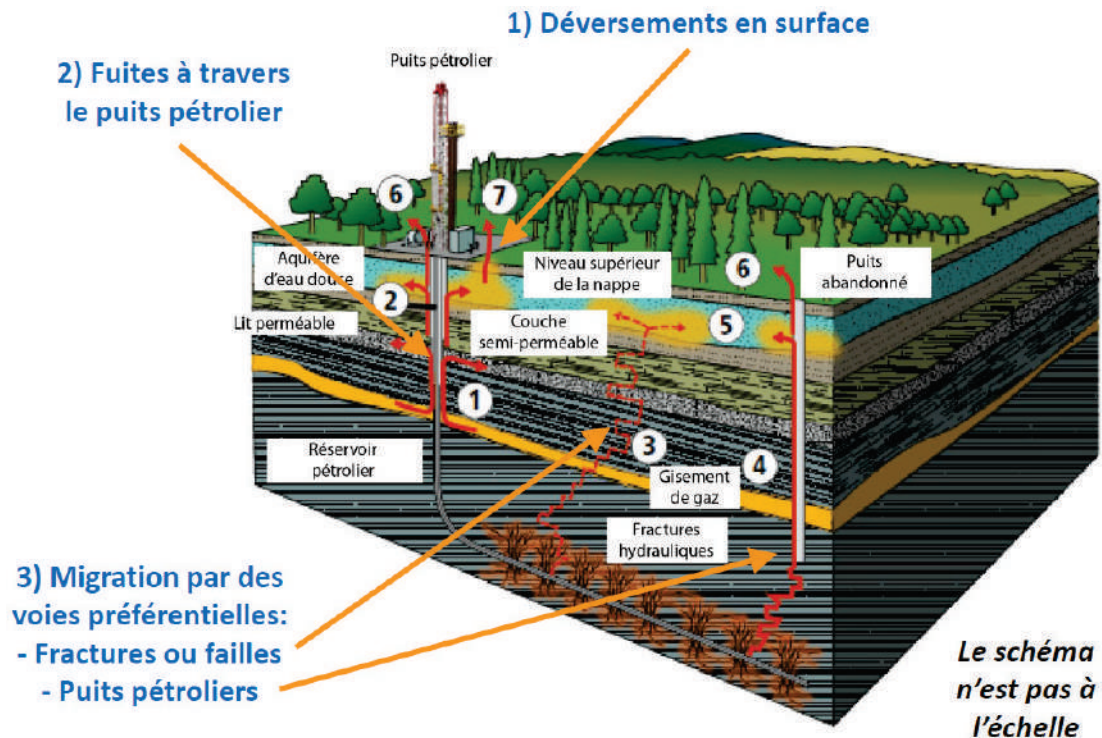


Figure 28 – Mécanismes pouvant affecter la qualité de l'eau souterraine à partir des opérations de forage ou de production d'hydrocarbures (modifié de CCA, 2014).

Les déversements en surface peuvent être causés par les opérations de transport, transfert et entreposage des fluides et solides impliqués dans les forages pétroliers et gaziers. Ces risques peuvent être limités par des pratiques rigoureuses, l'utilisation de réservoirs hors terre pour l'entreposage des liquides et la mise en place d'infrastructures limitant la migration de liquides en cas de déversements, telles que des bermes en bordure des sites de forage ou des réservoirs ainsi que la mise en place d'une membrane sous le remblais mis en place au site de forage (Raynauld et al., 2014).

Des ouvertures dans le coffrage des puits pétroliers et des imperfections dans le ciment peuvent permettre la migration de fluides, surtout de méthane, le long ou à l'extérieur du coffrage. Dussault et Jackson (2014) soulignent que la mise en place d'un ciment assurant un scellement adéquat des coffrages des puits pétrolier demeure un défi technologique. Il est donc primordial que des vérifications soient faites de la qualité de la cimentation d'un puits et qu'un suivi soit fait des pressions et des possibles émanations de méthane pour vérifier si le ciment assure une protection à long terme. Si des déficiences du scellement sont notées, des mesures correctrices doivent être prises, mais ces mesures ne présentent pas de garanties de succès. Ces questions sont directement sous la responsabilité du MERN et elles sont traitées plus en détails à la section 5.2.1 *Intégrité des forages pétroliers et gaziers*.

La migration des fluides à partir des réservoirs conventionnels ou des shales exploités par fracturation hydraulique exige la présence de voies préférentielles de migration car une migration significative de fluides est très peu probable à travers l'ensemble de la colonne stratigraphique au-dessus d'une unité géologique située à une grande profondeur (Flewelling et Sharma, 2014). Zoback et Arent (2014) mentionnent aussi que la migration de méthane à partir d'un shale exploité pour le gaz ne peut se produire parce que :

- 1) l'exploitation du gaz de shale se fait typiquement aux États-Unis à une grande profondeur (entre 2000 et 3000 m), alors que l'extension des fractures causés par la fracturation hydraulique est généralement limitée à 600 m (Flewelling et al., 2013) et qu'ainsi les événements microsismiques associés à la fracturation sont généralement à plus de 1000 m de distance des aquifères selon Fisher et Warpinski (2011), et
- 2) parce que la production du gaz réduit la pression dans le shale. La profondeur à laquelle la fracturation hydraulique peut être faite sans risque pour les aquifères sus-jacents n'est pas définie précisément et elle dépendrait des conditions locales.

Pour que les fluides migrent de la profondeur jusqu'aux aquifères, il faut donc des voies préférentielles de migration. Ces voies de migration préférentielle peuvent être naturelles et constituées de réseaux de fractures ou des failles perméables (CCA, 2014; Dussault et Jackson, 2014). Ces cheminements préférentiels peuvent aussi se produire à travers des anciens puits pétroliers hors service dont le coffrage et la cimentation pourraient présenter des défauts (CCA, 2014; Dussault et Jackson, 2014). La mitigation du risque relié à ces cheminements préférentiels implique de reconnaître leur présence et de réaliser les opérations pouvant contribuer à la migration de fluides à des distances sécuritaires de ces cheminements préférentiels. Ces questions sont discutées plus en détail à la section 5.2.2 *Risques reliés à l'intégrité des forages pétroliers et gaziers*.

Les incidences d'éventuelles contaminations par les opérations pétrolières et gazières dépendent de multiples facteurs, notamment des conditions rencontrées à l'échelle d'un bassin sédimentaire (Lange et al., 2013; Kissinger et al., 2013) ou à l'échelle locale au site de forage pétrolier (Raynauld et al., 2014). La vulnérabilité de l'aquifère va déterminer si une émission de contaminants à la surface va effectivement atteindre l'eau souterraine. La nature de l'aquifère va lui-même contrôler la migration de la contamination et la nature de la zone source créée par l'émission de contaminants. La nature de la contamination elle-même va aussi avoir des implications importantes; la contamination reliée à des composés dissous dans l'eau étant généralement plus facile à contrôler et réhabiliter qu'une contamination reliée à l'émission d'hydrocarbures qui peut créer une zone source persistante et difficile à décontaminer. La reconnaissance de l'occurrence d'une contamination est grandement facilitée par la connaissance de la géochimie de l'eau souterraine avant le début des opérations pétrolières (Jackson et Heagle, soumis). Ainsi, des émissions se produisant en profondeur peuvent ne pas être apparentes en surface. L'eau souterraine peut aussi contenir naturellement des composés similaires à ceux pouvant être émis par les opérations pétrolières, notamment le méthane. La caractérisation de la géochimie de l'eau souterraine au site pétrolier et dans les puits résidentiels telle que prescrite par le *Règlement sur le prélèvement de l'eau et sa protection* (RPEP) (MDDELCC, 2014a) est donc essentielle pour être en mesure de déterminer sans ambiguïté si une contamination a effectivement eu lieu. Ces questions sont discutées plus en détail à la section 5.2.3 *Reconnaissance des fuites et de leurs effets*.

Suite à cette introduction, on constate qu'un certain consensus commence à se dégager selon lequel les plus importants risques de contamination des eaux souterraines sont reliés essentiellement aux activités de surface et aux problèmes d'intégrité des puits, notamment en ce qui concerne l'intégrité de la cimentation et du coffrage des puits pétroliers et gaziers. Alors que le RPEP (MDDELCC, 2014a) et les lignes directrices sur l'exploration gazière et pétrolière (MDDELCC, 2014b) permettent, entre autre, de réduire les risques reliés aux activités de surface, la réglementation sous la responsabilité du MERN concernant les puits pétroliers et gaziers doit être mise à jour à la lumière des travaux réalisés dans le cadre des Études environnementales stratégiques présentement en voie de réalisation. Ce chapitre se concentre donc sur les impacts potentiels des opérations pétrolières et gazières en sous-surface, particulièrement aux niveaux des incidences de la migration des fluides à partir des forages pétroliers et gaziers et de la sismicité induite pouvant découler de la fracturation hydraulique ou de l'injection d'effluents liquides dans les formations géologiques profondes. Ces effluents sont des eaux usées en général, soit des eaux de reflux de la fracturation et des eaux de formation ou de production.

5.2. Migration des fluides à partir des forages pétroliers et gaziers

Aux États-Unis, des experts provenant des milieux académiques, d'organismes non gouvernementaux, d'agences gouvernementales et de l'industrie pétrolière ont été consultés par rapport à la source la plus probable de risques environnementaux reliés aux opérations de l'industrie pétrolières et gazière (Krupnick et al., 2013). Ces experts ont unanimement identifié la mauvaise intégrité des puits pétroliers et gaziers comme ayant le plus de potentiel de mener à la contamination des eaux souterraines. Des défauts dans la cimentation ou les coffrages des puits sont susceptibles de causer ces problèmes d'intégrité des puits. Ainsi, afin de minimiser l'impact environnemental du développement des gaz de shale, le *Secretary of Energy Advisory Board* (SEAB, 2011, p. 16) des États-Unis a recommandé que l'industrie « adopte les meilleures pratiques dans le développement et la construction des puits, particulièrement les coffrages, la cimentation et la gestion des pressions. Les tests de pression des coffrages cimentés et les diagraphies avancées d'évaluation de la cimentation (*state-of-the art cement bond logs*) devraient être utilisés pour confirmer l'isolement de la formation » (traduction libre). L'intégrité des puits est donc une question importante par rapport à l'impact environnemental des activités de l'industrie pétrolière et gazière. Cette section résume les questions reliées à la migration des fluides à partir des forages pétroliers et gaziers. La première partie résume la problématique de l'intégrité des puits alors que la deuxième section décrit les risques posés par une mauvaise intégrité des puits pendant la fracturation hydraulique et après la fermeture des puits. La troisième section explique comment reconnaître les problèmes d'intégrité des puits et donne les moyens utilisés pour faire le monitoring des fuites en têtes de puits ou ayant causé la dégradation de la qualité de l'eau souterraine.

5.2.1. Intégrité des forages pétroliers et gaziers

Le Tableau 6 résume les étapes de la vie des puits pétroliers et gaziers. Selon Dussault (2014), à toute ces étapes, l'intégrité des puits (en anglais, *well integrity*) implique l'établissement et le maintien du scellement que les séries de coffrages cimentés ont pour but d'établir en isolant les zones interceptées par le puits et en prévenant ainsi la circulation de fluides entre les zones et en confinant l'écoulement à l'intérieur du puits.

Tableau 6 – Étape de vie des puits pétroliers et gaziers et concepts reliés à l'intégrité des puits (d'après Dussault, 2014).

| Concept | Description |
|--|---|
| <p>Conception des puits (<i>Well design</i>)</p> | <p>Choix des caractéristiques des matériaux (diamètres et longueurs des coffrages, type de ciment) en fonction des conditions de forage anticipées ainsi que de l'usage (production ou injection), des fluides (huile, gaz, eau) et des conditions (température, pression, conditions chimiques) auxquels le puits sera soumis. La conception des puits évolue avec l'expérience de forage ou de production dans une région donnée.</p> |
| <p>Construction des puits (<i>Well construction</i>)</p> | <p>Une compagnie spécialisée est contractée pour forer le trou et installer le puits. Généralement, une foreuse rotative à boue est utilisée. La boue est injectée à l'intérieur des tiges de forage au bout de laquelle un trépan (<i>drill bit</i>) en rotation s'enfonce dans la roche. La boue nettoie les retailles (<i>cuttings</i>) de roches, refroidit le trépan, maintient les parois du forage et contrôle la pression des fluides dans les unités forées et empêche ainsi leur entrée dans le forage. Des coffrages (<i>casings</i>) concentriques de différents diamètres sont mis en place et cimentés à différents intervalles pour protéger le forage et isoler les intervalles forés.</p> |
| <p>Complétion des puits (<i>Well completion</i>)</p> | <p>Cette étape implique la perforation du coffrage et du ciment au niveau des unités visées par la production d'hydrocarbures à l'aide de petits projectiles contenant des charges explosives (<i>shaped charges</i>). Ces perforations vont permettre l'entrée de fluides dans le puits. Cette étape peut aussi impliquer la fracturation hydraulique ou d'autres techniques visant à nettoyer les perforations et à stimuler la production à partir de l'unité géologique contenant des hydrocarbures. Cette étape implique aussi la mise en place de tubages (<i>tubings</i>) de production et d'obturateurs (<i>packers</i>) pour isoler la zone de production de fluides et isoler les parois du coffrage du puits des fluides produits.</p> |
| <p>Période d'opération des puits (<i>Well operation</i>)</p> | <p>Cette période commence au début de la production de fluides à partir de l'unité géologique exploitée et elle se termine lorsque la production n'est plus viable commercialement. Pendant cette période, le puits peut être stimulé à nouveau ou il peut être fermé (<i>shut in</i>) pour des raisons techniques ou commerciales.</p> |
| <p>Mise hors service des puits (<i>Well decommissioning</i>)</p> | <p>La mise hors service du puits implique d'abord la vérification de son intégrité et des mesures correctives, si nécessaire. Une série de bouchons (<i>plugs</i>) est mise en place dans le coffrage intérieur pour éviter la circulation de fluides entre les zones ou jusqu'à la surface. Cette procédure implique aussi l'enlèvement des infrastructures de surface, la coupure du coffrage sous la surface du sol et la mise en</p> |

place d'une plaque. Le terrain du site de forage est aussi remis en état selon les spécifications de la réglementation locale.

Bachu et Valencia (2014) élargissent le concept d'intégrité des puits en englobant les solutions techniques, opérationnelles et organisationnelles nécessaires pour réduire le risque de fuites non contrôlées de fluides durant la vie d'un puits. L'intégrité des puits permet ainsi de protéger la surface (atmosphère, surface du sol et aquifères) de la migration de fluides provenant de la profondeur. L'intégrité interne du puits est assurée par des tubages et des obturateurs (en anglais, *packers*). Il est plus facile de vérifier et de maintenir l'intégrité interne par rapport à l'intégrité à l'extérieur du puits qui n'est pas facilement vérifiable et peut se dégrader après la mise hors service du puits.

Les puits forés pour la production d'hydrocarbures conventionnels ou non conventionnels sont similaires (CCA, 2014; Dussault, 2014; Bachu et Valencia, 2014). Toutefois, l'exploitation des ressources non conventionnelles fait appel à des puits avec de longues sections horizontales, à la fracturation hydraulique à haut volume et au forage de plusieurs puits à partir d'un même site de forage. L'exploitation des ressources conventionnelles utilisait plutôt un seul puits vertical par site de forage qui pouvait être stimulé avec un volume limité de fluide. Le CCA (2014) soulignait qu'il faudrait évaluer les impacts de ces changements de pratiques à cause de l'étendue et de l'intensité d'implantation des infrastructures exploitant les ressources non conventionnelles.

La Figure 29 montre des schémas représentatifs des installations des puits d'exploration et des puits de production. Dans un puits d'exploration, avant d'atteindre l'unité géologique ciblée pour la production d'hydrocarbures, il y aura eu installation d'un coffrage de surface pour sceller les puits jusque sous la base des aquifères contenant de l'eau douce. Il peut aussi y avoir installation d'un ou deux coffrages dits « intermédiaires » en fonction des besoins de sceller des intervalles contenant du gaz ou instables. Ces coffrages sont emboîtés les uns dans les autres de façon télescopique et ils sont cimentés. La cimentation ne couvre toutefois pas toujours tout l'intervalle du coffrage, ce qui peut mener à la non intégrité des puits, tel que discuté plus loin. Sous les intervalles avec coffrage, le puits d'exploration est « ouvert », c'est-à-dire que le trou de forage n'est comblé que par le fluide de forage et le trou est directement en contact avec les unités géologiques. Dans les puits de production, un coffrage cimenté couvre généralement tout l'intervalle foré. Le coffrage est perforé dans l'intervalle de l'unité géologique productrice d'hydrocarbures et un tubage de production scellé à sa base par un obturateur sert au transfert des fluides produits jusqu'à la surface.

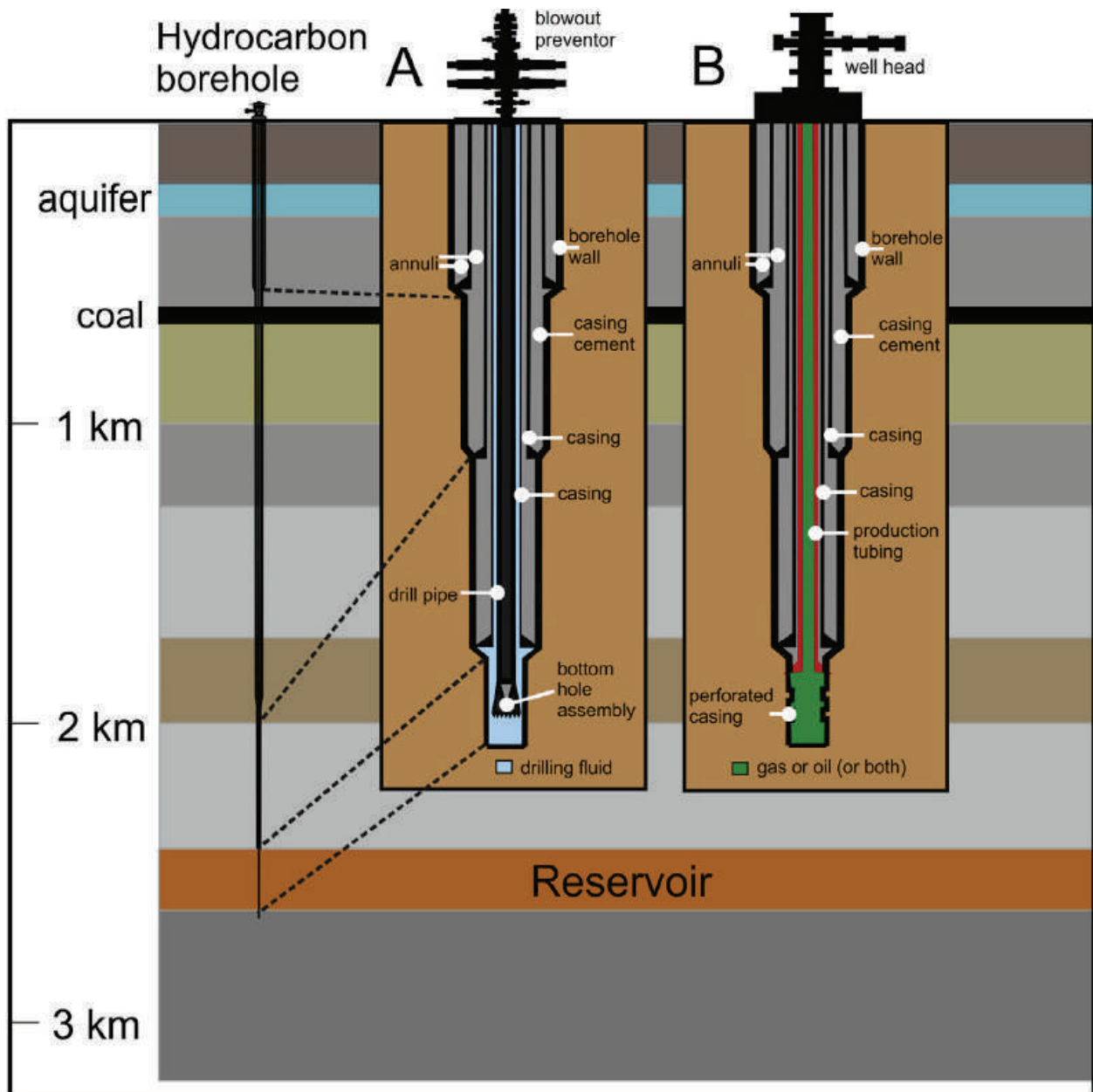


Figure 29 – Diagramme schématiques d'un puits d'exploration (A) et d'un puits de production (B). Tiré de Davies et al. (2014) et reproduit avec la permission d'Elsevier.

La Figure 30 montre un exemple de puits de production de gaz non conventionnel. Un tel puits se distingue par sa section horizontale pouvant se poursuivre typiquement sur 1 à 2 km de longueur. La longueur horizontale varie d'une région à l'autre et a tendance à augmenter avec l'expérience acquise dans une région. La dernière partie du coffrage est courbée pour atteindre un niveau horizontal. Les coffrages de surface et intermédiaires peuvent être cimentés sur l'ensemble de leur longueur ou seulement en partie (Dussault et Jackson, 2014). Quant à lui, le tubage de production n'est généralement qu'inséré dans le coffrage et non cimenté, mais un obturateur est utilisé pour sceller l'espace entre le tubage de production et la fin du coffrage.

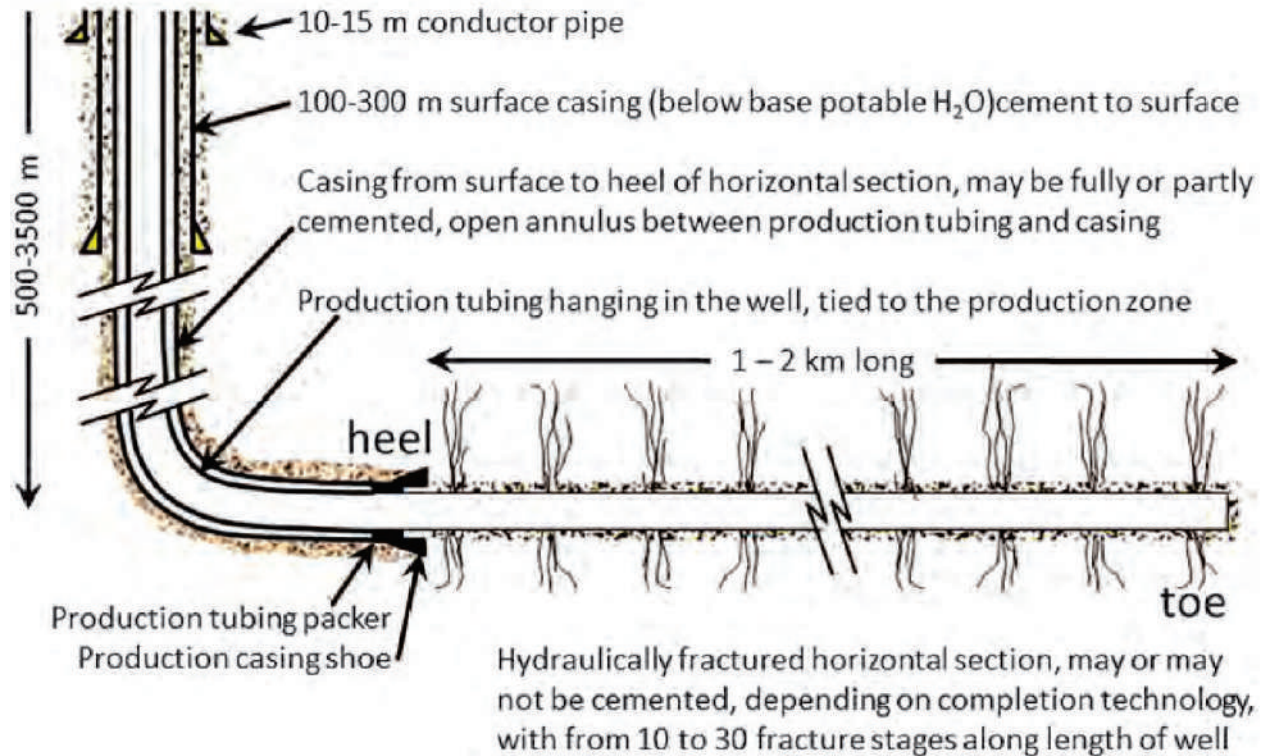


Figure 30 – Diagramme schématisé d'un puits de production de gaz non conventionnel avec une section horizontale (tiré de Dussault et Jackson, 2014). Reproduit avec la permission de Maurice B. Dusseault.

La Figure 31 montre les conditions dans les puits pétrolier et gaziers en cours de production et à différentes phases de mise hors service. Dans un puits de production actif, une tête de puits permet de sceller le puits de l'extérieur et de contrôler la production des hydrocarbures. Une « zone » correspondant à un intervalle précédemment productif peut être mise temporairement hors service, par exemple si l'intervalle produit trop d'eau par rapport aux hydrocarbures, mais que le reste du champ pétrolier où se trouve ce puits est encore en production. Dans ce cas, un bouchon temporaire ou permanent peut être installé dans le puits pour isoler l'intervalle perforé du puits, mais la tête du puits est laissée en place. Le puits peut ensuite être mis hors service, ce qui implique l'enlèvement de la tête de puits et la mise en place d'une plaque d'acier sur le puits. La réhabilitation du site de forage exige cependant une autre étape de remise en état selon les normes en vigueur.

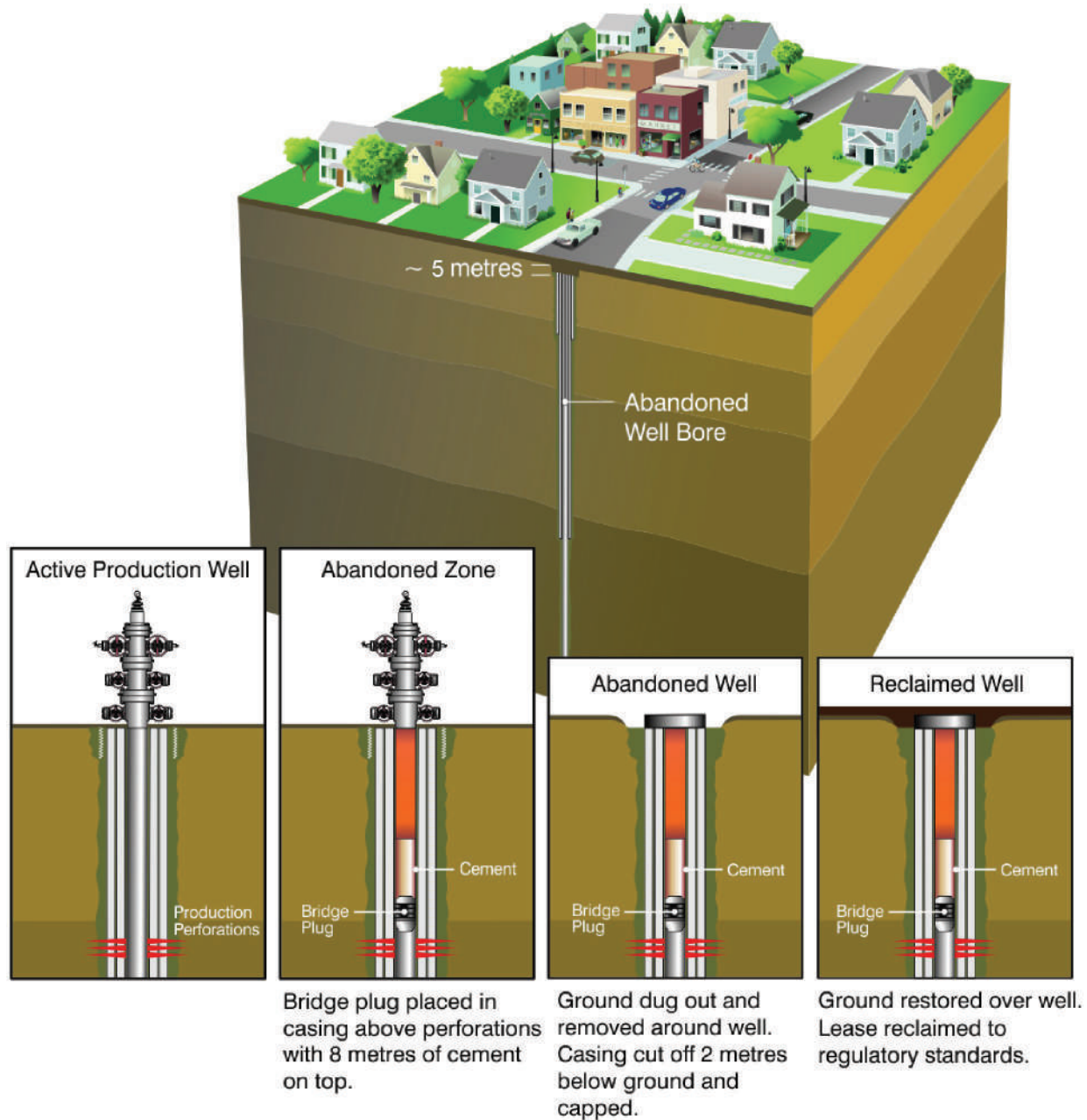


Figure 31 – Étapes de la vie d'un puits pétrolier ou gazier (adapté de CAPP, 2014).

L'approche préconisée en Alberta (AER, 2010) donne un exemple de démarche de mise hors service d'un puits et de restauration des sites de forage pétroliers et gaziers, où l'objectif principal est de protéger les eaux souterraines potables et d'éliminer les fuites vers la surface:

- 1) conception d'un plan de mise hors service;
- 2) réalisation des travaux de nettoyage de l'intérieur du puits, de réparation des problèmes d'intégrité, d'isolation de toutes les unités géologiques poreuses et des zones d'eau souterraine, et de remplissage du puits par de l'eau non saline ou un autre fluide non corrosif;

- 3) finalisation par le coupage du tubage en acier du puits à au moins 1 m sous la surface du sol, la mise en place d'un couvercle ventilé à la surface du tubage et l'enlèvement de tous les équipements de surface du puits;
- 4) le terrain entourant le puits est réhabilité suivant les normes;
- 5) des mesures sur le terrain visant à détecter d'éventuelles fuites de gaz ou d'hydrocarbures sont réalisées après la fermeture du puits; et
- 6) si des fuites sont détectées, la cause du problème doit être d'abord identifiée, de façon à proposer des mesures correctives efficaces.

La mise hors service des puits pétroliers et gaziers peut en fait se faire dès la fin d'un forage d'exploration ouvert, c'est-à-dire uniquement avec un coffrage de surface, ou après la fin de l'exploitation d'un puits de production installé et complété (Watson et Bachu, 2009). La Figure 32 donne des exemples des procédures de mise hors service des puits pour ces deux situations typiques de l'Alberta. Dans les puits d'exploration ouverts, du ciment est mis en place dans les intervalles où se trouvent des unités géologiques poreuses et perméables, alors que du fluide de forage ou de l'eau est présent aux niveaux des unités peu perméables (généralement des shales). Dans les puits de production, la mise hors service implique soit la cimentation de l'intervalle avec perforations ou la mise en place d'un bouchon (en anglais, *bridge plug*) et de ciment au-dessus de l'intervalle avec perforations, alors que le reste du puits contient du fluide inhibiteur de corrosion.

Bachu et Valencia (2014) soulignent plusieurs causes possibles de la perte d'intégrité d'un puits: corrosion des tubages et coffrages, dégradation chimique ou mécanique du ciment, bris ou fuite de valves, mauvaise maintenance d'un puits. Ces auteurs soulignent que la probabilité de perte d'intégrité est reliée au type et à l'âge d'un puits. Des statistiques sur les problèmes d'intégrité et les fuites de puits sont compilées, entre autres, par Watson et Bachu (2009), Kell (2011), Dusseault et al. (2014) (provinces du Canada, incluant le Québec), Bachu et Valencia (2014), Davies et al. (2014) et Vengosh et al. (2014). L'incidence des fuites et autres problèmes apparents est très variable selon les régions et selon les types de puits. Par exemple, Davies et al. (2014) citent des études rapportant des taux de fuites allant d'environ 2% à plus de 50%, tandis que l'étude de Kell (2011) sur de grands nombres de puits dans les bassins matures de l'Ohio (64 830 puits) et du Texas (253 090 puits) rapporte des problèmes d'intégrité de puits avec des fuites entre 0,004% et 0,06% (statistiques rapportées par Bachu et Valencia, 2014). Ceci fait en sorte qu'il n'est pas possible de déduire la proportion de fuites qui pourrait s'appliquer aux différentes régions du Québec à l'avenir s'il y avait un développement de la production.

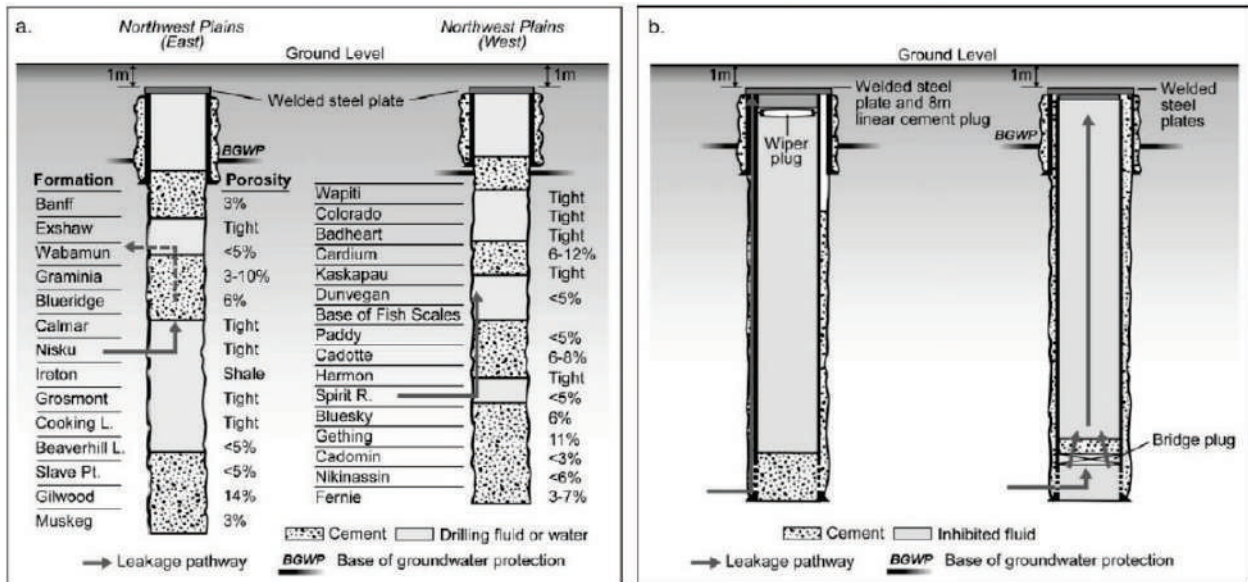


Figure 32 – Exemples de l'Alberta de mise hors service d'un forage ouvert (a) et d'un puits après sa construction et sa complétion (b). Tiré de Watson et Bachu (2009) et reproduit avec la permission de la Society of Petroleum Engineers.

King et King (2013) soulignent qu'il y a eu beaucoup d'évolution dans les méthodes de forage et de construction des puits pétroliers et gaziers depuis les premiers puits installés en 1830 aux États-Unis (Tableau 7). Ces améliorations sont aussi décrites par Dussault (2014). Ainsi, tel que noté par Kell (2011), les puits les plus récents, notamment les puits horizontaux où il se fait de la fracturation hydraulique, sont les moins susceptibles de développer des problèmes d'intégrité.

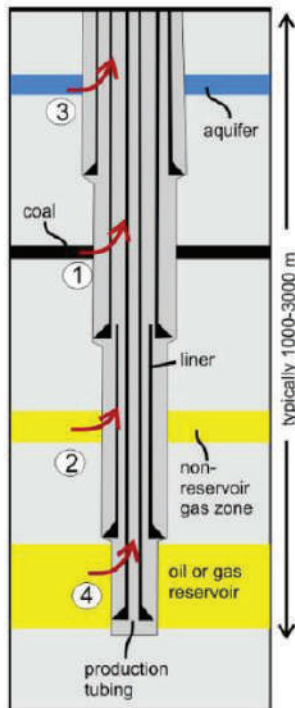
Bachu et Valencia (2014) soulignent que cette meilleure performance au niveau de l'intégrité des puits les plus récents est due à la fois aux nouveaux standards de construction et à des réglementations plus rigoureuses. Watson et Bachu (2009) notaient d'ailleurs dans leurs conclusions que le cadre réglementaire joue un rôle important dans la minimisation des problèmes d'intégrité des puits pétroliers et gaziers. Bachu et Valencia (2014) notent toutefois que des problématiques spécifiques sont reliées aux puits horizontaux. Il est plus difficile de maintenir les coffrages centrés dans la section horizontale du forage, ce qui rend difficile une bonne cimentation du coffrage. Ceci peut causer des problèmes d'intégrité, particulièrement suite aux fortes pressions induites par la fracturation hydraulique. De plus, les changements répétés de pression reliés à la fracturation induit des contraintes sur le coffrage et le ciment qui peuvent causer une perte d'adhérence du ciment sur le coffrage ou des fentes dans le ciment.

Tableau 7 – Développement du forage de puits pétroliers et gaziers et leur potentiel de pollution (traduit de Bachu et Valencia, 2014; source originale de King et King, 2013).

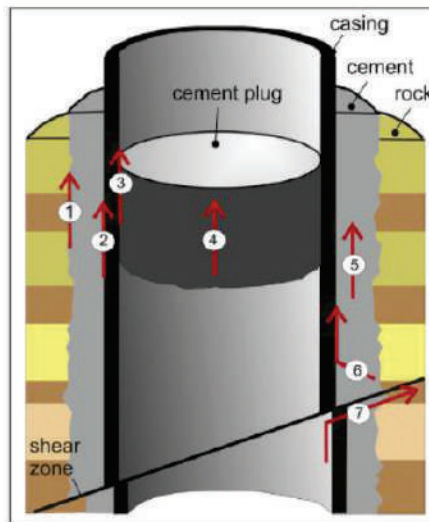
| Période | Normes de construction et complétion des puits | Potentiel de pollution |
|-------------|---|------------------------------------|
| 1830-1916 | Foreuses à câble, pas de cimentation, puits ventilés | Élevé |
| 1916-1970 | L'isolation par du ciment s'améliore progressivement | Modéré |
| Années 1930 | Foreuses rotatives remplacent foreuses à câble, systèmes de contrôle de la pression développés | Modéré |
| 1952 | Services commerciaux de fracturation hydraulique | Plus faible p/r à la fracturation |
| 1960 | Les assemblages (<i>couplings</i>) et joints étanches au gaz s'améliorent | Modéré |
| 1970 | Introduction des puits horizontaux, améliorations du ciment | Plus faible |
| 1988 | Plusieurs fracturations, puits horizontaux, forages multiples au même site réduisent l'emprise jusqu'à 90% | Plus faible |
| 2005 | Évaluation de l'intégrité des puits, <i>premium couplings</i> , barrières additionnelles, cimentation de tous les coffrages | Plus faible après 2008-2010 |
| 2008 | L'intégrité en temps réel doit être étudiée pour obtenir des alertes précoces et éviter les problèmes | Le plus faible jusqu'à aujourd'hui |

Dussault et al. (2000), Watson et Bachu (2009), Dussault et al. (2014) de même que Davies et al. (2014) décrivent les causes des problèmes d'intégrité des puits pétroliers et gaziers. Les causes sont multiples, mais ces causes se ramènent à des défauts dans la cimentation et les coffrages qui peuvent être dus à une mauvaise installation initiale ou à une dégradation progressive. King et King (2014) mentionnent que les fuites des coffrages proviennent à plus de 50% de problèmes dans les joints (en anglais, *couplings*) entre les tubages, notamment d'après l'étude de Schwind et al. (2001), mais que des améliorations importantes dans les équipements et les pratiques avaient réduits ce problème depuis 1990. Ces défauts mènent à une perte du scellement entre le coffrage et le ciment, entre le ciment et les unités géologiques ou à l'intérieur même du puits au niveau des éléments tels que les tubages, valves, obturateurs ou bouchons. La Figure 33 montre les sources typiques de fuites de fluides reliées à la perte d'intégrité des forages pétroliers et gaziers.

Fuites vers le puits



Fuites à l'intérieur du puits



Fuites vers la tête du puits

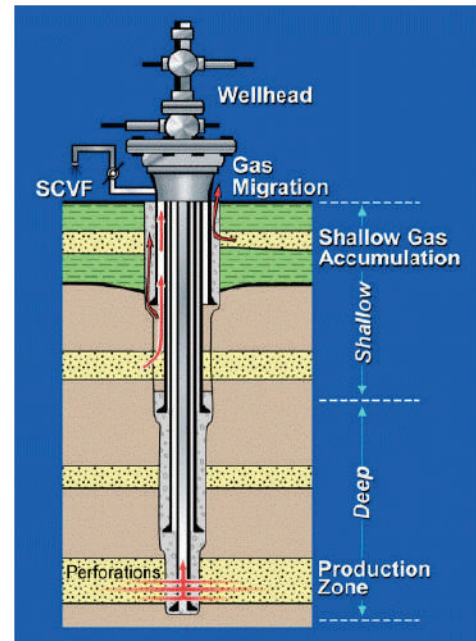


Figure 33 – Sources typiques de fuites de fluides dans un puits pétrolier ou gazier selon Davies et al. (2014), à gauche et au centre, et selon Bachu et Valencia (2014), à droite. Reproduit avec la permission d'Elsevier et de la National Academy of Engineering.

Le schéma de gauche de la Figure 33 illustre les sources de fluides qui peuvent s'écouler à travers un puits d'hydrocarbures :

- 1) les unités riches en gaz, tel que le charbon,
- 2) des unités géologiques perméables non productives commercialement mais contenant tout de même du gaz ou de l'huile,
- 3) la présence de gaz biogénique ou thermogénique dans les aquifères superficiels, et
- 4) de l'huile et du gaz provenant du réservoir exploité par le puits.

Le schéma central de la Figure 33 montre où les fluides peuvent circuler à l'intérieur d'un coffrage cimenté ayant des défauts causant la perte d'intégrité :

- 1) entre le ciment et les unités géologiques,
- 2) entre le coffrage et le ciment,
- 3) entre un bouchon de ciment et le coffrage,
- 4) à travers le bouchon de ciment,
- 5) à travers le ciment présent entre le coffrage et les unités géologiques,
- 6) à travers le ciment à partir des unités géologiques vers le coffrage, et
- 7) à travers le ciment à partir d'un bris dans le coffrage vers les unités géologiques.

Le schéma de droite de la Figure 33 montre les chemins de migration des fluides le long du puits vers la surface : les fluides qui ont migré à l'extérieur du coffrage peuvent émerger à la surface autour de la tête de puits; les fluides qui ont migré entre deux coffrages seraient apparents par de la pression et des fuites à travers l'évent du coffrage de surface; et les fuites qui se seraient faites à l'intérieur même du puits seraient apparentes par l'augmentation de la pression à la tête du puits. Tel qu'expliqué par Dusseault et Jackson (2014), tant à court qu'à long terme, c'est le méthane qui est le plus susceptible de migrer autour ou dans les puits d'hydrocarbures à cause de sa faible densité qui fait en sorte qu'il a tendance à remonter à vers la surface par effet de flottaison. Nowamooz et al. (2013) ont fait la modélisation numérique de la migration de méthane à l'extérieur d'un coffrage dont le ciment serait dégradé et ils ont montré que ce mécanisme pouvait effectivement mener aux débits observés dans les événements de têtes de puits. Dusseault et Jackson (2014) soulignent aussi qu'il n'y a pas eu assez d'attention portée à la migration en dehors du coffrage via le roc fracturé entourant le coffrage cimenté et qu'une telle migration pourrait être difficile à détecter.

Nowamooz et al. (2014) ont évalué l'état des puits pétroliers et gaziers qui ne sont plus en opération au Québec afin d'établir un diagnostic sur la pérennité des travaux de construction et de fermeture effectués par les entreprises dans la région des Basses-Terres du Saint-Laurent depuis le début de l'exploration pétrolière et gazière au Québec. L'étude repose sur une analyse documentaire de rapports de fin de forage, de rapports de travaux hebdomadaires, de programmes de forage, de demandes de permis, etc., de 85 puits situés dans la zone d'intérêt de l'exploration du gaz de shale. Pour chacun de ces puits, les informations concernant le statut du puits, le nombre de coffrages, le grade des coffrages, la longueur des coffrages, le statut des coffrages (libres ou cimentés), le ciment utilisé, la position du ciment, le type de bouchons utilisés pour la fermeture, le nombre de bouchons et leur position ont été compilées dans une base de données. Les résultats obtenus montrent que les puits forés depuis 1970 sont généralement conformes à moyennement conformes (intégrité bonne à moyenne) aux méthodes de construction et d'abandon actuelles de l'industrie, alors que ceux forés avant 1970 le sont beaucoup moins.

5.2.2. Risques reliés à l'intégrité des forages pétroliers et gaziers

La présente section décrit les risques de migration de contaminants vers les aquifères et la surface causés par des problèmes d'intégrité des forages pétroliers et gaziers. Les risques reliés spécifiquement à la fracturation hydraulique sont traités d'abord avant d'aborder les risques à plus long terme après la fracturation. L'effet potentiel des opérations pétrolières et gazières sur la sismicité induite est traité à la section 5.3 Sismicité induite et naturelle.

5.2.2.1. Pendant la fracturation

Dussault et Jackson (2014) ont répertorié les voies potentielles de migration de méthane durant différentes étapes de la vie d'un puits, soit lors de la fracturation hydraulique, durant la production et après la mise hors service (Figure 34). Ces voies sont reliées notamment à la présence de couches minces contenant du gaz qui conduisent à la migration de gaz à l'extérieur du coffrage. La migration pourrait aussi se faire à partir de l'unité géologique produisant du gaz. Des puits en opération ou hors service peuvent aussi constituer des voies de migration du gaz. Toutes ces voies de migration peuvent mener à l'apport de méthane jusqu'à un aquifère superficiel ou jusqu'à la surface. Dussault et Jackson (2014) ne considèrent toutefois pas la migration potentielle de méthane par des zones fracturées ou des failles perméables, alors que d'autres auteurs ont considéré cette éventualité (EPA, 2012; Lange et al., 2013; Gassiat et al.,

2013; CCA, 2014; Lavoie et al., 2014). Dussault et Jackson (2014) jugent que la fracturation hydraulique ne représente pas de risque significatif, sauf lorsque des puits hors service sont intersectés par les fractures induites ou que les fluides injectés mettent sous pression des puits adjacents en opération.

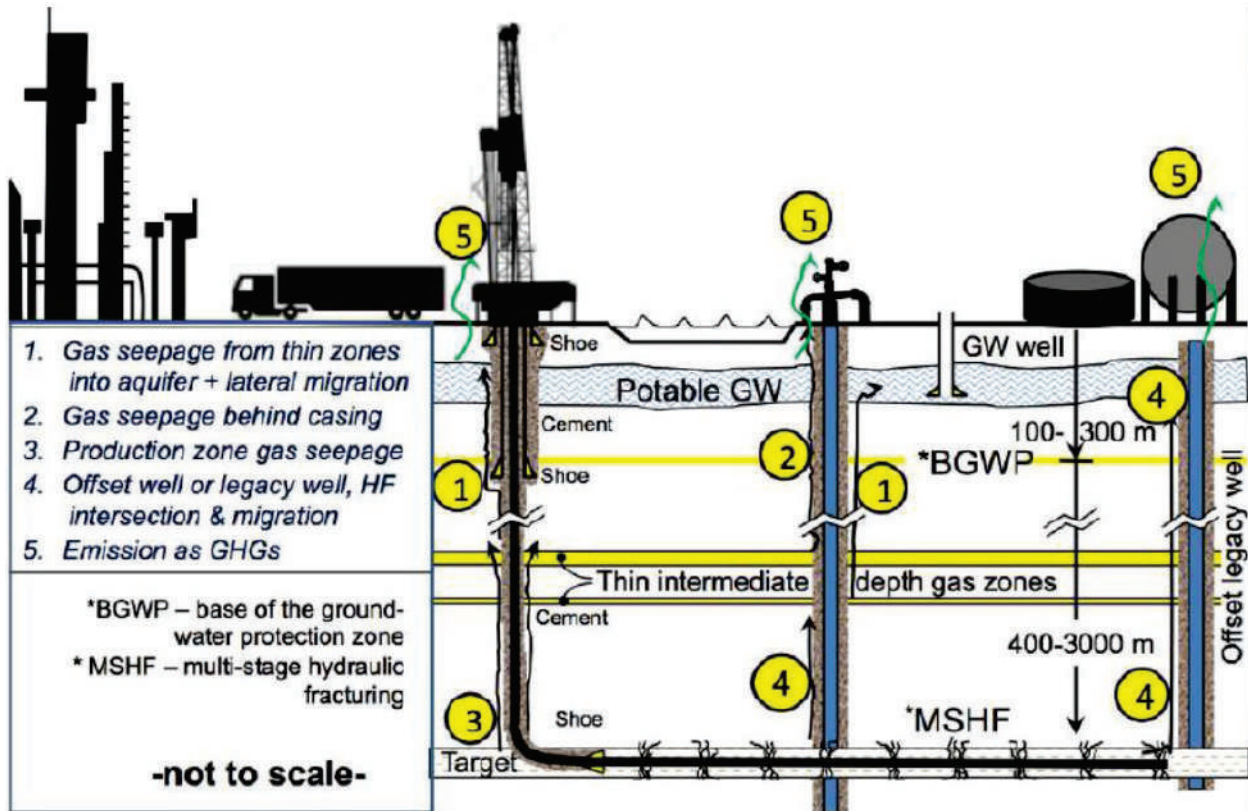


Figure 34 – Voies potentielles de fuites des puits de gaz de shale (tiré de Dussault, 2014). Reproduit avec la permission de Maurice B. Dussault.

L'effet direct de la fracturation hydraulique sur la dégradation de la qualité de l'eau souterraine ou l'augmentation des concentrations en méthane n'a pas été démontré clairement. Cependant, l'effet des fuites le long des puits a été mis en évidence, soit directement ou indirectement, suscitant des débats scientifiques sur l'incidence réelle des fuites ainsi que sur la provenance du méthane. Vengosh et al. (2014) font une revue systématique des éléments supportant l'occurrence de la contamination par des fuites de gaz, notamment grâce à la composition isotopique du méthane émis par les tubes de ventilation des coffrages. Jackson et al. (2013) identifient aussi des incidences de migration de méthane à la surface.

Bachu et Valencia (2014) discutent de la question de la connexion potentielle des fractures induites par la fracturation hydraulique avec des aquifères superficiels. Tout comme King et King (2013), Bachu et Valencia (2014) soulignent que la fracturation hydraulique est réalisée généralement à de grandes profondeurs, typiquement entre 1000 et 4000 m, donc à une grande distance des aquifères superficiels contenant de l'eau douce. Fisher et Warpinski (2012) ainsi que King (2012) ont souligné qu'il est virtuellement impossible d'induire des fractures à travers plusieurs centaines de mètres de roche. Cependant, King (2012) cite 600 m (2000 pi) comme étant

une « profondeur sécuritaire » pour réaliser la fracturation hydraulique, tant que cette fracturation se fait à une distance de plus de 300 m (1000 pi) d'un aquifère contenant de l'eau douce. Bachu et Valencia (2014) citent aussi des profondeurs à respecter de l'ordre de 600 à 900 m. Sinon, à de plus faibles profondeurs King (2012) recommande que la réglementation ait des exigences aux niveaux des profondeurs minimales de fracturation, aux volumes et aux types de fluides injectés ainsi que sur les taux d'injection (contrôle des pressions induites), en tentant compte des conditions géologiques locales. Kissinger et al. (2013), sur la base de résultats de modélisation numérique et avec des facteurs de sécurité importants, avaient recommandé que la fracturation hydraulique soit initialement limitée à plus de 1000 m de profondeur en fonction des conditions rencontrées dans une région du sud-est de l'Allemagne. La question de la profondeur minimale à laquelle la fracturation hydraulique peut être réalisée sans risque significatif pour l'environnement superficiel demeure donc à définir en fonction des conditions géologiques locales et des approches et résultats de la fracturation hydraulique dans une région donnée. Bachu et Valencia (2014) soulignent ainsi que la longueur maximale des fractures induites par la fracturation hydraulique est généralement de l'ordre de la centaine de mètres, mais que dans les shales de Barnett et de Marcellus ces fractures peuvent excéder même 500 m de longueur. Au Québec, le RPEP (MDDELCC, 2014) impose une profondeur minimale de 600 m pour réaliser la fracturation hydraulique, soit la même profondeur minimale qui est maintenant imposée en Colombie-Britannique par la *BC Oil & Gas Commission* (BCOGC).

Au niveau de la possibilité d'interception de puits existants (fermés ou en opération) par la fracturation hydraulique, Bachu et Valencia (2014) mentionnent qu'il est encore difficile de prédire l'extension des fractures à l'intérieur d'un shale. Ces auteurs mentionnent qu'une étude portant sur 5 349 puits horizontaux forés en Alberta et en Colombie-Britannique entre 2009 et 2012 a identifié 39 cas de communication entre puits. Dans ces cas, c'est le fluide de fracturation et non le méthane qui a atteint les puits adjacents. Puisque les fractures sont principalement confinées au shale, 95% des cas de communication se sont produits entre des puits exploitant la même unité géologique. La distance entre les puits mis en communication était en moyenne de 400 m, mais variait entre 30 et 2000 m. Face au potentiel de communication entre puits, l'Alberta exige que la localisation des anciens puits pétroliers et leur état soient vérifiés avant de procéder à la fracturation hydraulique. La fracturation n'est pas permise si les anciens puits adjacents ne sont pas adaptés à recevoir les augmentations de pression qui pourraient résulter de la fracturation hydraulique. Mauter et al. (2014) soulignent que l'augmentation du nombre de puits horizontaux avec fracturation dans les régions où il y a déjà un grand nombre de puits verticaux augmente le risque de communication entre les puits. Bachu & Valencia (2014) soulignent justement que le risque à long terme de communication entre les puits horizontaux et les puits adjacents pourrait être réduit grâce à une réglementation appropriée. Ils suggèrent que la fracturation hydraulique soit réalisée à une profondeur appropriée de l'ordre de 600 à 1200 m sous la base de l'eau souterraine exploitable, et à une distance sécuritaire des puits adjacents en opération ou hors service. De plus, ils recommandent que la fracturation soit conçue et contrôlée pour demeurer à l'intérieur de l'unité de shale et ne se propage pas dans les formations adjacentes, les réservoirs ou les aquifères salins profonds.

Les règlements qui régissent les opérations de fracturation hydraulique en Alberta sont très complets et répondent aux exigences des meilleures pratiques édictées par plusieurs association ou organismes comme l'API et le CAPP. La directive 083 (*Hydraulic Fracturing-Subsurface Integrity*) de l'AER (2013a) est la principale directive spécifique à la fracturation hydrauliques, mais plusieurs autres directives qui s'appliquent aux puits de gaz et pétrole en général doivent

être suivies par l'industrie (<http://www.aer.ca/rules-and-regulations/by-topic/hydraulic-fracturing>). Au niveau des meilleures pratiques, l'API propose plus de 118 standards, spécifications et guides qui s'appliquent directement à la fracturation hydraulique, dont l'*API Guidance Document HF1*. Aussi, le document *The Modern Practices of Hydraulic Fracturing : A Focus on Canadian Resources* préparé pour le *Petroleum Technology Alliance Canada* (PTAC, 2012) présente un chapitre sur les meilleures pratiques de gestion de la fracturation hydraulique. La CAPP a également établi des principes pour guider l'industrie lors des opérations de fracturation hydraulique.

Le potentiel de migration de fluides vers la surface à partir de shales fracturés hydrauliquement grâce à une connexion avec des zones de fractures ou des failles perméables est traité dans la section suivante. Le potentiel d'induire de la sismicité par la fracturation hydraulique est traité à la section 5.3 *Sismicité induite et naturelle*.

5.2.2.2. Après la fermeture des puits

Tel que mentionné précédemment, les problèmes d'intégrité des puits peuvent entraîner la migration de fluides vers les aquifères et la surface; que ces puits exploitent des ressources conventionnelles ou du gaz de shale par fracturation hydraulique ne fait pas de différence. Après la fermeture des puits, les problèmes liés à l'intégrité sont donc similaires à ce qui a déjà été décrit précédemment.

La migration de fluides dans les voies préférentielles d'écoulement que sont les zones fracturées ou les failles perméables a été invoquée comme mécanisme potentiel de contamination des aquifères à partir des shales exploités par fracturation hydraulique (BAPE, 2011; EPA, 2012; Jackson et al., 2013a; Soeder et al., 2014; CCA, 2014; CÉES, 2014). Cependant, les mécanismes régissant cette migration potentielle sont encore mal compris. Myers (2012) a réalisé des travaux de modélisation numérique pour représenter ce processus mais ces travaux ont été l'objet d'intenses critiques (Saiers et Barth, 2012; Cohen et al., 2013; Flewelling et Sharma, 2014). Gassiat et al. (2013) ont aussi évalué le potentiel de migration à long terme de fluides vers les aquifères le long d'une fracture perméable à partir de shales exploités par fracturation hydraulique. Toutefois, de nombreuses simplifications ont été faites lors de ces simulations. Ces travaux indiquent un potentiel d'effet à long terme pour des conditions très spécifiques, notamment le maintien de surpression dans le shale après son exploitation. Plusieurs auteurs doutent cependant de la possibilité de migration vers la surface à partir des shales en exploitation ou ayant été exploités, notamment à cause de la baisse de pression anticipée suite à l'exploitation du gaz (Bachu et Vallencia, 2014; King, 2012; Flewelling et al., 2013; Flewelling et Sharma, 2014; Zoback et Arent, 2014).

Lange et al. (2013) ainsi que Kissinger et al. (2013) ont fait des travaux évaluant le potentiel de contamination des aquifères en relation avec la fracturation hydraulique selon différents modes de migration de la contamination. Ces travaux ont tenu compte de conditions spécifiques d'un bassin sédimentaire au sud-est de l'Allemagne, tout en simplifiant le système modélisé. Les travaux en voie de réalisation dans le cadre de l'étude de l'EPA (2012) ont permis le développement de capacités de simulation numérique et la prise en considération de l'écoulement multiphase. Les résultats de ces travaux devraient être publiés en 2015. Un autre effet qui est difficile de prendre en considération est l'effet cumulatif et à long terme de l'exploitation régionale du gaz de shale, tel que souligné par le CCA (2013). La Commission géologique du Canada réalise aussi des travaux visant à évaluer l'intégrité de la roche-couverture du Shale

d'Utica et le potentiel de migration de fluides le long de failles (Lavoie et al., 2014). Bien que ce sujet soit l'objet de travaux de recherche, il reste encore beaucoup d'incertitude sur le potentiel de migration de fluides le long de voies préférentielles d'écoulement.

Quelle que soit la cause de l'apport de contaminants, particulièrement de méthane, à la surface ou dans l'eau souterraine, les effets de cet apport sont discutés à la section suivante qui traite des moyens utilisables pour reconnaître une fuite de fluides reliés aux opérations pétrolières.

5.2.3. Reconnaissance des fuites et de leurs effets

5.2.3.1. Tests de l'intégrité des puits

La qualité de l'adhésion entre le coffrage et la formation rocheuse pour le coffrage de production est habituellement examinée à l'aide d'une diagraphie géophysique, appelée *cement bond log* (CBL). Cette diagraphie est typiquement enregistrée à partir d'une sonde de type acoustique. Cette évaluation est basée sur deux principes physiques distincts:

- la mesure de l'atténuation en amplitude d'une onde acoustique se propageant dans le coffrage en acier. Plus l'atténuation est grande et meilleure est l'intégrité du ciment;
- le traitement des principales caractéristiques d'une onde ultrasonore réfléchi normalement à la surface du coffrage et dont le taux d'atténuation varie en fonction de la qualité du ciment.

Une version plus récente, appelée *cement evaluation logs*, donne des représentations détaillées à 360 degrés de l'intégrité du ciment à l'intérieur du puits, alors que l'ancienne méthode n'affichait les caractéristiques du ciment seulement le long d'une seule ligne.

King (2012) ainsi que King et King (2013) mentionnent que les CBL utilisées pour évaluer la qualité de la cimentation ne sont pas toujours les meilleurs outils et peuvent donner de fausses indications. L'usage de CBL devrait donc être basé sur sa précision et son applicabilité en fonction du contexte. L'isolation des zones ne peut être vraiment évaluée qu'à l'aide de tests de pression (King, 2012). Après qu'un test de pression ait montré un problème, l'usage de CBL peut être toutefois requis afin d'identifier le ou les intervalles ayant une mauvaise cimentation qu'il serait nécessaire de rectifier (King et King, 2013). D'autres méthodes sont toutefois plus précises pour identifier les endroits où des fuites se produisent, telles que les diagraphies par détection du bruit (*noise logs*), température, sondes ultrasoniques, sondes neutron (*pulsed neutron*) ou autres sondes radioactives (Johns et al., 2009; King, 2012).

5.2.3.2. Détection des fuites autour et dans les têtes de puits

Dussault (2014) mentionne que l'inspection visuelle des sites où se trouvent des têtes de puits peut déjà donner des indications de problèmes d'intégrité par certains indices : bulles dans les eaux de surface, corrosion de la tête de puits, végétation morte entourant le puits. Cependant, une telle inspection dans un rayon relativement limité ne peut offrir que des indications qualitatives de fuites pouvant être reliées à un problème d'intégrité. Dans les régions reculées, ces inspections visuelles peuvent être faites à l'aide de drones.

Cependant, les fuites superficielles n'impliquent pas nécessairement un problème d'intégrité qui pourrait se produire en profondeur. En effet, des fuites de méthane dans le sol peuvent aussi être associées à la perturbation du sol et du roc superficiel lors du forage ou peu de temps après le forage (Dussault et al., 2000 et 2001). Ces fuites sont généralement associées à la présence de

sols organiques ou d'accumulations superficielles de gaz, tel que dans des tourbières, des sables bitumineux et certaines régions de pergélisol. Sur 316 000 puits en Alberta, 4,6% avaient des écoulements de gaz au niveau du tube de ventilation du coffrage de surface qui duraient quelques heures ou plus après l'installation du puits (Watson et Bachu, 2009). Sur 20 500 puits d'injection de vapeur dans la région des sables bitumineux peu profonds de l'Alberta, près de 15% avaient aussi des écoulements de gaz au tube de ventilation (Nyggaard, 2010).

Watson et Bachu (2009) font une excellente description des tests de fuites de gaz (en anglais, *bubble tests*) dans les événements des coffrages de surface (en anglais, *surface casing vent*) des puits pétroliers et gaziers. La Figure 35 montre les composantes d'une tête de puits, dont l'événement qui relie le coffrage de surface à l'atmosphère. Au Canada ces événements sont ouverts pour éviter l'accumulation de pression dans le puits, alors que dans d'autres juridictions ces événements sont fermés par une valve. Pour réaliser un test de fuite de gaz, un tube flexible est relié à l'événement et à un contenant avec de l'eau qui permet d'observer les bulles qui indiquent une fuite de gaz. Des capteurs peuvent aussi déterminer la présence de méthane et la limite d'inflammation, ou des échantillons de gaz peuvent aussi être prélevés ou le gaz peut être analysé sur place, à la fois pour sa composition et pour les caractéristiques isotopiques du méthane.

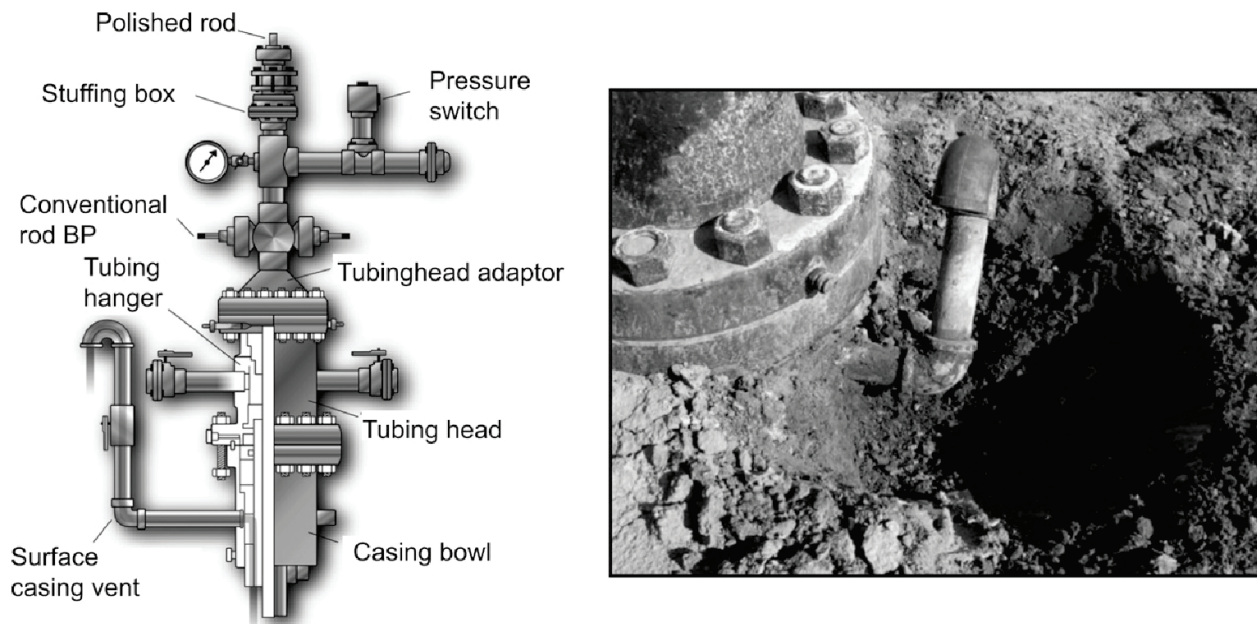


Figure 35 – Composantes d'une tête de puits, à gauche, et photo d'un tube de ventilation du coffrage de surface, à droite (tiré de Watson et Bachu, 2009). Reproduit avec la permission de la Society of Petroleum Engineers.

5.2.3.3. Monitoring aux sites de forage

Le développement d'approches de surveillance (monitoring) adéquates est essentiel pour assurer la reconnaissance des effets négatifs potentiels des opérations pétrolières. Le CCA (2014) cite l'exemple du programme de surveillance des sables bitumineux en Alberta comme pouvant servir de base au développement de programmes scientifiques et crédibles de surveillance adaptés aux opérations de l'industrie pétrolière. La surveillance doit couvrir la qualité de l'eau souterraine (puits d'observation), la quantité et la qualité de l'eau de surface (stations de jaugeage), la

sismicité et les effets de la fracturation hydraulique (microsismique), l'émission de GES et les impacts sociaux et sur la santé. Cependant, en ce qui concerne le monitoring des effets sur la qualité de l'eau souterraine, le CCA (2014) reconnaît que des développements sont requis pour définir un mode de monitoring adapté aux types d'émissions et de migration pouvant provenir notamment de problèmes d'intégrité des puits pétroliers ou gaziers. Jackson et al. (2013) soulignent d'ailleurs l'importance de réaliser des travaux de recherche sur le terrain afin d'acquérir les connaissances et la compréhension sur les modes de contamination pouvant découler des puits pétrolier et gaziers; ce qui permettrait notamment de mieux définir les besoins et les moyens à utiliser pour le monitoring. Au Québec, le RPEP (MDDELCC, 2014) a déjà des exigences de mise en place de puits d'observation avant le début des nouveaux forages pétroliers et gaziers.

Le RPEP exige la mise en place de puits d'observation au site de forage ainsi que l'analyse de la qualité de l'eau des puits résidentiels dans un rayon de 2 km du site de forage. Cette question de la définition de la qualité préalable de l'eau souterraine (en anglais, *baseline groundwater quality*) dans un secteur donné est traitée dans la section suivante. Quant aux puits d'observation, le RPEP n'impose pas de spécifications strictes sur la façon de les installer. Il est en effet difficile de trancher entre l'usage de puits ouverts au roc sur quelques dizaines de mètres, qui devraient assurer la détection d'une contamination qui changerait significativement la qualité de l'eau, et un puits multiniveaux qui assurerait la définition d'un profil vertical de qualité de l'eau représentatif, mais à un coût très élevé et avec un risque de manquer le passage d'une contamination si celle-ci est localisée à un intervalle non échantillonné du puits multiniveau. Jackson et Heagle (soumis) insiste cependant sur le fait que la qualité préalable dans un secteur de forage ne peut pas être établie uniquement sur la base de puits d'approvisionnement (résidentiel, de ferme, municipal ou industriel). Les puits d'approvisionnement résidentiels sont particulièrement mal adaptés parce que leur installation dans le passé n'a pas assuré le scellement des puits à la surface et que leur entretien n'est généralement pas adéquat.

Au niveau de l'interprétation de la provenance et de l'implication de la détection de méthane dans l'eau souterraine, Jackson (2014a) souligne que la détermination ponctuelle (une seule fois) de la concentration et de la signature isotopique du méthane n'est pas suffisante. Les études récentes tendent à montrer que les concentrations en méthane sont très variables, ce que Dussault et Jackson (2014) interprètent comme découlant d'un mode de migration par coup (en anglais, *slug*). La mesure ponctuelle n'est donc susceptible que de mesurer l'effet de l'apport de méthane sur la géochimie de l'eau souterraine et de ne pas détecter les apports cycliquement plus importants. Un monitoring en continu est donc recommandé par Jackson (2014a), ce qui est rendu possible par l'instrumentation développée par Roy et Ryan (2012) qui permet la mesure et le monitoring de la pression totale des gaz dissous dans l'eau. Aussi, cette question est discutée plus en détail à la section suivante, mais l'interprétation de l'origine du méthane basée sur l'analyse de paramètres géochimiques et isotopiques dans l'eau souterraine bénéficie grandement de la définition des profils verticaux en fonction de la profondeur et des unités géologiques des compositions isotopiques des hydrocarbures.

5.2.3.4. Reconnaissance de l'effet des fuites sur les puits d'approvisionnement

La composition chimique de l'eau souterraine peut être très variable, même à l'intérieur de régions relativement restreintes. De ce fait, il peut être très difficile de déterminer si la qualité de l'eau souterraine d'un puits d'approvisionnement a été affectée par des émissions de fluides reliées à des forages pétroliers et gaziers. C'est pourquoi la définition de la qualité préalable de

l'eau souterraine est recommandée par un grand nombre d'individus et d'organismes : Rao (2012), AWWA (2013), Vidic et al. (2013), NRC (2014), CCA (2014), Mauter et al. (2014) et Jackson et Heagle (soumis). Mauter et al. (2014) soulignent que le monitoring de la qualité de l'eau souterraine avant, pendant et après la fracturation hydraulique aiderait à évaluer le risque pour la qualité de l'eau souterraine, à identifier les voies potentielles de migration des fluides et fournirait les données requises pour évaluer l'exposition pour les études écotoxicologiques.

Jackson et Heagle (soumis) soutiennent que l'échantillonnage et l'analyse de l'eau des puits d'approvisionnement, particulièrement les puits domestiques, n'est pas approprié pour la définition de l'état préalable de la qualité de l'eau souterraine dans un secteur visé par les forages pétroliers et gaziers. Ces puits sont souvent mal scellés en surface et sujet à des infiltrations préférentielles des eaux de surface, en plus d'être généralement mal entretenus. Ces puits ne sont donc pas adaptés à la prise d'échantillons représentatifs de la qualité naturelle de l'eau souterraine. Toutefois, ces analyses sont d'intérêt pour évaluer si les puits d'approvisionnement ont été affectés par les activités pétrolières. Pour que l'échantillonnage de puits résidentiels soit plus représentatif, Jackson et Heagle (soumis) recommandent que :

- 1) l'échantillonnage soit fait en enlevant le couvercle du puits et en échantillonnant directement dans le puits,
- 2) que des puits multi-niveaux soient installés en amont des puits d'approvisionnement municipaux, et
- 3) les commissions géologiques nationales soient chargées de définir la qualité naturelle de l'eau souterraine par secteurs.

Peu d'études ont évalué l'effet des fuites de méthane dans l'eau souterraine. Van Stempvoort et al. (2005) ont fait des travaux à un site où un problème d'intégrité d'un puits d'huile a permis la fuite de méthane dans un aquifère. À ce site, l'apport de méthane a été atténué par la réduction des sulfates dans des conditions anaérobiques. Jackson (2014a) souligne que la présence de méthane dans l'eau souterraine va ainsi conduire à la modification d'une série d'indicateurs géochimiques :

- 1) le pH va augmenter et l'eau va devenir plus alcaline,
- 2) les conditions vont devenir plus réductrices,
- 3) l'alcalinité va aussi augmenter suite à l'oxydation du méthane,
- 4) les sulfates vont être réduits en H_2S ,
- 5) les nitrates vont être réduits en NH_4^+ ,
- 6) les oxydes de fer et de manganèse vont être réduits, ce qui va mettre du Fe^{2+} et du Mn^{2+} en solution dans l'eau, et
- 7) les concentrations des cations majeurs vont être modifiées pour atteindre un nouvel équilibre chimique.

Ainsi, l'oxydation d'un composé organique comme le méthane produits des composés inorganiques dans l'eau souterraine et change significativement sa composition.

La présence de méthane dans l'eau souterraine est très commune et elle ne reflète pas nécessairement l'effet d'une contamination par des activités pétrolières. Peel (2014) souligne que deux voies principales de formation du méthane sont reconnues : la formation thermocatalytique

et la méthanogenèse microbienne (Schoell, 1988). La première est active à des températures et profondeurs élevées, alors que la seconde est typique d'environnements superficiels. La reconnaissance du processus de formation du méthane peut indiquer s'il est susceptible qu'il ait été apporté de la profondeur par des fuites dans les puits pétroliers et gaziers où avoir été plutôt formé naturellement dans l'aquifère lui-même. Peel (2014) a résumé les principaux indicateurs de l'origine biogénique ou thermogénique du méthane, sur la base de la signature isotopique du méthane ($\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}$, $\delta^2\text{H}_{\text{CH}_4}$) et de la proportion de méthane (C1) par rapport à l'éthane (C2) et au propane (C3) (Tableau 8).

Tableau 8 – Signatures isotopiques et chimiques typiques des gaz thermogéniques et biogéniques (Peel, 2014).

| | <i>Gaz biogénique</i> | <i>Gaz thermogénique</i> |
|--------------------------------------|-----------------------|--------------------------|
| $\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}$ | -110 ‰ à -50 ‰ | -60 ‰ à -20 ‰ |
| $\delta^2\text{H}_{\text{CH}_4}$ | -400 ‰ à -150 ‰ | -300 ‰ à -150 ‰ |
| $\text{C}_1/(\text{C}_2+\text{C}_3)$ | >> 100 | < 100 |

Ainsi, Pinti et al. (2013) ont utilisé ces critères pour établir l'origine du méthane dans l'eau souterraine dans le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent (voir aussi Moritz et al., sous presse). Ils ont détecté la présence de méthane dans la majorité des puits. Les critères du Tableau 8 indiquaient que le méthane était généralement d'origine biogénique, c'est-à-dire qu'il avait été produit superficiellement dans l'aquifère à faible température.

Bien que généralement utiles, les critères du Tableau 8 ne sont pas toujours suffisants pour reconnaître l'origine du méthane, particulièrement quelle unité géologique a pu produire le méthane détecté dans une fuite de puits. Une telle information est critique pour identifier la cause d'une perte d'intégrité d'un puits et y remédier. Sherwood (2013a et 2013b) font une revue des méthodes et des applications de la caractérisation isotopique des hydrocarbures pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures. Chatellier et al. (2013) donnent un exemple d'application de telles méthodes pour l'identification de la cause d'une fuite dans un puits au Québec et pour la solution du problème. L'application de ces techniques est aussi documentée par Rowe et Muehlenbachs (1999) ainsi que Muehlenbachs (2011), qui est le pionnier du développement de ces techniques en Alberta.

Gorody (2012) fait la revue des facteurs qui affectent les concentrations et la composition des gaz dans l'eau souterraine, donnant ainsi les principes de l'interprétation des analyses chimiques et isotopiques. Gorody (2012) souligne que l'identification de la source d'une fuite de gaz dans l'eau peut être reconnue grâce à une comparaison des caractéristiques du gaz retrouvé dans l'eau souterraine par rapport aux caractéristiques du gaz en profondeur. Le gaz en profondeur peut avoir été caractérisé grâce aux échantillons recueillis lors d'un forage, de gaz produit par un puits, de gaz recueilli dans un échantillon de tête de puits, provenant d'un gazoduc ou de toute autre source. Les caractéristiques du gaz peuvent toutefois être modifiées lors de sa migration, et les processus impliqués doivent être considérés dans l'interprétation de la provenance du gaz. Il est préférable d'obtenir plusieurs échantillons de gaz dans l'eau souterraine ou les différentes sources pour mieux identifier les processus pouvant affecter les caractéristiques du gaz; ce qui rejoint une

recommandation de Jackson et Heagle (soumis). Il est aussi important d'analyser une variété de paramètres géochimiques de l'eau souterraine et du gaz pour aider à l'interprétation. Au niveau de l'échantillonnage de l'eau souterraine dans la perspective d'analyser les gaz dissous, des procédures particulières doivent être prises. Hirsche et Mayer (2009) font une revue exhaustive de la littérature sur ce sujet et recommandent une procédure rigoureuse à suivre pour assurer l'obtention des données probantes pouvant servir à établir les conditions de base. Chaytor et Shaw (2008) présentent un ensemble de protocoles d'échantillonnage, d'analyse et de documentation pour l'établissement des conditions de base de la qualité de l'eau souterraine en relation avec le développement de gaz de charbon en Colombie-Britannique. Heilweil et al. (2013) ont quant à eux suggéré le monitoring dans les cours d'eau comme moyen d'évaluer si les opérations pétrolières et gazières avaient des effets sur la qualité de l'eau souterraine.

5.2.3.5. Reconnaissance de l'effet régional des émissions de méthane

Zoback et Arent (2014) soulignent qu'il est aussi possible d'évaluer globalement les émissions de méthane dans une région à partir de la télédétection en utilisant des techniques à très grande échelle spatiale (d'une ville à un continent) et temporelle (mois à décennies). Selon Zoback et Arent (2014), ces études estiment systématiquement de plus grandes émissions que les estimations faites à partir des inventaires d'activités. Ces méthodes peuvent aussi évaluer les émissions de méthane dans les régions où se fait l'exploitation des hydrocarbures, notamment de ressources non conventionnelles. Kort et al. (2014) ont ainsi identifié un secteur du Colorado comme étant la région avec les plus grandes émissions de méthane aux États-Unis continentaux. Cette région est sujette à une intense exploitation du gaz de charbon. Zoback et Arent (2014) notent toutefois que même si les méthodes par télédétection peuvent distinguer le gaz biogénique du gaz fossile, elles ne peuvent pas identifier la source en profondeur du gaz fossile.

5.3. Sismicité induite et naturelle³

5.3.1. Sismicité naturelle

Les mouvements de l'écorce terrestre induisent des contraintes dans les roches qui sont relâchées lors du mouvement relatif des roches situées de part et d'autre d'une faille. Ces mouvements induisent différents types d'ondes dans la terre qui sont ressenties comme des tremblements de terres lorsque leur amplitude est assez importante. Zoback et Arent (2014) soulignent qu'il est reconnu depuis les années 1960 que l'injection de fluides peut initier des séismes. Ceci est dû à l'augmentation de la pression des fluides dans les pores des formations rocheuses qui réduit les contraintes perpendiculaires à une faille active existante, permettant ainsi le relâchement de l'énergie élastique accumulée. Zoback et Arent (2014) mentionnent que l'augmentation de la pression des fluides ne fait que devancer l'initiation d'un tremblement de terre qui se serait éventuellement produit en tant que processus géologique naturel. Le potentiel d'induire de la sismicité par l'injection de fluides est donc plus grand dans les régions à forte sismicité naturelle où il y a de nombreuses failles actives.

Le monitoring de la sismicité se fait grâce à un réseau de stations de sismographes qui enregistrent les ondes associées aux séismes, même de très faible amplitude. Le recoupement des

³ En complément d'information, le lecteur est invité à consulter le rapport du CÉES (2014; pp. 117-118 et 131-133) sur le stockage dans des formations géologiques et la sismicité induite.

amplitudes et des temps d'arrivée des ondes aux différentes stations d'un réseau permet de localiser l'épicentre où le séisme s'est produit et d'évaluer sa magnitude. Au Canada, la Commission géologique du Canada (CGC, Ressources Naturelles Canada, RNC) a le mandat de maintenir le réseau de stations sismiques. La Figure 36 montre les zones sismiques dans l'est du Canada. Comme le souligne le rapport du Comité de l'ÉES sur le gaz de schiste (CÉES, 2014), le Québec est situé dans une région continentale stable avec une activité sismique relativement faible. Dans les régions visées par l'exploitation des hydrocarbures, notamment les Basses-Terres du Saint-Laurent, la sismicité naturelle est sporadique. La magnitude des séismes enregistrés entre 1985 et 2010 pour le sud du Québec, dans la vallée du Saint-Laurent, est inférieure à 4,0 (Ressources naturelles Canada, 2013). Quelques rares séismes sont de magnitude plus importante.

La stabilité des failles dépend notamment de leur orientation par rapport aux directions des contraintes présentes dans la roche dans une région. Konstantinovskaya et al. (2012) ont défini les contraintes dans les Basses-Terres du Saint-Laurent et leurs implications par rapport à l'intégrité des roches couvertures dans l'éventualité de la séquestration géologique du CO₂ dans les aquifères salins. Konstantinovskaya et al. (2014) ont quant à eux modélisé numériquement la possibilité d'induire un mouvement des failles, et donc un séisme, suite à l'injection du CO₂. Un exercice de ce type permettrait aussi d'évaluer s'il y a un potentiel de réactivation de failles lors de l'injection de fluides en relation avec la fracturation hydraulique du Shale Utica ou pour l'injection d'effluents dans les aquifères salins profonds.

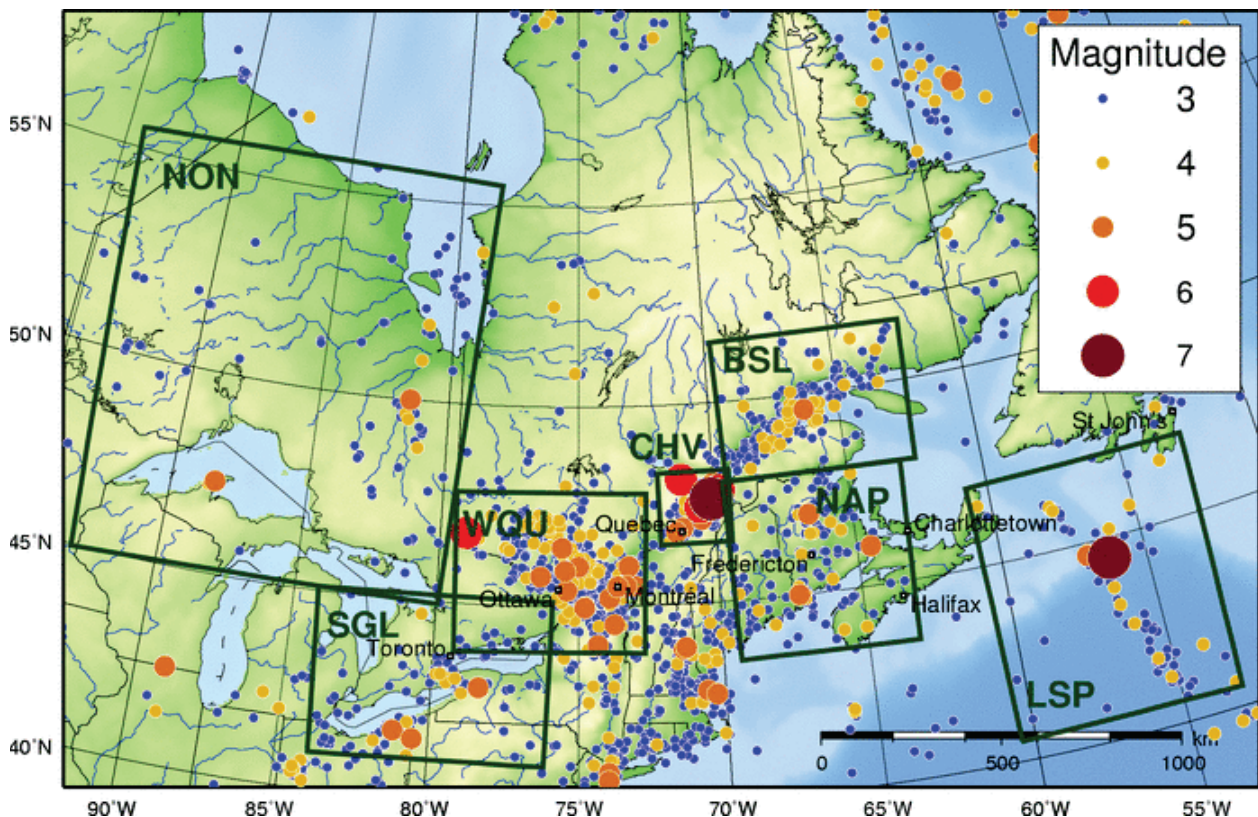


Figure 36 – Zones sismiques dans l'est du Canada (Ressources Naturelles Canada). <http://www.seismescanada.rncan.gc.ca/zones/eastcan-fra.php>. (Accédé en octobre 2014).

Le monitoring de la sismicité peut aider à déterminer si la fracturation hydraulique ou l'injection d'effluents pourrait être à l'origine de séismes. Ainsi, l'Alberta (Stern et al., 2011 et 2013) et la Colombie-Britannique (BCOGC, 2012) ont déployé un plus grand nombre de sismographes afin d'être en mesure d'établir les conditions naturelles et d'évaluer les effets potentiels des activités pétrolières et gazières sur la sismicité. Plus d'information peut être trouvée sur ces développements aux sites Internet suivants :

- Alberta : http://www.ags.gov.ab.ca/geohazards/earthquakes_project.html/
- Colombie-Britannique : <http://www.bcogc.ca/>

La CGC va aussi déployer trois sismographes à l'île d'Anticosti afin d'établir les conditions naturelles de sismicité avant que ne débutent d'éventuelles opérations de fracturation hydraulique.

5.3.2. Sismicité reliée à la fracturation hydraulique

La fracturation hydraulique elle-même n'induit que de très faibles effets, nommés microsismicité, par la création de fractures reliées à l'injection de fluides et de *proppants*. Ces microséismes sont de trop faible amplitude pour être détectés par le réseau national de NRCan. Cependant, pour évaluer l'effet de la fracturation hydraulique, surtout dans les nouveaux secteurs en début d'exploitation, des systèmes d'acquisition de signaux microsismiques sont mis en place pendant la fracturation hydraulique pour donner des indications sur la propagation des fractures induites. D'autres mesures complémentaires sont aussi utilisées pour donner des indications sur l'effet de la fracturation hydraulique pendant la fracturation (pressions en surface et dans les puits, inclinomètre (*tiltmeter*), fibre optique dans les puits pour mesurer pression, température et bruit), après la fracturation (traceurs de fluides, diagraphies de température et de production) et après le début de la production (essais de production et d'interférence) (King, 2012; King et King, 2013).

Un comité d'experts du National Research Council (NRC, 2012) des États-Unis a conclu que le processus de la fracturation hydraulique des puits pétroliers et gaziers tel qu'appliqué pour exploiter le gaz de shale ne représente pas un risque élevé d'induire des événements sismiques qui pourraient être ressentis par la population. Zoback (2012) souligne que l'injection d'eau associée à la fracturation hydraulique n'est pas responsable pour la sismicité induite rapportés aux États-Unis qui est plutôt reliée à l'injection d'effluents dans des aquifères salins profonds à l'aide de puits d'injection. Zoback (2012) explique que l'augmentation de la pression des fluides induite par la fracturation hydraulique n'affecte qu'un volume limité de roche (typiquement de l'ordre de quelques centaines de mètres cubes) et que cette augmentation de pression n'est maintenue que pendant quelques heures. Il s'ensuit qu'extrêmement rarement il y a eu de très faibles tremblements de terre causés par la fracturation hydraulique, tel que celui de magnitude 2-3 près de Blackpool, Angleterre, en avril 2011. Toutefois, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, une faible sismicité anormale pour la région du bassin de Horn River a été mesurée par le réseau national de NRCan entre avril 2009 et décembre 2011, dont un seul événement a été ressenti à la surface. L'enquête menée par la BCOGC (2012) a conclu que ces événements avaient été causés par l'injection de fluides pendant la fracturation hydraulique à proximité de failles préexistantes. La BCOGC a fait des recommandations qui incluaient la soumission des rapports de microsismique mesurée pendant la fracturation hydraulique, l'établissement d'une procédure de notification et de consultation, l'étude de la relation entre les paramètres de la fracturation hydraulique et la sismicité, et l'amélioration du réseau de sismographes et des procédures de monitoring en Colombie-Britannique. Cette amélioration du réseau de

sismographes avait déjà débuté en 2012 (BCOGC, 2012).

Des directives ou réglementations spécifiques n'ont pas été trouvées à ce sujet, mais la BCOGC exigerait que les opérateurs ne réalisent pas de fracturation hydraulique à proximité des failles majeures qui peuvent être identifiées par les levés sismiques. De plus, la Grande-Bretagne et la Colombie-Britannique suggèrent de surveiller le bruit sismique, i.e. la magnitude de la sismicité induite par la fracturation. Si cette magnitude dépasse la magnitude prévue ou encore celle de la sismicité naturelle, les opérations doivent être arrêtées.

Le Comité de l'ÉES sur le gaz de schiste (CÉES, 2014) a conclu que les opérations de fracturation hydraulique réalisées au Québec n'avaient pas induit de tremblements de terre. Le Comité a aussi noté que l'injection de gaz naturel pour du stockage saisonnier dans la région de Saint-Flavien n'a pas causé de sismicité induite. Le Comité a recommandé une bonne caractérisation géologique des sites de fracturation ou d'élimination des eaux usées afin de limiter les risques de sismicité induite.

5.3.3. Sismicité reliée aux puits de réinjection

Zoback et Arent (2014) notent que même si les opérations de fracturation hydraulique n'induisent que très rarement de la sismicité, l'augmentation des débits et des volumes d'injection d'eaux de retour (en anglais, *flowback water*) de la fracturation hydraulique a été associée à un certain nombre de tremblements de terre de magnitude faible à modérée au sujet desquels le NRC (2012) donne des détails. Il y a environ 150 000 puits (certifiés de Classe II selon l'EPA) qui servent à l'injection d'effluents aux États-Unis. La perméabilité et la capacité globale des unités géologiques où se fait cette injection déterminent le taux et le volume de fluide qui peuvent y être injectés. Zoback (2012) a souligné que des mesures simples peuvent être prises pour minimiser la probabilité d'induire de la sismicité par les puits d'injection d'effluents :

- éviter l'injection directement dans les failles,
- minimiser le changement de la pression des fluides dans les pores en profondeur,
- installer des réseaux locaux de sismographes pour faire le monitoring de l'effet de l'injection,
- établir d'avance des protocoles de modification des conditions d'injection en fonction du monitoring sismique et de la pression des pores (système de feux de circulation; en anglais, *traffic light systems*), et
- être prêt à changer les plans ou à abandonner le puits d'injection.

Même si des mesures telles que l'évitement des failles peut paraître évident, Zoback et Arent (2014) soulignent qu'il n'y a généralement pas d'exigence de caractérisation des sites des puits d'injection par rapport aux structures géologiques les entourant. Dans un commentaire fait dans le cadre d'un séminaire du NRC (2014), Zoback a aussi souligné qu'il est possible de cartographier les secteurs à risque de sismicité induite et de concentrer le monitoring sismique à ces endroits et de gérer l'injection en fonction des pressions et des effets sismiques.

Récemment, la réglementation sur les puits d'injection d'effluents a été resserrée par la Texas Railroad Commission (TRC) qui encadre l'exploitation pétrolière et gazière au Texas dans le but de prévenir la sismicité induite. La TRC exige de recevoir les données sur les quantités d'effluents injectés et les pressions induites au niveau de l'injection. La TRC a maintenant le

pouvoir d'imposer une réduction de l'injection ou de fermer complètement un puits si elle suspecte que l'injection peut contribuer à la génération d'un tremblement de terre. La nouvelle réglementation impose aussi aux opérateurs des nouveaux puits proposés de vérifier les données de la US Geological Survey (USGS) par rapport aux tremblements de terre mesurés dans un rayon de 160 km (100 milles) et de présenter des données démontrant que les fluides injectés vont être confinés à l'unité géologique où se fait l'injection.

6. Les techniques en développement et leur potentiel d'utilisation au Québec

6.1. Introduction

Le présent chapitre s'attache à documenter les principales avancées technologiques déjà mises en pratique ou en devenir, en ce qui a trait aux opérations sur le terrain pour le gaz et le pétrole de shale. Plutôt que d'arrêter une date précise à partir de laquelle une telle technologie est considérée nouvelle, les auteurs considèrent ici que la combinaison du forage horizontal et de la fracturation hydraulique massive constitue la pierre angulaire sur laquelle reposent les innovations ultérieures. Certaines techniques ont été mises au point spécialement pour aider au développement de cette ressource au cours des dernières années. D'autres existaient déjà mais ont été améliorées et adaptées aux nouvelles nécessités créées par l'accès à la nouvelle ressource que constituent les hydrocarbures de roche mère : dans ce cas il serait plus juste de parler de nouvelles tendances plutôt que de nouvelles technologies, l'innovation résidant surtout ici dans la mise à niveau et la combinaison de technologies éprouvées.

En dépit ou en raison du développement intense qu'a connu cette ressource depuis le début des années 2000 en Amérique du Nord, les technologies impliquées sont toujours en évolution rapide et cette évolution répond à trois impératifs principaux :

- 1) des enjeux économiques contraints par le cours des matières premières et la recherche d'une meilleure rentabilité,
- 2) des enjeux sociaux et environnementaux contraints par les cadres réglementaires et la recherche de l'acceptabilité sociale, et
- 3) des enjeux géologiques contraints par la nature du réservoir.

Des technologies dont l'efficacité paraît démontrée dans certaines circonstances peuvent rapidement devenir désuètes si ces circonstances évoluent, ou peuvent s'avérer contre-productives dans de nouvelles régions ou bassins sédimentaires. L'inventaire des nouvelles technologies qui est dressé ici ne saurait donc être exhaustif ni permettre d'anticiper sur les avancées qui seront faites au cours de la prochaine décennie. Cet inventaire a donc été restreint pour l'essentiel aux technologies qui paraissent, à l'heure actuelle, appelées à demeurer sous un avatar ou sous un autre en gardant à l'esprit que seule l'analyse des données sur le long terme permet de départager les (nouvelles) technologies réellement efficaces et celles qui n'offrent qu'un bénéfice marginal (Moridis et Blasingame, 2014).

Il convient également de souligner que, s'il existe déjà un volume important de communications et de publications relatives au développement et à l'application pratique de ces technologies, cette documentation spécialisée est très largement produite par les promoteurs des technologies en question et peu d'études encore permettent de comparer leurs mérites respectifs et de mettre en évidence leurs défauts ou leurs faiblesses, faute du recul et de la profondeur historique nécessaires. Autant que possible les différentes technologies sont présentées ici de manière anonyme, en évitant de citer des marques de commerce ou les détenteurs de brevets. Parmi les principaux acteurs de l'innovation technologique dans le domaine des réservoirs non conventionnels, les fournisseurs de services pétroliers majeurs et les compagnies d'exploration et de production majeures dotées de laboratoires de recherche et développement dominant le marché en cumulant plus de 50 % des brevets déposés (Khan et Al-nakhli, 2012). Bien souvent une technologie similaire est développée ou est en cours de développement par plusieurs

compétiteurs industriels œuvrant séparément, de sorte que l'inventaire qui est proposé dans ce chapitre devrait être exempt de parti pris.

Quatre champs d'application principaux sont distingués ici, soit :

- 1) les techniques de forage,
- 2) les techniques de stimulation,
- 3) les techniques d'investigation géophysiques, et
- 4) les techniques de protection environnementale.

Ces divisions sont poreuses et très souvent une application développée dans l'un de ces domaines a également une incidence sur les autres, mais un tel classement a le mérite de clarifier autant que possible la nature des innovations considérées. Il convient aussi de faire la distinction entre les applications technologiques applicables quel que soit le niveau de développement d'un projet ou d'un bassin, et celles qui ne sont déployées qu'au-delà d'un certain stade de développement. Sans être formalisée dans la structure du chapitre, cette distinction est précisée dans le texte chaque fois que cela est pertinent. Enfin, l'enjeu véritable de cette revue n'est pas de dresser une simple liste des techniques en développement mais d'examiner leur potentiel d'utilisation au Québec, selon leurs mérites et leurs inconvénients. Il s'agit là d'un exercice délicat dans la mesure où l'application à grande échelle de la plupart de ces technologies est très récente : faute de la profondeur historique et du recul évoqués plus haut, l'appréciation des mérites et inconvénients relatifs des nouvelles technologies dans un contexte québécois comporte nécessairement une part de subjectivité. L'application de ces technologies au Québec devrait donc, et c'est là une évidence, faire l'objet d'un suivi et d'un contrôle étroit.

6.2. Techniques de forage

La très faible perméabilité des réservoirs non conventionnels réduit considérablement l'aire de drainage des puits et plusieurs forages doivent être réalisés pour optimiser la quantité d'hydrocarbures qui peut être extraite d'un volume de shale donné. Cet impératif entraîne une augmentation du coût des opérations de sorte que bon nombre d'innovations technologiques visent à réduire ces coûts, soit en diminuant le nombre de forages, soit en diminuant le temps nécessaire à chaque forage. Réduire ainsi l'ampleur ou la durée des opérations sur le terrain a souvent pour corollaire de minimiser l'empreinte environnementale et sociale de ces activités.

- Les plateformes multi-puits (en anglais, *multi-well pad*) permettent d'augmenter la concentration des drains horizontaux au sein d'un volume de roche donné (Figure 25). La foreuse n'a pas besoin d'être démontée et transportée entre deux sites géographiquement séparés; ce qui représente une économie de coût et de temps et réduit aussi significativement l'impact sur le réseau routier. L'empreinte au sol de chaque plateforme multi-puits est plus large que celle d'une plateforme traditionnelle sur laquelle seuls un ou deux puits sont forés, mais cette empreinte est bien moindre que si autant de plateformes que de puits étaient préparées. Le nombre de forages élevé augmente le risque environnemental localement, mais l'annule pour le reste du territoire sur lequel des plateformes à puits unique auraient été construites. Le développement des plateformes multi-puits à forte densité de puits n'a été rendu possible que par l'amélioration des

systèmes de guidage en sous-surface (Garza et al., 2010).

- Les nouvelles générations de foreuses sont désormais équipées de systèmes informatiques qui facilitent l'automatisation de certaines tâches physiquement éprouvantes et non dénuées de risques comme l'assemblage des éléments du train de tige à mesure que le forage progresse, mais qui facilitent surtout l'intégration des données recueillies pendant les opérations (Broussard et al., 2010; Chmela et al., 2014; Richard et al., 2014). Ceci permet en outre à des fournisseurs de service spécialisés de se connecter au système pour optimiser certaines procédures (ajustement en temps réel de la composition et de la rhéologie de la boue de forage, anticipation et gestion des zones de surpression, etc.). Cette technologie est en soit plus coûteuse que celle disponible pour les foreuses traditionnelles et un risque de panne informatique est introduit dans les opérations, mais les avantages retirés incluent l'accélération des opérations, un plus haut degré de contrôle et de sécurité, ainsi qu'une plus grande capacité à analyser les données d'un forage pour optimiser le suivant.
- Les tubages enroulés (en anglais, *coiled tubing*) remplacent de plus en plus les trains de tige vissés traditionnels dans les opérations de forage (Fowler et al., 2011). Initialement développés pour les opérations de maintenance ou de production (la technologie en soit n'est pas nouvelle) la nécessité de réduire la durée des forages non conventionnels a amené à développer l'utilisation du tubage enroulé pour le forage lui-même (Newman, 2013). Contrairement aux trains de tige vissés, le tubage enroulé ne tourne pas sur lui-même et seul le trépan est en rotation, activé par un moteur de fond de trou. Depuis peu il est également possible de réaliser des forages directionnels grâce à l'ajout d'outils de direction (en anglais, *geosterring*). Les avantages incluent une plus grande vitesse de forage et souvent un meilleur contrôle de la pression dans le cas des forages en pression négative (en anglais, *underbalanced*). Avec l'augmentation de la demande, les équipements de tubage enroulé sont de plus en plus sollicités aux limites de leurs capacités techniques, sans que celles-ci aient eu le temps d'être augmentées, de sorte que l'usure et le risque de rupture s'accroît rapidement (Reichert et al., 2013).
- L'orientation du trépan durant le forage des sections déviées puis horizontales d'un puits est améliorée par l'usage d'un moteur de fond de trou (en anglais, *mud motor* ou *modular motor*). Le principe de fonctionnement de ces moteurs implique que le train de tige cesse sa rotation par intermittence pour permettre d'ajuster la direction du trépan, ce qui peut avoir un impact négatif sur la géométrie et la rugosité des parois du trou de forage. De nouveaux systèmes de guidage en rotation (en anglais, *rotary steerable systems*) combinés à des systèmes de positionnement gyroscopiques (en anglais, *measurement while drilling*) permettent maintenant de modifier l'angle du trépan en temps réel sans interrompre la rotation du train de tige (Sugiura et Jones, 2010). Ces techniques ont un impact positif sur la direction générale du forage, sur la position du drain horizontal par rapport à la couche (souvent mince et parfois sinueuse) qui doit être traversée, sur la géométrie du trou de forage (linéaire ou ondulée) et sur la rugosité de celui-ci. Si la précision du positionnement du drain horizontal est importante pour permettre à l'opérateur d'atteindre ses objectifs de développement de la ressource, le degré de rugosité du trou de forage revêt aussi une importance particulière en matière de protection de l'environnement, dans la mesure où une rugosité excessive a un impact négatif sur la qualité de la cimentation du coffrage.

- Les trépan traditionnellement utilisés sont de type *tricône* ou PDC (*polycrystalline diamond compact*), selon que la roche à forer est plus ou moins indurée (carbonates et grès versus shales). Dans bon nombre de bassins sédimentaires, il faut pénétrer des assemblages lithologiques complexes, finement lités et caractérisés par de forts contrastes rhéologiques; de nombreux shales présentent eux-mêmes ces caractéristiques. La mise au point récente d'un type de trépan intermédiaire (en anglais, *hybrid bit*) permet maintenant d'augmenter la vitesse de pénétration dans ces unités sans avoir besoin de changer le trépan, ce qui accélère d'autant les opérations de forage (Roberts et Freeman, 2014). Ce type de trépan intermédiaire pourrait représenter une alternative utile en particulier à l'île d'Anticosti, où les unités qui surmontent la Formation de Macasty sont constituées d'alternances argileuses, silteuses et carbonatées en bancs parfois très minces.
- Le forage en pression contrôlée (en anglais, *managed pressure drilling*) permet de maintenir ou ajuster en temps réel la pression de la boue de forage en fond de trou, avec une incidence minimale sur la pression de la boue le long du reste du forage (Rehm et al., 2009). Avec ce dispositif la boue de forage circule en circuit fermé même en surface, ce qui contribue à un meilleur contrôle des surpressions occasionnelles, le dispositif anti-éruption étant alors relégué au rang de seconde ligne de défense. L'usage de cette technologie n'est pas restreint aux réservoirs non conventionnels mais il est particulièrement approprié dans le cas du forage horizontal de réservoirs non conventionnels pour lesquels la marge entre la pression de formation et la pression de fracturation est très réduite (Figure 37), auquel cas le forage en pression négative (en anglais, *underbalanced drilling*) s'avère préférable (Rodriguez et al., 2013; Qutob et al., 2014).
- L'échantillonnage de carottes pressurisées (en anglais, *pressure cores*) permet de remonter à la surface des échantillons de carottes pour lesquels le contenu en fluides (gaz naturel, pétrole et eau de formation) est préservé sans interaction avec la boue de forage et maintenu à la pression du réservoir. L'avantage de cette technique est qu'il devient possible d'analyser ces fluides et donc de modéliser le réservoir non conventionnel de manière précise sans avoir recours à des extrapolations aux marges d'erreur parfois importantes. Le principal défaut de cette technique réside dans la manipulation d'échantillons parfois surpressurisés lorsqu'ils arrivent en surface, avec les risques opérationnels et surtout humains que cela implique (Al Neaimi et al., 2014).
- La circulation inversée (en anglais, *reverse circulation*) consiste à injecter la boue de forage depuis la surface à travers l'espace annulaire entre la double paroi du train de tige jusqu'au trépan, puis à la faire remonter par l'intérieur du tubage. Cette technique n'est pas nouvelle mais elle offre l'avantage de minimiser le dommage causé à la formation par les turbulences lors de la remontée de la boue, et de faciliter la cimentation de niveaux fragiles ou poreux (notamment les aquifères) à toutes les profondeurs du forage (Li et al., 2006). Le principal inconvénient de cette technique semble être qu'elle confère un moins bon contrôle sur le développement des surpressions dans l'espace annulaire entre le train de tige et la formation. Cet inconvénient doit être minimisé par le recours à la pré-cimentation des possibles points d'entrée du gaz à mesure que ceux-ci sont rencontrés.
- Enfin les champs d'application futurs des nanotechnologies sont multiples, notamment dans le domaine des fluides de forage (Kapadnis et al., 2013; Price Hoelscher et al., 2013), mais cette technologie demeure encore largement expérimentale.

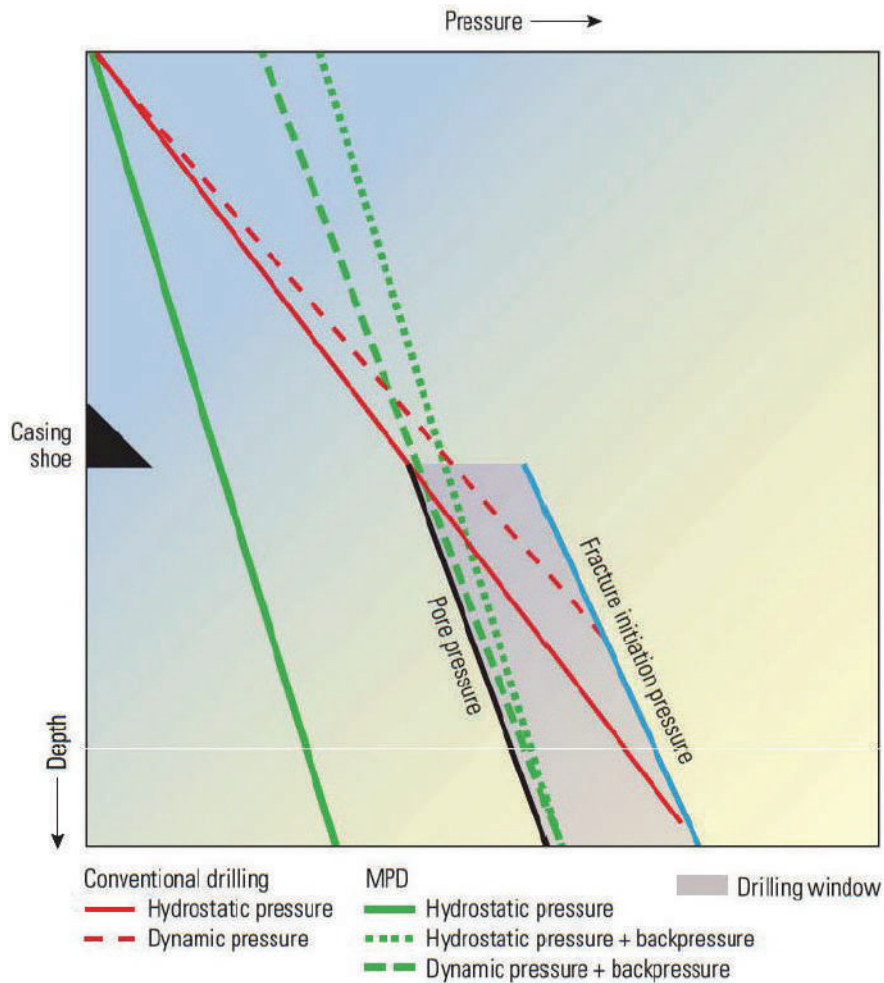


Figure 37 – Dans le cas d’une méthode de forage conventionnelle, la pression exercée par la boue de forage en fond de trou (lignes rouges pleine et pointillée) doit être maintenue entre les pressions de formation et de fracturation de la roche (lignes bleue et noire, respectivement). Le forage en pression contrôlée (en anglais, *managed pressure drilling* ou MPD sur la figure) permet d’appliquer une pression contraire (en anglais, *backpressure*) et ainsi de maintenir une pression en fond de trou à peine supérieure à la pression de formation (lignes vertes pointillées). Tiré d’Elliot et al. (2011) et reproduit avec la permission de Schlumberger.

Les nouvelles technologies de forage ne diffèrent pas fondamentalement des techniques traditionnelles, mais elles représentent une adaptation à l’augmentation du nombre de forages nécessaires pour exploiter les réservoirs non conventionnels. Bien que souhaitable, le recours à ces nouvelles technologies n’a que peu d’impact dans le cas de forages exploratoires isolés et la différence n’est sensible qu’au stade de développement à moyenne et grande échelle des opérations de production. À ce stade il devient particulièrement important de pouvoir réduire l’ampleur et la durée des opérations sur le terrain grâce à ces nouvelles technologies. Bien appliquées, ces nouvelles stratégies comportent en soit assez peu de désavantages par rapport aux stratégies traditionnelles, mais l’introduction de nouvelles techniques, particulièrement si elles sont automatisées, nécessite toutefois une période d’essai et de rodage qui représente sans doute l’étape la plus sensible et la plus susceptible d’engendrer des accidents. L’ensemble de ces

nouvelles technologies est applicable dans un contexte québécois.

6.3. Techniques de stimulation

Les techniques de stimulation ont encore exclusivement recours à la fracturation hydraulique, même si des méthodes alternatives sont en développement. Historiquement la fracturation hydraulique reposait d'abord sur des gels épais et denses puis sur des gels hybrides (combinaison d'un gel et d'eau). Des fluides moins denses sont privilégiés dans le cas des shales : l'eau fluidisée (en anglais, *slickwater*) par un tensioactif (en anglais, *surfactant*), des gaz non réactifs (azote ou dioxyde de carbone), et tout récemment le propane. Le choix entre ces différents fluides répond d'abord à des impératifs géologiques commandés par les propriétés du réservoir, mais lorsqu'un choix est possible ce sont davantage des considérations économiques, environnementales et de disponibilité qui entrent en jeu. Parce que le choix du fluide de fracturation a une incidence sur la nature et la quantité des additifs qui y sont mélangés, ce choix peut avoir des implications environnementales et réglementaires non négligeables. Une attention particulière est donc apportée à présenter ici les différents types de fluides disponibles. Les innovations technologiques en matière de stimulation ne se résument toutefois pas au choix des fluides, et plusieurs innovations tactiques ou mécaniques importantes sont également présentées ci-dessous.

6.3.1. Types de fluides

- Les gels et gels hybrides ont retrouvé leur importance. Les efforts pionniers de fracturation hydraulique ont montré au début des années 2000 que l'eau fluidisée représentait l'option techniquement et économiquement la plus efficace pour stimuler le Shale de Barnett, et l'eau fluidisée est resté longtemps l'unique fluide utilisé dans la fracturation hydraulique des shales (Montgomery, 2013). Toutefois avec l'extension des efforts d'exploration et de production à des shales dont les caractéristiques géologiques diffèrent de celles du Barnett, et surtout depuis 2011 avec la recherche d'hydrocarbures plus denses (condensats et pétroles), les opérateurs ont de plus en plus recours à des fluides différents de l'eau fluidisée (Figure 38; Yang et al., 2013; Patel et al., 2014). On ne peut parler ici de technologies nouvelles mais plutôt de tendances nouvelles, qui sont influencées par les propriétés physicochimiques d'un shale donné mais également par des considérations opérationnelles. Ainsi le recours à un gel, si la géologie le permet, présente l'avantage de nécessiter de plus faibles volumes d'eau; ce qui allège la compétition entre les usagers des sources d'eau, diminue les dimensions des sites à aménager et l'énergie qu'il faut déployer pour la fracturation. Les principaux inconvénients des gels résident dans leur propension à demeurer dans la formation et à produire des fractures hydrauliques longues mais simples, par opposition aux réseaux complexes développés avec l'eau fluidisée.

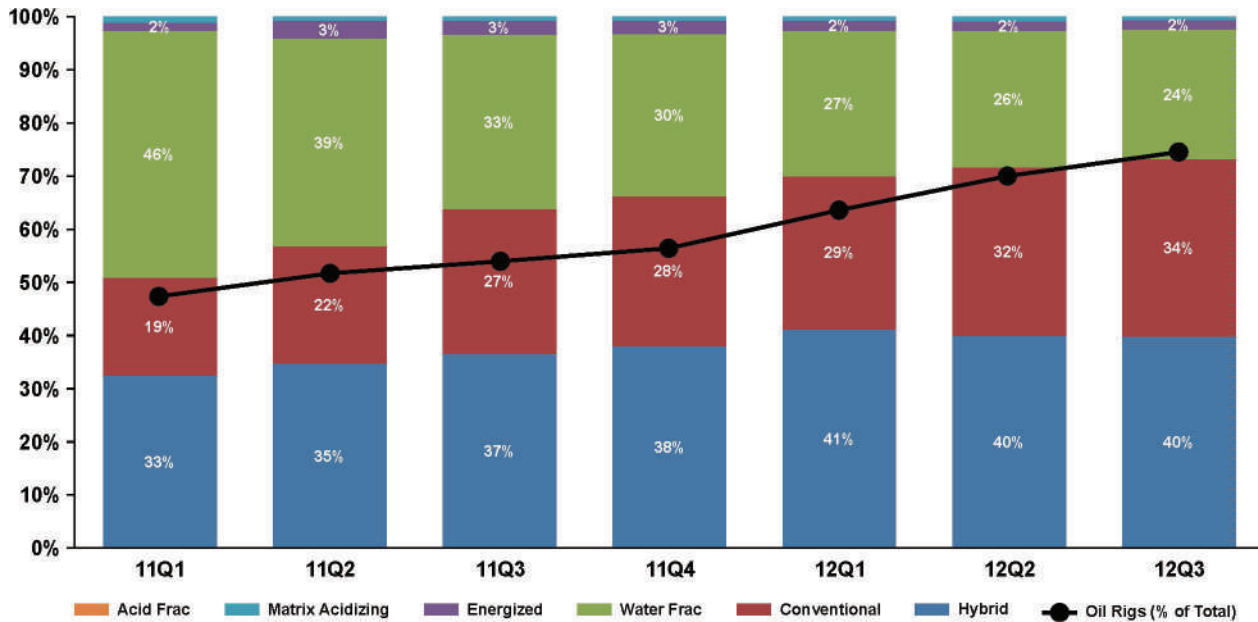


Figure 38 – Tendence évolutive des types de fluides utilisés pour la fracturation hydraulique aux États-Unis de janvier 2011 à septembre 2012 et comparaison avec l'activité de forage pour le pétrole de shale (en anglais, *oil rigs* sur la figure). Les gels (en rouge) et les fluides hybrides (en bleu) tendent à occuper une part de marché de plus en plus importante par rapport à l'eau fluidisée (en vert), qui a surtout des applications dans le gaz de shale. Adapté de Yang et al. (2013).

- Des agents non réactifs (N_2 ou CO_2) peuvent être ajoutés sous forme de gels ou d'émulsions à l'eau fluidisée pour en faciliter la récupération durant la période de reflux, particulièrement dans le cas des shales sous-pressurisés (Ribeiro et Sharma, 2013). La faible densité du gaz crée un gradient de pression positif qui contribue à expulser le liquide de fracturation plus rapidement et en plus grandes quantités. La solubilité de l'azote étant moindre que celle du dioxyde de carbone, ce dernier est souvent plus efficace (Frieauf et Sharma, 2009). Il est également possible d'ajouter du méthanol pour augmenter encore la solubilité et l'efficacité du gaz. Parmi les avantages de cette technique, une moindre quantité d'eau (et partant, d'additifs) est requise pour fracturer le même volume de roche et une moins grande proportion de l'eau est laissée dans la formation. Dans le cas d'un shale riche en argiles gonflantes ce procédé permet également de limiter l'endommagement de la formation. En revanche, la capacité portante du fluide (sa capacité à transporter les agents de soutènement) s'en trouve réduite et la faible densité du fluide ne permet pas d'utiliser ces techniques à grandes profondeurs. En outre, si du méthanol est ajouté sa manipulation pose des problèmes de sécurité en surface.
- Le CO_2 peut également être employé seul, injecté à l'état liquide et récupéré sous sa forme gazeuse (Mueller et al., 2012). Les avantages et inconvénients sont comparables à ceux décrits précédemment mais sont exacerbés : en l'absence d'eau aucun dommage n'est causé à la formation et la presque totalité du gaz est évacuée durant la période de reflux, mais la capacité portante de ces fluides est encore diminuée par rapport aux gels et à l'eau fluidisée. Enfin, la possibilité de séquestrer le CO_2 dans le shale peut être également envisagée (voir *infra*).

- Le recours au propane liquéfié à la place de l'eau ou du gel constitue la plus récente avancée en matière de fluides de fracturation (Soni, 2014). Là encore la technique est connue depuis plusieurs décennies, mais son utilisation dans des fracturations à grande échelle (massives) est nouvelle. De par sa nature le propane n'a pas tendance à endommager le réservoir contrairement à l'eau et aux gels. L'absence de ceux-ci élimine en outre la compétition entre les différents utilisateurs de l'eau et les problèmes associés au traitement des eaux de reflux. Le propane revenu à l'état gazeux se mêle par ailleurs aux hydrocarbures produits ce qui en augmente le pouvoir calorifique et la valeur monétaire, équilibrant ainsi la dépense initiale. Le principal désavantage du propane comme fluide de fracturation réside dans son inflammabilité, cause de risques opérationnels, humains et environnementaux évidents. Des formules stabilisées, non inflammables, sont toutefois en cours de développement ou commencent à être utilisées sur le terrain. Parmi les inconvénients de cette technique, on peut également remarquer que les fractures induites semblent plus rectilignes et moins complexes que celles générées par l'eau fluidisée. Encore peu de fracturations hydrauliques sont réalisées avec du propane mais son usage tend à se démocratiser. Ces dernières années des essais ont été réalisés avec succès au Québec et au Nouveau-Brunswick (Marcil et al., 2011; Leblanc et al., 2011).
- Différentes formes d'explosifs ont été employées pour stimuler des réservoirs conventionnels et non conventionnels depuis près d'une centaine d'année, autant sur terre qu'en mer. Dans le cas des réservoirs non conventionnels ces techniques ont été raffinées au début des années 2000 mais leur développement n'a jamais été compétitif par rapport à l'usage des fluides à base d'eau et semble avoir été abandonné, malgré quelques tentatives isolées (Aftab et al., 2014). Parmi les techniques la plus prometteuses, la combustion de charges propulsives liquides (en anglais, *liquid gun propellants*) permet, sans détonation, de produire des gaz qui génèrent une surpression capable de fracturer la roche. Des essais en laboratoire suggèrent que les fractures ainsi produites sont suffisamment irrégulières pour rester ouvertes sans avoir recours à des agents de soutènement (Wieland, 2005).
- Des procédés alternatifs à la fracturation hydraulique, c'est-à-dire sans avoir recours à un fluide, sont envisagés mais demeurent à l'état expérimental ou conceptuel. Ainsi le principe de fracturation par arc électrique, consiste à produire une onde de pression à partir d'une décharge électrique. L'impact de cette onde induit la fracturation de la roche à proximité de la zone d'impact seulement (Lenoir et Bataille, 2013). De même, la fracturation thermique consiste à déshydrater le shale par chauffage intense, ce qui entraîne la création de fractures par rétraction du matériau ainsi qu'une augmentation de sa perméabilité (El-Naas et Zekri, 2001). Les hydrocarbures liquides éventuellement présents dans le shale lors de ce processus seront vraisemblablement convertis en gaz. Cette technique est cependant davantage considérée pour les formations compactes riches en pétrole lourd que pour les shales. Les deux procédés évoqués ci-dessus, pour recevables qu'ils soient au point de vue théorique, nécessitent davantage d'énergie qu'ils ne permettent d'en produire et en l'état actuel de la recherche dans ces domaines, leur viabilité économique ne paraît pas envisageable à moyen terme.

6.3.2. Innovations mécaniques et conceptuelles

- La mise en place de l'équipement et la perforation sont grandement simplifiés et accélérés

par l'avènement de nouvelles technologies ou le raffinement et la combinaison de technologies établies. Ces techniques incluent notamment l'utilisation de plus en plus fréquente de tubages enroulés (en anglais, *coiled tubing*; Davis et al., 2013), la modernisation des valves traditionnelles (en anglais, *packers*; Antonio et al., 2007; Rivenbark et Dickenson, 2011) voire leur remplacement par un système de fenêtres coulissantes activées par des balles (en anglais, *ball drop activated slidding sleeves*; Bozeman et Degner, 2009).

- La gamme d'agents de soutènement (en anglais, *proppant*) disponibles continue à se diversifier. Les alternatives aux sables conventionnels incluent depuis longtemps des sables enrobés de résine et des billes de céramique. Tout récemment de nouveaux agents de soutènement ont aussi été développés pour des applications dans des environnements à très hautes pressions dans des réservoirs conventionnels profonds et pour la géothermie profonde : des applications futures dans les shales sont également envisageables ce qui contribuera, dans le futur, à repousser les limites technologiques qui empêchent d'exploiter le pétrole et le gaz de shale à trop grande profondeur (Palish et al., 2014). L'usage des agents de soutènements peut en outre être combiné à des traceurs géochimiques qui permettent de diagnostiquer les effets de la fracturation et de l'optimiser à mesure que les traceurs quittent les fractures induites avec les eaux de reflux.
- Des pompes de fond de trou (en anglais, *jet pumps*) sont utilisées depuis longtemps dans les réservoirs conventionnels sous-pressurisés pour augmenter le débit à la tête de puits ou évacuer l'eau accumulée au fond du puits. Les opérateurs ont récemment commencé à utiliser cette technique pour les puits de gaz et de pétrole de shale. Les avantages sont multiples : les pompes de fond de trou permettent de stimuler la production des réservoirs sous-pressurisés en particulier lorsque les puits atteignent la fin de leur durée de vie utile, d'éliminer les compresseurs en surface, de réduire le besoin de brûler à la torchère les volumes de gaz non économiques, et d'évacuer l'eau accumulée au fond du trou qui limite la production, etc. (Sarshar, 2012).
- Avec la modernisation des équipements et l'élaboration de simulateurs capables de gérer une complexité géomécanique croissante, il devient également possible de complexifier la séquence de stimulation de manière à maximiser le développement des fractures hydrauliques. Le principe qui régit ces nouvelles stratégies repose sur le fait que des ombres de pression se développent autour des zones déjà fracturées, ce qui influe sur la croissance, l'orientation et la complexité des réseaux de fractures créés à l'étape de fracturation suivante. Des séquences de fracturation selon une géométrie en fermeture éclair (en anglais, *zipper frac*) sont désormais techniquement possibles à partir du même drain horizontal (Sierra et Mayerhofer, 2014) ou en coordonnant la fracturation hydraulique de deux puits simultanément (Shen, 2014).
- La modernisation des technologies s'accompagne également de la mise à jour des concepts scientifiques qui permettent de modéliser la propagation des fractures induites dans le shale, de tenir compte des fractures naturelles déjà présentes avant la fracturation, et de comparer les modèles géomécaniques aux données de production. Les méthodes d'analyse des courbes de déclin sont ainsi en constante évolution et tendent vers une approche de plus en plus intégrée, prenant en compte un volume croissant de paramètres (Li et al., 2013). Ces progrès mettent notamment en lumière l'inefficacité de la stimulation dans certains puits ou certains segments de puits, selon le mode de complétion

choisi ou selon la qualité et l'hétérogénéité du réservoir. Ces observations permettent d'optimiser les stratégies de complétion, notamment en s'abstenant de fracturer certains segments d'un drain horizontal pour lesquels les modèles prédisent qu'ils ne contribueront que de manière marginale à la production totale du puits (Barree et al., 2014). L'avantage économique pour l'opérateur est évident, et s'accompagne d'un bénéfice environnemental et social dans la mesure où la durée et l'ampleur des opérations sont réduites d'autant.

- Des recherches sont également en cours pour développer des techniques de récupération assistée par le CO₂. Ces techniques (*enhanced oil recovery* ou *EOR*) sont déjà largement appliquées aux réservoirs conventionnels et paraissent prometteuses, quoi qu'encore expérimentales, pour le pétrole de shale (Eshkalak et al., 2014; Tovar et al., 2014). La séquestration du CO₂ est également un objectif considéré à long terme et qui pourrait déboucher sur des avancées environnementales majeures (Kang et al., 2010; Nuttal, 2010).
- Enfin les champs d'application futurs des nanotechnologies sont multiples et prometteurs, notamment dans le domaine des fluides de fracturation (Huang et Crews, 2008), mais cette technologie demeure encore largement expérimentale.

Les nouvelles techniques de fracturation hydraulique actuellement utilisées ne sont somme toute pas très novatrices. Les fluides de fracturation demeurent dominés par l'eau fluidisée même si on note un retour des gels depuis que le pétrole de shale figure parmi les objectifs des opérateurs, et le choix du fluide employé demeure largement contraint par les propriétés du réservoir. En dehors du recours à un fluide à base de propane non inflammable, les véritables innovations résident principalement dans les tactiques de complétion, à savoir l'amélioration des procédures d'injection et de fracturation et l'interaction (recherchée ou évitée) entre les étapes d'injection pour un même drain horizontal ou entre deux drains. L'incidence de la plupart des nouvelles technologies considérées ici porte donc essentiellement sur l'efficacité et le rendement de la fracturation hydraulique et sur la réduction de l'empreinte au sol et de la durée des opérations. Ces avancées sont positives en soit, dans la mesure où elles contribuent à augmenter le taux de récupération des hydrocarbures en diminuant leur impact environnemental et social.

Dans l'ensemble, l'essentiel des tendances, des nouvelles technologies déjà opérationnelles et des innovations conceptuelles décrites ci-dessus sont applicables dans un contexte québécois même si des distinctions doivent être faites selon l'étape de l'exploration ou du développement qui est considérée. Ainsi dans le cas du Shale d'Utica la fracturation au propane pourrait être considérée pour les régions où le shale est très peu profond et encore dans la fenêtre à huile, mais l'eau fluidisée sera vraisemblablement le type de fluide le plus largement utilisé pour développer la ressource dans le reste du bassin. On est encore loin, cependant, à ce stade de l'exploration pour le Shale d'Utica, du moment où les opérateurs auront acquis une confiance suffisante pour standardiser et optimiser les opérations de fracturation : la prochaine étape consistera surtout à tester différentes méthodes de complétion (types de fluides et dosage des additifs, variation de la séquence de stimulation, etc.). L'exploration pour le shale de la Formation de Macasty est à un stade encore moins avancé et il est fort probable que les opérateurs vont privilégier des stratégies conservatrices dans un premier temps. Des alternatives à la fracturation conventionnelle impliquant exclusivement l'eau fluidisée devraient toutefois être considérées dès le début, considérant la charge en pétrole et condensats du réservoir et sa très faible perméabilité (plus faible que dans le cas de la plupart des réservoirs non conventionnels qui produisent

présentement du pétrole en Amérique du Nord) : l'ajout de CO₂ à l'eau fluidisée, voire le recours à une fracturation au propane, sont des méthodes alternatives qui devraient être considérées pour la Formation de Macasty dans les secteurs où elle est riche en liquides et relativement peu profonde. Les problématiques associées à la manipulation de matières inflammables dans un environnement forestier devront toutefois être discutées au préalable.

6.4. Techniques géophysiques

Les méthodes d'investigation géophysiques couvrent plusieurs champs d'application dans l'exploration et l'exploitation du gaz et du pétrole de shale. L'application dont le développement est le plus étroitement lié au domaine non conventionnel est la technologie microsismique et fera l'objet d'une attention particulière ici, mais d'autres technologies existantes ont également été raffinées pour répondre aux nouveaux impératifs des réservoirs non conventionnels, telles la sismique 3D, certaines diagraphies et plus indirectement la télédétection.

- La technologie microsismique (en anglais, *microseismic monitoring*) est issue de concepts développés à partir des années 1980 pour les secteurs minier et géotechnique, et a commencé à être appliquée au suivi de la fracturation hydraulique au début des années 2000. Le principe consiste à enregistrer les ondes produites par le glissement (cisaillement) des épontes d'une fracture pendant sa formation ou sa réactivation. En raison de la très faible magnitude des événements microsismiques (typiquement dix millions de fois plus faible que celle des événements sismiques) les géophones destinés à enregistrer ces événements doivent être placés à proximité de la source. Un dispositif typique (Figure 39) consiste à installer des géophones dans un ou plusieurs puits de contrôle proche(s) du puits à partir duquel la fracturation hydraulique est initiée (Quirein et al., 2006). Un dispositif alternatif ou complémentaire consiste à installer des géophones en surface (temporaires ou fixes) à la verticale de la zone stimulée. La principale limitation de la technologie microsismique réside dans le fait que seules les fractures activées selon un mode cisailant émettent une onde enregistrable par les géophones, tandis que la vaste majorité des fractures générées par fracturation hydraulique sont activées selon un mode en tension et ne sont pas détectées par la méthode microsismique, de même que celles actives en cisaillement lent (Zoback et al., 2012). D'autres limitations existent, qui sont d'ordre opérationnel plutôt que conceptuel et par conséquent peuvent être résolues ou mitigées pour peu que l'opérateur en soit conscient (Johnston et Shralow, 2011). Ainsi la précision dans la localisation des événements microsismiques décroît rapidement à mesure que la source est éloignée du géophone, ou que des variations lithologiques provoquent des réflexions et réfractions au contact entre les unités et des zones aveugles (en anglais, *blind spots*) peuvent introduire des biais dans l'analyse des résultats (Urbancic et al., 2013). En outre, le suivi microsismique est généralement réalisé sur une courte période de temps jusqu'à quelques heures après l'arrêt de l'injection, de sorte que la période d'ajustement et de stabilisation des fractures est rarement étudiée. Par ailleurs les dispositifs installés en surface sont soumis aux mêmes contraintes techniques que la technologie sismique traditionnelle, qu'elle soit 2D ou 3D, en particulier lorsque la présence de sédiments meubles ne permet pas un bon couplage entre les géophones et la sous-surface. Les contraintes de surface (droits d'accès) peuvent également limiter l'utilisation des dispositifs de surface. De manière simplifiée, les dispositifs installés dans

un puits contrôle offrent une bonne résolution verticale dans la localisation des événements microsismiques tandis que les dispositifs installés en surface offrent une bonne résolution horizontale dans la localisation des mêmes événements : la combinaison des deux dispositifs représente donc une stratégie optimale. Le principal avantage de la technologie microsismique est que celle-ci permet, lorsque les conditions techniques sont bonnes, de cartographier en quatre dimensions la localisation des fractures induites et leur distribution dans le temps. Ceci permet de comparer le mode de propagation des fractures hydrauliques à la stratégie de stimulation employée et d'optimiser celle-ci en temps réel, de vérifier que les fractures sont circonscrites à la zone ciblée par la fracturation et d'estimer l'étendue de la zone stimulée (en anglais, *stimulated rock volume*; Mayerhofer et al., 2008), de s'assurer que des failles ou des puits voisins ne sont pas affectés par la fracturation, de même que les aquifères de surface (Fischer et Warpinski, 2011). Ce dernier point revêt une importance particulière dans la mesure où le suivi microsismique en temps réel offre un outil complémentaire (il n'est pas unique) pour assurer la sécurité des opérations de fracturation et limiter les risques d'invasion d'un drain horizontal voisin ou de sismicité induite (Nakhwa et al., 2013). À plus long terme, enfin, dans un contexte de production, l'installation de dispositifs fixes en surface permet en outre d'effectuer un suivi dans le temps de l'évolution des régimes de contrainte qui prévalent dans le shale à mesure que les fluides sont soutirés au-delà de la période de reflux.

- La sismique 3D est une technologie désormais bien établie et qui n'est pas spécifique au domaine des réservoirs non conventionnels, mais son application à ce domaine a connu ces dernières années de multiples innovations qui ne sont pas d'ordre technologique (les méthodes d'acquisition demeurent les mêmes) mais analytique. Ainsi il est maintenant possible de définir une gamme étendue d'attributs sismiques (en anglais, *seismic attributes*) caractéristiques de certaines propriétés de la roche, telles sa pression, sa ductilité, son contenu en matière organique, etc., pour peu que des données diagaphiques permettent de calibrer les données sismiques. Ces applications ont une incidence certaine sur les stratégies d'exploration lorsqu'on cible des intervalles de shale spécifiques (variables autant verticalement que latéralement) sur la base de leur contenu en matière organique, de leur propension à se fracturer plus ou moins aisément ou de leur saturation en hydrocarbures. Ces techniques peuvent être combinées à l'analyse microsismique (Hart et al., 2014) et permettent d'identifier et prioriser les secteurs les plus prometteurs (Da Silva et Marfurt, 2012). Ces applications jouent également un rôle important dans l'identification des risques géologiques, notamment en permettant de délimiter avec précision la zone de dommage à proximité des failles et d'identifier les zones karstiques (Guo et al., 2010). Les intervalles surpressurisés, s'ils sont souhaitables et recherchés lorsqu'ils sont développés dans un réservoir de gaz de shale, représentent également un risque opérationnel lorsqu'ils sont rencontrés en forage à l'aplomb du réservoir et doivent être anticipés dans la mesure du possible (Nour et Al Bin Hassan, 2013). Les avantages de l'analyse des données sismiques 3D par le biais d'attributs sismiques résident donc dans une meilleure planification des campagnes de développement d'un champ pétrolier ou gazier non conventionnel, et dans une sécurité accrue des opérations de forage et de fracturation. Le principal inconvénient de la sismique 3D réside évidemment dans l'impact que peuvent avoir les opérations d'acquisition en surface, ainsi qu'il sera discuté ci-après.

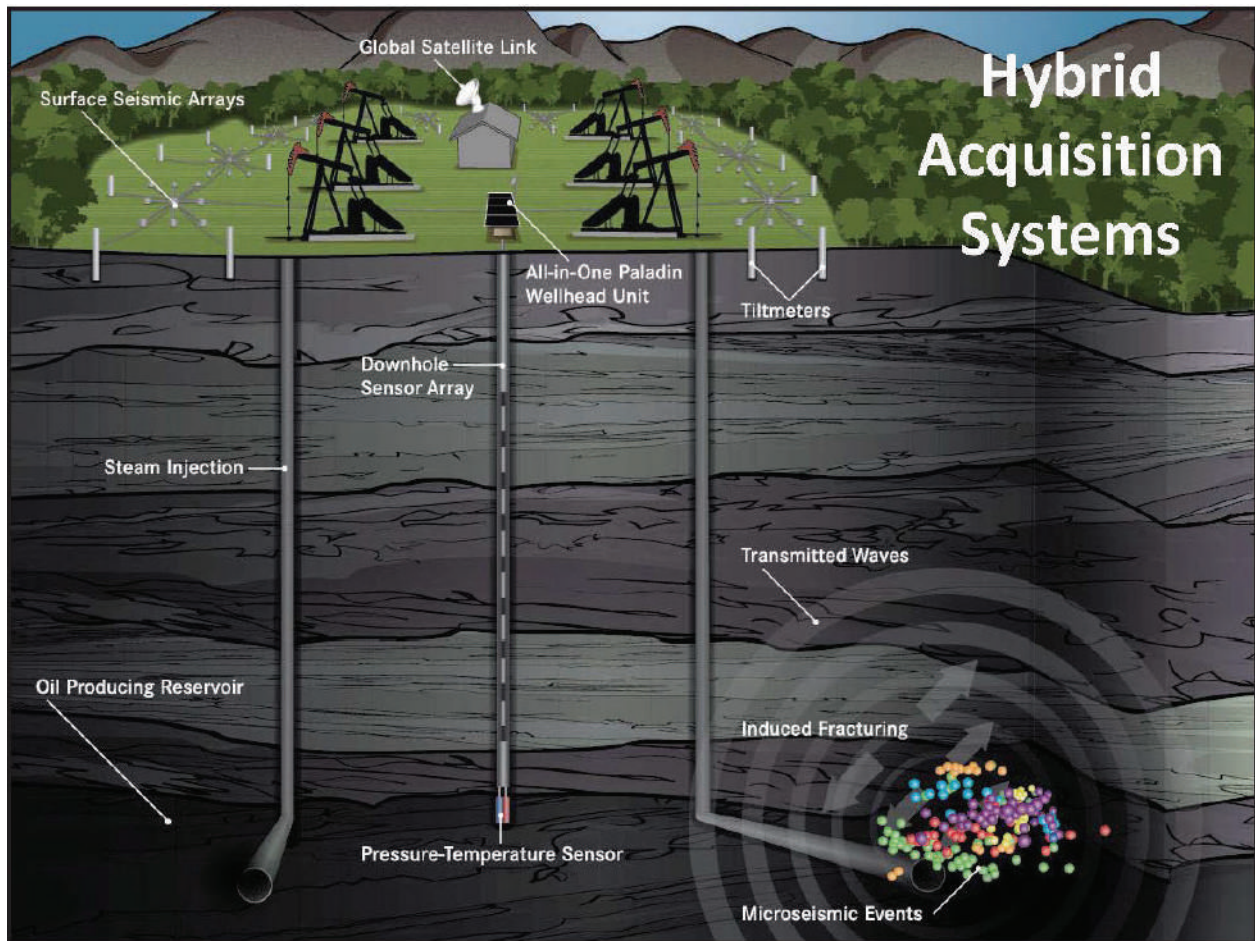


Figure 39 – Géométrie d'un dispositif microsismique hybride, dans lequel une série de géophones est installées dans un puits de contrôle (*downhole sensor array* sur la figure) et une autre série installée en surface (en anglais, *surface seismic arrays* sur la figure) est combinée à des inclinomètres (en anglais, *tiltmeters* sur la figure). Tiré de Prince et Crowley (2014) et reproduit avec la permission d'ESG Solutions.

- L'acquisition d'un levé sismique 2D ou 3D est un processus établi de longue date et qui ne représente pas en soi une nouvelle technologie devant être discutée ici. Toutefois les inconvénients inhérents à toute opération en surface, fut-elle de courte durée comme c'est le cas pour la plupart des levés géophysiques, peuvent être décuplés dans le cas de la recherche de réservoirs non conventionnels dans la mesure où ces réservoirs sont étendus sur de grandes superficies : les problématiques liées à l'occupation du territoire (peuplé ou non) et à l'environnement de surface (agricole ou forestier, etc.) peuvent devenir particulièrement aiguës à mesure que les opérations géophysiques s'étendent dans l'espace et le temps. La combinaison de technologies existantes permet dans une certaine mesure de mitiger les impacts sur l'environnement et les populations. Ainsi le développement de nouvelles générations de géophones équipés de GPS plutôt que de câbles réduit considérablement les entraves à la circulation des véhicules et des personnes dans les zones peuplées ou agricoles, et accélère les opérations de manière significative ce qui a également un effet bénéfique sur l'impact environnemental global des opérations (Pellegrino et al., 2012).

- Les géophones utilisés pour la sismique de surface connaissent également une évolution en termes de précision et de sensibilité, notamment pour des applications qui nécessitent de détecter la présence d'huile dans les shales. Des géophones digitaux remplacent de plus en plus les géophones analogiques traditionnels (Zuming et al., 2014).
- Des sondes diagraphiques spécialisées ont été mises au point au cours des dernières années, qui permettent d'analyser des propriétés physiques de la roche autrement difficiles à appréhender. En particulier la résonance magnétique nucléaire permet, par l'application d'un champ magnétique, d'évaluer directement la porosité intrinsèque des shales, un paramètre au demeurant difficile à estimer à partir des autres types de diagraphies en raison des effets de matrice, mais qui revêt une importance particulière pour estimer la ressource en place (Minh et Sundararaman, 2006). La spectrométrie élémentaire est une autre application qui permet d'approcher quantitativement la minéralogie des unités rencontrées (Hemingway et Rylander, 2011). Les dipôles acoustiques, enfin, permettent désormais d'apprécier les variations fines de l'orientation des champs de contrainte locaux ainsi que les propriétés géomécaniques de la roche, deux éléments clés pour optimiser les résultats de la fracturation hydraulique et assurer que les fractures induites sont contenues au sein de la zone ciblée. Les nouvelles générations de sondes peuvent désormais être utilisées en temps réel durant le forage (en anglais, *log while drilling*) sans interrompre celui-ci (Market et Bilby, 2011). Ces sondes placées en fond de trou en arrière du trépan permettent notamment d'obtenir en temps réel des informations sur les propriétés pétrophysiques de la roche qui vont aider à mieux orienter le trépan pour que le forage demeure dans l'intervalle à forer, mais aussi à modifier sa trajectoire par rapport à celle prévue sur la base des diagraphies obtenues dans le puits vertical pilote lorsque des variations significatives ou subtiles des propriétés pétrophysiques indiquent qu'il est possible d'optimiser les résultats de la fracturation hydraulique en modifiant le programme initial. Des limitations certaines existent pour chacun de ces nouvelles sondes, mais elles sont d'ordre technique ou interprétatif et ne seront pas discutées ici.
- Outre les sondes diagraphiques, la fibre optique est également de plus en plus utilisée pour suivre en continu l'évolution de certains paramètres, en particulier la température des fluides à l'intérieur du coffrage pendant les périodes de reflux et de production (Rambow et al., 2010). Tout récemment de nouvelles avancées ont été réalisées, qui permettent désormais de suivre l'évolution de la pression des fluides à l'intérieur mais également à l'extérieur du coffrage. Ces progrès permettent en particulier d'envisager une détection plus précise et plus rapide des fuites occasionnées par un mauvais couplage entre le ciment et la formation, avec des avantages environnementaux évidents (Hull et al., 2010; Rambow et al., 2010; Molenaar et al., 2012).
- L'imagerie satellitaire par télédétection hyperspectrale est déjà largement utilisée pour cartographier les déversements pétroliers dans le domaine marin et les microsuitements sur terre. Dans certaines conditions elle permet également d'identifier les régions où les émissions de méthane dans l'air dépassent la moyenne (Kort et al., 2014). Les capteurs satellitaires ne permettent pas encore d'identifier des fuites ponctuelles à l'échelle métrique, mais le développement d'une technologie aéroportée pourrait à l'avenir faciliter la détection de fuites sur les installations de surface (Massuyeau, 2011).

Les nouvelles techniques géophysiques d'investigation disponibles permettent donc d'optimiser l'exploration et le développement des réservoirs non conventionnels à l'échelle locale et régionale. Les avantages ainsi retirés ont trait à une meilleure planification des opérations sur le court et le long terme, qui peuvent être concentrées sur les zones potentiellement les plus productives et laisser de côté les zones moins économiquement attractives ou qui présentent des risques géologiques importants. Ces techniques présentent peu de désavantages dans la mesure où elles sont relativement peu, voire pas, invasives, le plus souvent limitées à la proximité immédiate d'un puits et limitées dans la durée. Les pratiques associées aux levés sismiques de plus grande ampleur tendent également vers une réduction de leur impact en surface.

L'ensemble de ces nouvelles technologies est directement applicable dans un contexte québécois. De fait, des exigences concernant le suivi microsismique figurent déjà dans le RPEP (MDDELCC, 2014a).

6.5. Techniques environnementales

La plupart des innovations technologiques documentées dans les sections précédentes permettent de réduire l'impact que les opérations peuvent avoir sur l'environnement ou la population, ne serait-ce que de façon mécanique par la diminution des superficies, des volumes ou des durées impliquées. Un certain nombre d'innovations récentes se démarquent des précédentes par leur contribution plus directe aux efforts de réduction des impacts sur l'environnement ou la santé. Les technologies et les stratégies qui sont documentées ici couvrent un large spectre d'applications, depuis le remplacement des moteurs diesels par des moteurs au gaz naturel jusqu'à la mise en ligne de données autrefois traitées de manière confidentielle. C'est toutefois la gestion de l'eau (sa manutention, son traitement et son retraitement) qui domine cette section.

- Les opérations de forage et de fracturation consomment beaucoup d'énergie, principalement pour le transport par camion, le fonctionnement de la foreuse ou le pompage des fluides de fracturation à haute pression. Une tendance récente consiste à remplacer les moteurs diesel traditionnellement utilisés par des moteurs hybrides au gaz naturel (Nakhwa et al., 2013). Outre les avantages environnementaux avérés de ces nouvelles pratiques, les moteurs gagnent également en autonomie. Ce point est particulièrement important dans le cas des camions pompes assurant l'injection des fluides de fracturation car cela permet de retarder voire d'éviter l'interruption des opérations au moment de remplir les réservoirs, minimisant ainsi la durée totale des opérations de même que les risques d'accident sur le site.
- À petite échelle, l'acheminement et l'évacuation des importants volumes d'eau requis pour la fracturation hydraulique se fait habituellement par camion. Cependant, lorsque le développement de la ressource atteint un stade de maturité suffisant, une planification et une coordination à l'échelle régionale peuvent être établies et les eaux de fracturation et de reflux peuvent être acheminées et évacuées par des conduites d'eau installées de façon semi-permanente, minimisant ainsi l'impact du camionnage sur le réseau routier et les risques pour la population.
- Bien que l'eau (douce) fluidisée représente le principal fluide utilisé pour la fracturation (au moins dans le cas du gaz de shale), les conflits d'usage ou simplement la non disponibilité de l'eau incitent de plus en plus à rechercher des solutions alternatives à

l'eau douce. L'eau de mer ou les saumures sont ainsi considérées, mais cela implique souvent la mise au point d'additifs qui demeurent stables à des salinités parfois élevées (Figure 40; Hallock et al., 2013; Zhou et al., 2014). Des sources d'eau alternatives peuvent également être considérées lorsque leur composition chimique le permet, notamment les eaux industrielles (Alleman et Arthur, 2012).

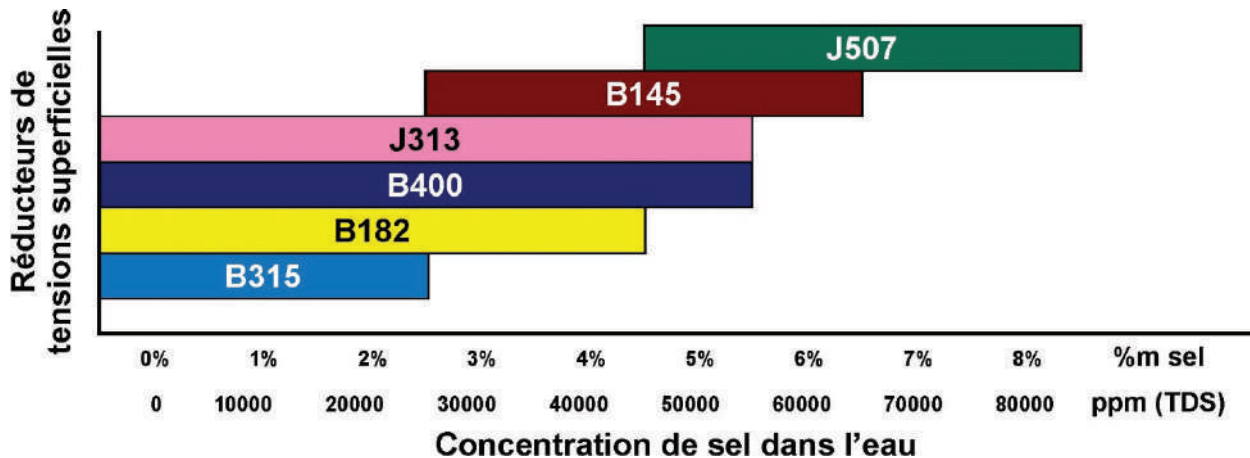


Figure 40 – Tolérance à la salinité de certains réducteurs de tensions superficielles (en anglais, *friction reducer* sur la figure). Adapté de Mikic et Cambell (2011).

- Les additifs ajoutés à l'eau de fracturation répondent à différents impératifs qui sont largement contrôlés par les propriétés du réservoir et les contraintes opérationnelles. Dans les limites de ces impératifs, des produits alternatifs ont été développés et d'autres sont en cours de développement afin de réduire ou éliminer les possibles effets adverses que pourraient avoir les additifs traditionnels sur la santé et sur l'environnement (Al-Ghazal et al., 2013). Les additifs alternatifs les plus souvent considérés sont ceux utilisés par l'industrie alimentaire.
- Outre la recherche d'additifs alternatifs, les efforts de recherche portent également sur la réduction des volumes d'additifs nécessaires. Ainsi dans le cas des bactéricides, leur usage peut être remplacé par un traitement aux rayons ultraviolets destiné à éliminer les bactéries déjà présentes dans l'eau (Rodvelt et al., 2011).
- D'une manière plus générale, il faut souligner ici que les premières phases de l'exploration et de la production sont caractérisées par un haut degré d'incertitude quant aux besoins réels en additifs. En l'absence de données suffisantes, les opérateurs ont donc tendance à utiliser le spectre complet des types d'additifs généralement considérés comme nécessaires. Ce n'est que dans un second temps, à mesure que les données de production sont accumulées et analysées, qu'il devient possible de discerner quels additifs sont réellement nécessaires pour un réservoir donné (Yang et al., 2013). On enregistre alors une réduction significative de la gamme d'additifs utilisés et du volume des additifs restants.
- La réutilisation des eaux de reflux pour de nouvelles fracturations hydrauliques (qu'il s'agisse d'eau fluidisée ou de gels) est une tendance récente, motivée autant par des impératifs économiques que des considérations environnementales. Ce processus n'est

pas anodin dans la mesure où les eaux de reflux se chargent en particules et composés dissous indésirables à mesure qu'augmente leur temps de résidence dans la formation (Blauch, 2010). Pour cette raison, ce sont donc typiquement les eaux de reflux initiales qui sont privilégiées, celles produites plus tard pendant la phase de production du puits étant moins désirables. Jusqu'à un certain point les eaux de reflux doivent être traitées et filtrées avant d'être réinjectées, mais il peut être également souhaitable d'en préserver la chimie dans la mesure où certains additifs n'ont pas été entièrement consommés pendant leur séjour dans la formation : leur réutilisation diminue d'autant le coût de la prochaine fracturation hydraulique.

- Lorsque les fluides de fracturation (eau fluidisée ou gel) ne peuvent être réinjectés, leur recyclage (de préférence réalisé sur le site) implique une séquence de traitement plus ou moins complexe selon leur composition physicochimique, leur destination et la réglementation qui s'applique. Des traitements minimaux sont effectués dans le cas d'une injection dans une formation perméable par un puit d'élimination (en anglais, *disposal wells*). À l'opposé du spectre, les nouvelles technologies disponibles ou en cours d'élaboration visent à purifier les eaux de reflux jusqu'à les rendre propres à la consommation humaine. Ces techniques font appel à, et souvent combinent, différents procédés déjà utilisés en environnement (Figure 42), notamment la séparation physique et chimique, l'usage de membranes (osmose inverse), les échanges ioniques, l'électrodialyse, la distillation thermique et l'évaporation, la cristallisation, les traitements à l'ozone, aux ultrasons et aux ultraviolets, etc. (URS Corporation, 2011; MDDEFP, 2012).

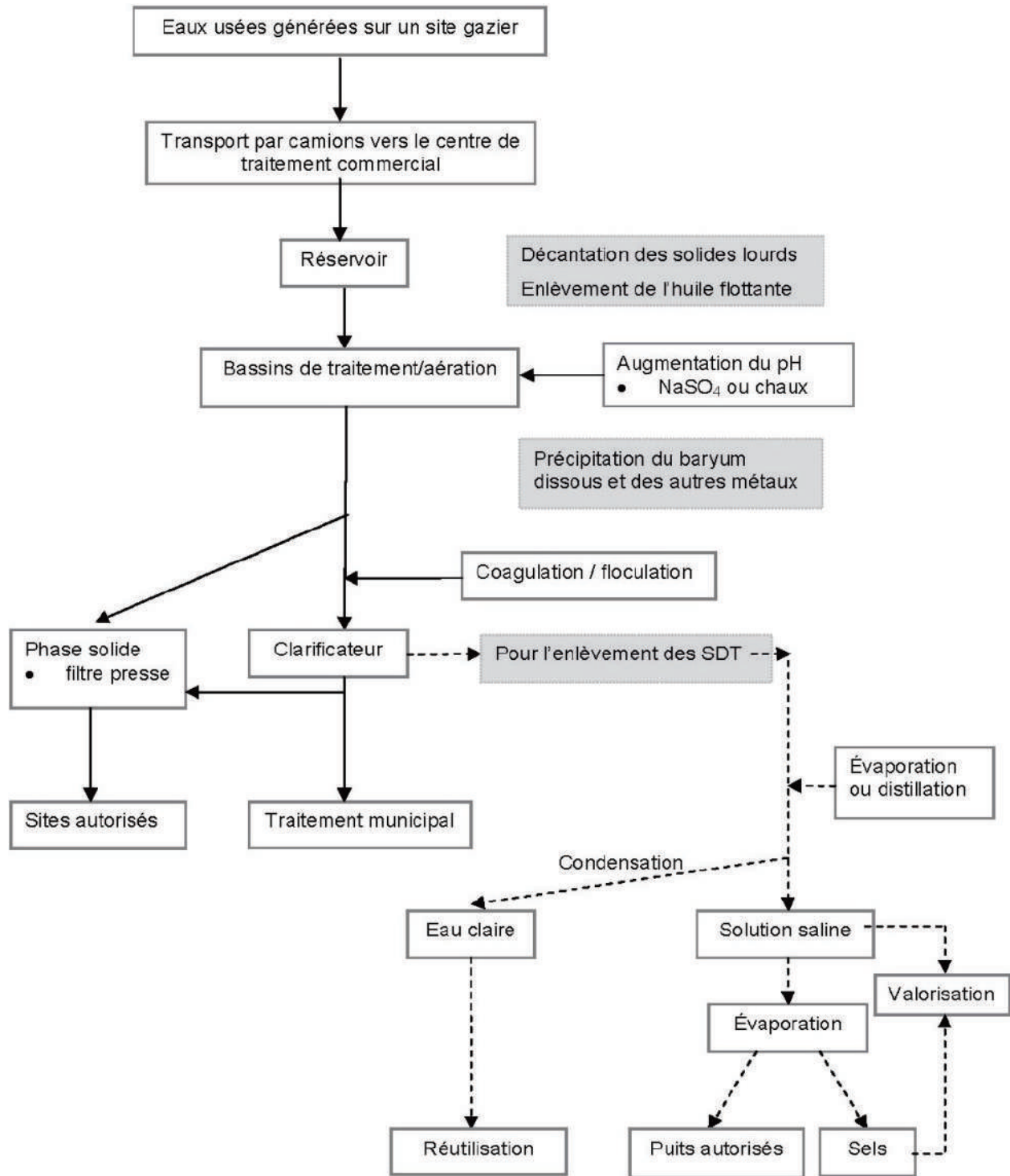


Figure 41 – Exemple de chaîne de traitement commerciale des eaux usées de l'industrie gazière utilisée en Pennsylvanie. titré du MDDEFP (2012).

- Enfin, il faut rappeler ici que la nature et la concentration des additifs utilisés pour la fracturation hydraulique ont longtemps été considérées comme un secret industriel. Leur publication en ligne sur une base volontaire permet désormais de constituer des bases de données analytiques évolutives. Il s'agit là d'une orientation nouvelle et prometteuse qui devrait permettre aux opérateurs d'optimiser leurs pratiques dans une région donnée et aux chercheurs d'ancrer leurs travaux dans la réalité des opérations sur le terrain (Arthur et al., 2014).

Les nouvelles technologies qui visent à réduire l'impact potentiel des opérations sur l'environnement et sur la santé sont donc encore en pleine évolution. Leurs avantages sont évidents et leurs inconvénients sont peu nombreux, si ce n'est bien souvent qu'elles s'accompagnent d'un coût additionnel qui peut en limiter l'usage. Ces coûts tendent toutefois à diminuer à mesure que les techniques se raffinent et se démocratisent, ou que des économies d'échelle sont réalisées au cours des stades de développement les plus matures des opérations à l'échelle régionale. Il faut souligner ici que quelle que soit la gamme des technologies disponibles pour filtrer et purifier les eaux de reflux, le facteur déterminant réside cependant dans la composition du fluide à sa sortie et les efforts continuent de porter sur le développement de fluides et d'additifs non toxiques.

Dans l'ensemble, l'essentiel de ces nouvelles technologies est applicable dans un contexte québécois même si des distinctions doivent être faites selon l'étape de l'exploration ou du développement qui est considérée. Ainsi, le degré d'exploration étant encore peu avancé au Québec et la phase d'exploitation à grande échelle n'ayant pas encore débuté, la coordination régionale de la gestion de l'eau ne paraît pas représenter un impératif stratégique à court terme, même si sa planification peut commencer à être envisagée dès aujourd'hui. L'identification des sources d'approvisionnement en eau les plus pertinentes devrait en revanche être au cœur des préoccupations immédiates car la nature et la chimie des fluides de fracturation utilisés aura une incidence importante sur les stratégies de traitement et de réutilisation des eaux de reflux. Enfin le potentiel d'injection des eaux de reflux dans des formations perméables paraît maigre au Québec en l'état actuel des connaissances.

6.6. Conclusion

L'inventaire non exhaustif des nouvelles technologies et des nouvelles tendances applicables aux hydrocarbures de shale fait ressortir l'importance de développer une vision de plus en plus intégrée des contraintes et enjeux géologiques, opérationnels, sociaux, environnementaux et réglementaires (Fonseca, 2014). Les objectifs et les priorités des différents partis impliqués (industrie, société civile et gouvernement) sont souvent divergents en apparence mais ils ne sont pas mutuellement exclusifs : jusqu'à un certain point la combinaison et l'intégration des technologies et tendances nouvelles répond à des intérêts communs à toutes les parties et permet en même temps à chacun d'honorer ses objectifs.

Considérés dans une perspective québécoise, les champs d'application potentiels des nouvelles technologies apparaissent très diversifiés et couvrent presque toute la gamme de l'inventaire réalisé ici. De nombreuses technologies ont ainsi été développées ailleurs en Amérique du Nord pour répondre à des besoins spécifiques dans des environnements donnés, tels la rareté de la ressource en eau ou au contraire l'abondance de sources d'approvisionnement en eau salée, la

présence de gaz dans des shales aisément fracturables ou au contraire la présence de pétrole dans des shales ductiles, etc. Les ressources non conventionnelles identifiées au Québec présentent au contraire un spectre de caractéristiques très étendu : il est question ici d'un potentiel en émergence mais pas encore en développement à grande échelle, ce qui laisse le champ libre à l'élaboration de différents modèles de développement. Il est aussi question d'environnements sociaux et écologiques contrastés entre les Basses-Terres du Saint-Laurent et l'île d'Anticosti. De même, la nature de la ressource considérée implique des modalités de production différentes, soit une ressource dominée par le gaz naturel dans le premier cas et par le pétrole et les condensats dans le second.

Enfin, en guise d'ouverture, il convient de rappeler que les entreprises québécoises aussi peuvent participer au développement et à la commercialisation de nouvelles technologies appliquées aux hydrocarbures de roche mère, quelle que soit l'orientation qui sera donnée à l'exploration et à l'exploitation des réservoirs non conventionnels au Québec. Les mesures de crédits d'impôt à l'investissement dans le contexte de la recherche scientifique et du développement expérimental mises en place par Revenu Québec et par l'Agence du revenu du Canada vont déjà dans ce sens.

7. Synthèse des connaissances, recommandations d'acquisition de nouvelles connaissances, et constats

En guise de conclusion, nous établissons l'état des connaissances pour les techniques d'exploration en milieu terrestre et marin (sections 7.1 et 7.2) et pour les risques de migration et de sismicité (sections 7.3 et 7.4). Pour chacun de ces thèmes, nous établissons les lacunes générales de connaissances, les lacunes de connaissances spécifiques au Québec, et enfin nous dressons une liste de recommandations d'acquisition de connaissances pour alimenter les ÉES en cours. Pour les techniques en développement, nous dressons plutôt des constats sur les avantages et inconvénients d'utilisation de ces techniques dans le contexte de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures au Québec.

7.1. Les techniques utilisées en milieu terrestre

7.1.1. État des connaissances

- La détection de composés organiques carbonés (p. ex. alcanes, CO₂) dans les sols peut servir d'outil de prospection géochimique pour les hydrocarbures.
- Les échantillons de gaz dans les sols ou dans l'air sont récoltés systématiquement sur le terrain et analysés au laboratoire pour détecter des micro-suintements associés aux hydrocarbures dans des réservoirs plus profonds.
- Les levés géochimiques de surface (sols et air) ont peu d'impact négatif sur l'environnement.
- Les levés gravimétriques et magnétiques fournissent des données pour mieux comprendre la géométrie des bassins sédimentaires (épaisseur des séquences, détection des failles, etc).
- Les levés gravimétriques et magnétiques au sol ont peu d'impact négatif sur l'environnement.
- Les levés de sismique réflexion permettent d'imager de façon plus précise la géométrie du bassin et de cibler des pièges.
- Les deux principales sources d'ondes pour la sismique réflexion sont la dynamite et les camions-vibreurs.
- Les impacts négatifs des levés sismiques concernent : les vibrations causées aux infrastructures, le bruit pouvant perturber la population locale et la faune, et la déforestation locale pour les chemins et sentiers.
- Des mesures de mitigation existent et l'acquisition des données sismiques est bien encadrée par des règlements qui permettent de minimiser les risques.
- Les sondages stratigraphiques utilisent la technologie des sondages miniers pour récolter des carottes de roche.
- Le forage pétrolier comprend plusieurs étapes avant la complétion et la production des hydrocarbures : installation des coffrages, cimentation, pose d'un bloc obturateur anti-éruption, essai de pression, test d'intégrité, diagraphies, essais aux tiges, cimentation du

coffrage de production avant la complétion ou la fermeture du puits. Un carottier permet de récupérer des carottes aux profondeurs correspondant au réservoir ciblé pendant ces opérations.

- La fracturation hydraulique est un procédé de stimulation des puits de gaz et de pétrole qui utilise des fluides, dont l'eau qui est le fluide le plus couramment utilisé.
- Le terme de fracturation hydraulique à haut volume (en anglais, *high volume hydraulic fracturing*) a été introduit pour la fracturation hydraulique nécessitant de grands volumes d'eau pour fracturer les roches dans les réservoirs non conventionnels.
- Un puits d'exploration est fermé lorsqu'il est sec ou possède un faible potentiel de production, et lorsque la production est terminée en fin de vie.
- Les méthodes de fermeture des puits sont connues et règlementées.

7.1.2. Lacunes générales dans les connaissances

- Il est parfois difficile d'analyser les résultats des analyses géochimiques, car les absences d'anomalies ne sont pas toujours significatives.
- Le comportement de l'équipement d'un sondage stratigraphique en cas de fuite subite de gaz n'est pas connu. Néanmoins, une modification de l'appareil de sondage a permis d'installer un bloc anti-éruption pour les sondages récents au Québec.
- L'intégrité des puits à long terme, même après leur fermeture définitive, constitue la principale lacune de connaissances actuelle pour la construction des forages pétroliers (voir la section 7.4 pour plus de détails).
- Le comportement du ciment dans les puits pendant et après la fracturation hydraulique demeure un sujet de recherche et il existe encore des lacunes de connaissances sur ce sujet (voir la section 7.4 pour plus de détails).

7.1.3. Lacunes dans les connaissances spécifiques au Québec

- Les lacunes générales dans les connaissances pour les levés géochimiques et géophysiques, les sondages stratigraphiques et les forages pétroliers s'appliquent pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures au Québec.

7.1.4. Recommandations d'acquisition des connaissances

- Il ne s'agit pas ici d'une recommandation d'acquisition de connaissances comme tel, mais plutôt d'une recommandation d'introduire des mesures spécifiques pour la fracturation hydraulique à haut volume dans la nouvelle loi sur les hydrocarbures.

7.2. Les techniques utilisées en milieu marin

7.2.1. État des connaissances

- Les étapes de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu marin sont semblables à celles en milieu terrestre.

- Les données de sismique sont acquises de façons différentes en milieu marin avec des navires qui tirent en remorque la source d'ondes suivie des récepteurs des ondes qui sont des hydrophones.
- Les effets des levés sismiques marins sont surtout reliés au bruit sous-marin.
- La grande différence dans les opérations d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin consiste à utiliser des plateformes de forage.
- L'installation d'équipements sous-marins pour la production, dont des pipelines pour le transport, constitue une différence marquée par rapport au milieu terrestre.
- Un des principaux impacts provient des émissions de GES, tout comme dans le milieu terrestre.
- La gestion des déchets solides et liquides est différente en milieu marin (par ex. les eaux de production et les boues sont souvent rejetés directement dans la mer).
- Le plus grand risque est celui d'un déversement massif dû à la rupture du puits.
- Des premiers modèles de transport des contaminants ont été élaborés dans le secteur du prospect Old Harry.

7.2.2. *Lacunes générales dans les connaissances*

- Les effets réels de la sismique par rapport aux modifications physiques ou physiologiques de la faune ne sont pas encore bien connus.

7.2.3. *Lacunes dans les connaissances spécifiques au Québec*

- Les plans d'urgence pour gérer les risques, principalement de déversement massif, ne sont pas établis au Québec.
- Les modèles de transport des contaminants ne tiennent pas compte du comportement du pétrole et de tous les aléas climatiques des différentes saisons.
- Le comportement des courants de surface dans l'ensemble du golfe est moins bien connu.
- L'influence de la glace pendant l'hiver demeure une inconnue pour l'ensemble des opérations d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent.

7.2.4. *Recommandations d'acquisition des connaissances*

- Actualiser l'*Énoncé des pratiques canadiennes d'atténuation des ondes sismiques en milieu marin*.
- Développer des meilleures pratiques pour les opérations d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures pour le golfe du Saint-Laurent qui s'inspireraient de celles de l'Arctique canadien.

7.3. Les risques de migration

7.3.1. État des connaissances :

- Le transfert et le stockage des liquides (boue de forage, eau d'injection, produits chimiques, eau de production) aux sites des puits pétroliers et gaziers représentent le principal risque de contamination de l'eau souterraine. Le changement des pratiques relié à des contraintes réglementaires plus strictes a cependant diminué l'occurrence de ce mécanisme de contamination.
- L'intégrité des puits (*well integrity*) pétroliers et gaziers implique l'établissement et le maintien du scellement établi par une série de coffrages cimentés qui isolent les zones interceptées par le puits et préviennent la circulation de fluides entre les zones en confinant l'écoulement à l'intérieur du puits. L'intégrité des puits est le mécanisme jugé le plus important à considérer par rapport à la contamination de l'eau souterraine par des experts de différents milieux.
- Il est plus facile de vérifier et de maintenir l'intégrité interne par rapport à l'intégrité à l'extérieur du puits pétrolier et gazier qui n'est pas facilement vérifiable et peut se dégrader après la mise hors service du puits.
- L'incidence des fuites et autres problèmes apparents est très variable selon les régions et selon les types de puits. Ceci fait en sorte qu'il n'est pas possible de déduire la proportion de fuites qui pourrait s'appliquer aux différentes régions du Québec à l'avenir s'il y avait un développement de la production d'hydrocarbures.
- Les puits les plus récents ont une meilleure performance au niveau de l'intégrité grâce aux nouveaux standards de construction et à des réglementations plus rigoureuses. Le cadre réglementaire joue un rôle important dans la minimisation des problèmes d'intégrité des puits pétroliers et gaziers.
- Des problématiques spécifiques sont reliées aux puits horizontaux, dont la bonne cimentation du coffrage est plus difficile, et pour lesquels les changements répétés de pression reliés à la fracturation peut causer des défauts dans le ciment.
- Dans les cas de perte d'intégrité des puits, c'est le méthane qui est le plus susceptible de migrer autour ou dans les puits à cause de sa faible densité qui fait en sorte qu'il a tendance à remonter à vers la surface par effet de flottaison.
- Il y a un potentiel de contamination de l'eau souterraine par la migration de fluides par des voies de migration préférentielle de la profondeur jusqu'aux aquifères superficiels. Ces voies préférentielles pourraient être naturelles (zones de fractures ou failles) ou constituées par des puits en opération ou hors service.
- L'effet potentiel de la fracturation hydraulique sur les puits adjacents en opération ou hors service est bien documenté et la réglementation de certaines juridictions comporte des exigences par rapport aux opérations de fracturation hydraulique lorsqu'il y a présence de puits adjacents.
- La propagation des fractures induites par la fracturation hydraulique jusqu'aux aquifères superficiels est très peu probable. Cependant, il y a un consensus à l'effet qu'une profondeur minimale doit être respectée pour la fracturation afin d'assurer la protection

des aquifères. Des profondeurs de fracturation allant de 600 m à 1200 m sont citées dans la littérature comme étant sécuritaires. La profondeur minimale à laquelle la fracturation hydraulique peut être réalisée sans risque significatif pour l'environnement superficiel doit être définie en fonction des conditions géologiques locales et des approches et résultats de la fracturation hydraulique dans une région donnée.

- La mise en place d'un ciment assurant un scellement adéquat des coffrages des puits pétrolier et gaziers demeure un défi technologique. Des vérifications doivent être faites de la qualité de la cimentation d'un puits, particulièrement par des tests de pression. Les autres techniques (diagraphies, composition isotopique du gaz) aident à localiser la source des fuites lorsqu'elles sont détectées. Les mesures correctrices des déficiences du scellement existent mais elles ne présentent pas de garanties de succès.
- Très peu de juridictions exigent le monitoring de l'eau souterraine aux sites de forage pétrolier et gazier, mais plusieurs experts ont fait la recommandation qu'un tel monitoring soit fait. Par contre, un consensus se dégage sur la nécessité d'établir les conditions préalables de la qualité de l'eau souterraine avant la réalisation de travaux d'exploration ou d'exploitation des hydrocarbures.
- Le monitoring des gaz et de la qualité de l'eau souterraine peut se faire aux têtes de puits, sur les sites de forage, en amont et en aval des sites de forages ainsi que dans les puits d'approvisionnement entourant les sites de forage à l'intérieur d'une certaine distance.
- L'inspection visuelle des sites où se trouvent des têtes de puits peut déjà donner des indications de problèmes d'intégrité par certains indices. Cependant, les fuites superficielles n'impliquent pas nécessairement un problème d'intégrité qui pourrait se produire en profondeur. Des tests de fuites de gaz (*bubble tests*) peuvent être faits dans les événements des coffrages de surface (*surface casing vent*) des puits pétroliers et gaziers.
- Le monitoring des puits pétroliers et gaziers doit couvrir la qualité de l'eau souterraine (puits d'observation), la quantité et la qualité de l'eau de surface (stations de jaugeage), la sismicité et les effets de la fracturation hydraulique (microsismique), l'émission de GES et les impacts sociaux et sur la santé.
- Les protocoles d'échantillonnage des gaz et de l'eau souterraine ainsi que de leur analyse chimique sont bien développés.
- La qualité préalable de l'eau souterraine dans un secteur de forage ne peut pas être établie uniquement sur la base de puits d'approvisionnement (résidentiel, de ferme, municipal ou industriel) et des puits d'observation dédiés doivent être utilisés. Les puits d'approvisionnement résidentiels sont particulièrement mal adaptés parce que leur installation dans le passé n'a pas assuré le scellement des puits à la surface et que leur entretien n'est généralement pas adéquat.
- L'interprétation de la provenance et de l'implication de détections de méthane dans l'eau souterraine ne peut être basée sur un échantillonnage ponctuel (une seule fois) de la concentration et de la signature isotopique du méthane puisque les concentrations en méthanes sont très variables dans le temps.
- L'interprétation de l'origine du méthane basée sur l'analyse de paramètres géochimiques et isotopiques dans l'eau souterraine bénéficie grandement de la définition des profils

verticaux en fonction de la profondeur et des unités géologiques des compositions isotopiques des hydrocarbures.

- La présence de méthane dans l'eau souterraine change significativement sa composition chimique. Cependant, la présence naturelle de méthane dans l'eau souterraine est très commune et elle ne reflète pas nécessairement l'effet d'une contamination par des activités pétrolières.

7.3.2. *Lacunes générales dans les connaissances*

- Le potentiel de migration des fluides le long de voies préférentielles naturelles constituées par des zones de fracturation ou des failles perméables est controversé et les mécanismes impliqués dans cette migration sont encore mal compris.
- Des développements sont requis pour définir des approches permettant l'évaluation du risque pour la qualité de l'eau souterraine relié à la fracturation hydraulique en tenant compte des conditions spécifiques rencontrées soit à une échelle régionale ou locale.
- De meilleures approches doivent être développées pour faire un monitoring efficace et optimal aux sites des forages pétroliers et gaziers et qui tiennent compte de l'ensemble des voies d'émission potentielles de fluides.

7.3.3. *Lacunes dans les connaissances spécifiques au Québec*

- L'état des puits fermé n'est connu que partiellement.
- Il n'y a pas de connaissances sur les propriétés des failles majeures aux niveaux de leur perméabilité et de leur stabilité en relation avec l'état des contraintes.

7.3.4. *Recommandations d'acquisition des connaissances*

- L'état des puits fermé au Québec devrait faire l'objet d'un inventaire détaillé et les informations devraient être accessibles de façon à ce que la présence et l'état de ces puits puissent être considérés dans l'éventualité d'opérations de fracturation hydraulique dans les secteurs où sont situés ces puits.
- La perméabilité et la stabilité des failles majeures au Québec devraient être évaluées en relation avec l'état des contraintes. Cette évaluation devrait considérer l'importance des activités présentes et à venir d'exploration pour identifier les régions à couvrir en priorité. Cette recommandation rejoint celle faite dans le rapport sur les ressources en hydrocarbures par rapport à l'évaluation de l'intégrité de la couverture des unités réservoir en Gaspésie.
- Des études devraient être faites sur le risque de migration des fluides vers les aquifères en relation avec la fracturation hydraulique dans les régions à potentiel d'exploitation d'hydrocarbures de shale (Basses-Terres du Saint-Laurent et l'île d'Anticosti). Dans le cas des Basses-Terres du Saint-Laurent ces travaux pourraient être faits en partie sur la base et en complément des études entreprises par la Commission géologique du Canada sur l'intégrité des couches couvertures du Shale Utica. À l'île d'Anticosti, une meilleure

connaissance préalable des conditions hydrogéologiques serait nécessaire à la réalisation de ces travaux.

7.4. Risques de sismicité

7.4.1. État des connaissances

- Les mouvements de l'écorce terrestre induisent des contraintes dans les roches qui sont relâchées lors du mouvement relatif des roches situées de part et d'autre d'une faille. Ces mouvements induisent des ondes dans la terre qui sont ressenties comme des tremblements de terre lorsque leur magnitude est assez importante.
- Le monitoring de la sismicité se fait grâce à un réseau de stations de sismographes qui enregistrent les ondes associées aux séismes, même de très faible amplitude. Au Canada, la Commission géologique du Canada (CGC, Ressources Naturelles Canada, RNCAN) a le mandat de maintenir le réseau de stations sismiques.
- Le Québec est situé dans une région continentale stable avec une activité sismique relativement faible. Dans les régions visées par l'exploitation des hydrocarbures, notamment les Basses-Terres du Saint-Laurent, la sismicité est sporadique.
- La fracturation hydraulique n'induit que de très faibles effets, nommé microsismicité, par la création de fractures reliées à l'injection de fluides et de proppants. Ces microséismes sont de trop faible magnitude pour être détectés par le réseau national de RNCAN. Des systèmes d'acquisition de signaux microsismiques pendant la fracturation hydraulique donnent des indications sur la propagation des fractures induites par la fracturation.
- Le processus de la fracturation hydrauliques des puits pétroliers et gaziers tel qu'appliqué pour exploiter le gaz de shale ne représente pas un risque élevé d'induire des événements sismiques ressentis par la population.
- Toutefois, dans certaines régions comme le nord-est de la Colombie-Britannique, l'injection de fluides pendant la fracturation hydraulique à proximité de failles préexistantes a causé des séismes. Les mesures suivantes ont été appliquées suite à ce constat : la soumission des rapports de microsismique mesurée pendant la fracturation hydraulique, l'établissement d'une procédure de notification et de consultation, l'étude de la relation entre les paramètres de la fracturation hydraulique et la sismicité, et l'amélioration du réseau de sismographes.
- Le Comité de l'ÉES (2014) a conclu que les opérations de fracturation hydraulique réalisées au Québec n'avaient pas induit de tremblements de terre. Le Comité a aussi noté que l'injection de gaz naturel pour du stockage saisonnier dans la région de Saint-Flavien n'a pas causé de sismicité induite.
- Aux États-Unis, même si les opérations de fracturation hydraulique n'induisent que très rarement de la sismicité, l'augmentation des débits et des volumes d'injection d'eaux de reflux (*flowback water*) de la fracturation hydraulique a été associée à un certain nombre de tremblements de terre de magnitude faible à modérée. Toutefois, des mesures simples peuvent être prises pour minimiser la probabilité d'induire de la sismicité par les puits

d'injection d'effluents.

7.4.2. *Lacunes dans les connaissances :*

- Il n'y a rien de précis à noter ici.

7.4.3. *Lacunes dans les connaissances spécifiques au Québec*

- Il n'y a pas de connaissances publiques sur la nature des fractures induites par la fracturation hydraulique dans les Basses-Terres du Saint-Laurent.
- Il n'y a pas de connaissances sur le potentiel d'utilisation et le risque associé à des puits d'injection d'effluents liquides au Québec.

7.4.4. *Recommandations d'acquisition des connaissances*

- Le Comité de l'ÉES (2014) a recommandé une bonne caractérisation géologique des sites de fracturation ou d'élimination des eaux usées afin de limiter les risques de sismicité induite. Le Texas a récemment adopté une réglementation avec des exigences de caractérisation plus importantes pour les sites entourant les puits d'injections d'effluents.
- Dans les Basses-Terres et à l'île d'Anticosti, une étude de l'état des contraintes, des orientations des familles de failles majeures et de la sismicité naturelle permettrait d'évaluer s'il y a un potentiel de réactivation de failles lors de l'injection de fluides en relation avec la fracturation hydraulique.
- Le monitoring microsismique devrait être exigé et ses résultats transmis au MERN afin de développer des connaissances sur la nature des fractures induites par la fracturation hydraulique lors de futures opérations de fracturation réalisées soit à l'île d'Anticosti ou dans les Basses-Terres du Saint-Laurent.
- Les conditions naturelles de sismicité devraient être établies dans les régions susceptibles d'avoir des opérations de fracturation hydraulique. Si nécessaire, le réseau de monitoring sismique devrait être amélioré, notamment à l'île d'Anticosti.
- Une étude devrait être faite sur le potentiel d'utilisation et le risque associé à des puits d'injection d'effluents liquides au Québec.

7.5. Les techniques en développement

7.5.1. *État des connaissances*

- Les nouvelles techniques que nous avons décrites sont celles qui sont mises en pratique depuis quelques années pour améliorer les opérations de terrain pour le gaz et le pétrole de shale. Ce sont donc des techniques post-combinaison fracturation hydraulique à haut volume et forage horizontal.
- L'inventaire des nouvelles technologies n'est pas exhaustif et ne permet pas d'anticiper sur les avancées qui seront faites au cours de la prochaine décennie.
- On peut souligner également que les techniques en développement qui sont actuellement

testées ou mises en pratique sur le terrain ne sont pas fondamentalement novatrices. Il s'agit pour l'essentiel d'adaptations et de combinaisons de techniques déjà existantes à de nouveaux contextes opérationnels et à de nouvelles contraintes techniques, ou d'applications de connaissances scientifiques qui jusqu'alors ne trouvaient pas d'applications sur le terrain en raison des contraintes opérationnelles. Les techniques en développement qui pourraient représenter un changement fondamental dans les stratégies d'exploration et de production, en particulier le recours à des méthodes d'extraction alternatives à la fracturation hydraulique, demeurent encore à l'état conceptuel ou expérimental.

7.5.2. *Avantages des nouvelles techniques*

7.5.2.1. Techniques de forage

- Les plateformes multi-puits permettent de réduire l'empreinte au sol cumulée des plateformes de forage à puits unique et d'éliminer en même temps les risques environnementaux qui pourraient être associés à ces plateformes à puits unique.
- Les nouvelles foreuses automatisées permettent d'accélérer les opérations de forage et de réduire la durée des opérations.
- Les tubages enroulés (en anglais, *coiled tubing*) permettent une plus grande vitesse de forage et un meilleur contrôle de la pression : les forages durent moins longtemps et la sécurité est accrue.
- Les nouveaux systèmes de guidage en rotation (en anglais, *rotary steerable systems*) combinés à des systèmes de positionnement gyroscopique (en anglais : *measurement while drilling*) permettent de mieux suivre les zones de shale dans les sections horizontales du forage.
- Les nouveaux types de trépan intermédiaires (en anglais, *hybrid bit*) permettent d'augmenter la vitesse de pénétration dans les unités sédimentaires à forts contrastes lithologiques.
- Le forage en pression contrôlée (en anglais, *managed pressure drilling*) permet de maintenir ou ajuster en temps réel la pression de la boue de forage en fond de trou, ce qui contribue à un meilleur contrôle des surpressions occasionnelles, le dispositif anti-éruption étant alors relégué au rang de seconde ligne de défense.
- L'échantillonnage de carottes pressurisées (en anglais, *pressure cores*) permet de remonter à la surface des échantillons de carottes pour lesquels le contenu en fluides (gaz naturel, pétrole et eau de formation) est préservé sans interaction avec la boue de forage, ce qui améliore la précision des modélisations de réservoir et donc l'estimation de la ressource et l'ajustement des paramètres opérationnels.

7.5.2.2. Techniques de stimulation

- L'utilisation des gels, incluant le propane liquéfié, à la place de l'eau fluidisée nécessite de plus faibles volumes d'eau.
- Les innovations mécaniques, tel que le système de fenêtres coulissantes activées par des balles (en anglais, *ball drop activated sliding sleeves*) et les séquenceurs de fracturation

en fermeture éclair (en anglais, *zipper frac*) permettent de réduire le temps des opérations de complétion.

- Les pompes de fond de trou (en anglais, *jet pumps*) permettent de stimuler la production des réservoirs sous-pressurisés en fin de vie utile, d'éliminer les compresseurs en surface, de réduire le besoin de brûler à la torchère les volumes de gaz non économiques et d'évacuer l'eau accumulée au fond du trou qui pourrait limiter la production.

7.5.2.3. Techniques géophysiques

- Le principal avantage de la technologie microsismique est que celle-ci permet de cartographier la localisation des fractures induites par la fracturation et principalement leur prolongement vertical vers la surface ainsi que les possibles interactions avec des puits voisins.
- Les avantages de l'analyse des données sismiques 3D par le biais d'attributs sismiques résident dans une meilleure planification des campagnes de développement d'un champ pétrolier ou gazier non conventionnel, et dans une sécurité accrue des opérations de forage et de fracturation.

7.5.2.4. Techniques environnementales

- Certains traitements physico-chimiques permettent d'utiliser de l'eau de mer, des saumures et même les eaux de reflux réduisant ainsi les besoins en eau douce.
- Les nouveaux additifs développés pour l'eau de fracturation sont moins nocifs et la recherche tend vers une utilisation croissante des produits issus de l'industrie alimentaire.
- Des technologies sont disponibles, qui visent à purifier les eaux pour les rendre propres à la consommation humaine.

7.5.3. *Inconvénients des nouvelles techniques*

7.5.3.1. Techniques de forage

- Les plateformes multi-puits concentrent de nombreux forages en un seul endroit : les risques opérationnels et environnementaux sont donc éliminés pour les endroits où des plateformes à puits unique auraient autrement dû être installées, mais ils se trouvent statistiquement accrus dans les limites de la plateforme multi-puits.
- L'inconvénient de l'échantillonnage de carottes pressurisées réside dans la manipulation d'échantillons parfois surpressurisés lorsqu'ils arrivent en surface, avec les risques opérationnels et surtout humains que cela implique.

7.5.3.2. Techniques de stimulation

- L'inconvénient des gels réside dans leur propension à demeurer dans la formation et à produire des fractures hydrauliques longues mais simples, par opposition aux réseaux complexes développés avec l'eau fluidisée.
- La capacité portante des gels est moins grande pour transporter les agents de soutènement.
- Le principal désavantage du propane comme fluide de fracturation réside dans son

inflammabilité, cause de risques opérationnels, humains et environnementaux évidents. Des composés non inflammables sont toutefois en développement pour pallier à cet inconvénient.

7.5.3.3. Techniques géophysiques

- Le principal inconvénient de la sismique 3D réside évidemment dans l'impact que peuvent avoir les opérations d'acquisition en surface.

7.5.4. *Constats sur leur potentiel d'utilisation au Québec*

7.5.4.1. Techniques de forage

- Toutes les techniques de forage décrites sont susceptibles d'être utilisées au Québec. Certaines paraissent se démarquer par leur application d'un intérêt particulier pour une région donnée :
- Le recours à des plateformes multi-puits paraît recommandable dans la mesure où cette pratique contribue à diminuer l'empreinte au sol des opérations de forage. Dans le cas de l'île d'Anticosti, ce genre de plateforme permettra notamment de minimiser le morcellement de l'écosystème que pourrait engendrer la multiplication des plateformes et des routes d'accès.
- Le forage en pression contrôlée apparaît particulièrement utile pour les opérations réalisées dans des environnements géologiques où des risques de surpression sont envisageables ou attestés, ce qui est particulièrement le cas pour les unités qui surmontent le Shale d'Utica dans les Basses-Terres du Saint-Laurent. Ces surpressions peuvent non seulement présenter des risques opérationnels et pour la sécurité des travailleurs, mais également limiter la qualité de la cimentation des coffrages et donc augmenter les risques de migration des fluides vers la surface.
- Les nouveaux types de trépan intermédiaires (en anglais, *hybrid bit*) pourraient être utilisés à l'île d'Anticosti pour favoriser le forage de la section verticale dans les unités lithologiques diversifiées comprenant des alternances argileuses, silteuses et carbonatées présentes en bancs de diverses épaisseurs au-dessus de la Formation de Macasty.

7.5.4.2. Techniques de stimulation

- Les gels, incluant le propane liquéfié, pourraient être utilisés pour le Shale d'Utica dans les secteurs des Basses-Terres du Saint-Laurent où ce shale n'est pas très profond et encore dans la fenêtre à huile, ainsi que pour la Formation de Macasty à l'île d'Anticosti.

7.5.4.3. Techniques géophysiques

- Toutes les techniques géophysiques décrites sont susceptibles d'être utilisées au Québec.
- Il convient de souligner cependant, que certaines limitations technologiques pourront être rencontrées au cours de premières étapes de l'exploration dans une nouvelle région. Ainsi à titre d'exemple, le RPEP (MDDELCC, 2014a) précise que l'opérateur doit procéder à un contrôle microsismique de la fracturation hydraulique si de telles données ne sont pas déjà disponibles pour la même formation géologique pour des puits similaires. Bien que souhaitable, cette pratique n'apparaît toutefois pas totalement fiable dans le cas où une

fracturation hydraulique serait effectuée à partir d'un puits vertical pionnier : en l'absence d'un puits de contrôle proche dans lequel les géophones sont installés, le suivi microsismique ne peut se faire qu'à partir de la surface, ce qui diminue fortement la résolution verticale de la profondeur des événements microsismiques enregistrés, donc le degré de confiance dans l'interprétation des résultats.

7.5.4.4. Techniques environnementales

- Toutes les techniques environnementales décrites sont susceptibles d'être utilisées au Québec.
- En outre il serait particulièrement souhaitable d'envisager la publication en ligne et en libre accès de certaines données techniques relatives à la fracturation hydraulique, notamment la nature et la concentration des additifs utilisés. Cette diffusion pourrait par exemple suivre des modalités similaires à celles déjà développées aux États-Unis et dans l'Ouest canadien (fracfocus.org et fracfocus.ca), voire s'intégrer au système canadien existant. Un tel outil permettrait aux opérateurs d'optimiser leurs pratiques dans une région donnée et aux chercheurs d'ancrer leurs travaux dans la réalité des opérations sur le terrain, avec des bénéfices pour l'ensemble de la communauté dans les deux cas. Le RPEP (MDDELCC, 2014a) comporte déjà des mesures dans ce sens, dans la mesure où l'opérateur doit communiquer ces informations au MDDELCC et celui-ci doit les rendre publiques. Le RPEP sous sa forme actuelle ne précise toutefois pas les modalités la publication de ces données, qui devraient être clarifiées.

7.6. Autre recommandation

- Dresser un portrait des risques géologiques associés aux opérations de sous-surface pour chacun des bassins sédimentaires du sud du Québec pourrait faciliter la préparation de la nouvelle réglementation qui encadrera les opérations de sous-surface et servir de guide aux opérateurs au moment de planifier les opérations sur le terrain :
Le succès ou la sécurité des opérations de sous-surface) essentiellement le forage, la cimentation des coffrages et la fracturation hydraulique) peuvent parfois être compromis lorsque certaines conditions géologiques inhabituelles sont présentes. Par exemple la présence d'argiles gonflantes ou des variations locales des champs de contrainte peuvent avoir un impact sur le déroulement des opérations de forage et éventuellement sur la qualité de la cimentation des coffrages. L'existence de zones surpressurisées proches de la surface peut engendrer les mêmes problèmes, auxquels s'ajoutent des risques pour la sécurité des personnes et des opérations. La proximité de certaines failles peut faciliter la migration de fluides vers la surface et augmenter le risque de sismicité induite. Ces exemples et d'autres soulignent l'importance de dresser un portrait aussi complet que possible des risques géologiques associés aux opérations de sous-surface.

Références

- Abrams, M.A., 1996. Interpretation of methane carbon isotopes extracted from surficial marine sediments for detection of subsurface hydrocarbons. Dans: D. Schumacher et M.A. Abrams, Hydrocarbon Migration and Its Near-Surface Expression: AAPG Memoir 66: 309-318.
- AECOM, 2010. Évaluation environnementale stratégique de la mise en valeur des hydrocarbures dans le bassin de l'estuaire maritime et du nord-ouest du golfe du Saint-Laurent, rapport préliminaire, Québec, Aecom TecSult inc., Rapport 05-19255, 800 p.
- Aftab, M.N., Hegazy, G.H., Salsman, A.D., Shakour, S.A., 2014. Perforating with Deep Penetrating Guns Followed by Propellant Treatment Yields Results in Tight Reservoirs - UAE Case Study. Society of Petroleum Engineers, SPE-171826-MS, 6 p.
- Agarwal, R.G., Carter, R.D., Pollock, C.B., 1979. Evaluation and Performance Prediction of Low-Permeability Gas Wells Stimulated by Massive Hydraulic Fracturing. Journal of Petroleum Technology, 31(3): 362-372.
- Alberta Energy Regulator (AER), 2010. Directive 020: Well Abandonment. Energy Resources Conservation Board, Calgary, Alberta. 47 p.
- Alberta Energy Regulator (AER), 2013a. Directive 083: Hydraulic Fracturing - Subsurface Integrity. 14 p.
- Alberta Energy Regulator (AER), 2013b. Hydraulic Fracturing 201. Hydraulic Fracturing in Alberta. Paper presented by Cal Hill, Strategy and Regulation Division, AER, Calgary, AB.
- Al-Ghazal, M.A., Al-Driweesh, S.M., Al-Shammari, F.O., 2013. First Successful Application of an Environment Friendly Fracturing Fluid during On-the-Fly Proppant Fracturing. Saudi Aramco Journal of Technology, Summer 2013, 9 p.
- Alleman, D., Arthur, D.P.E., 2012. Alternative Water Sources for Shale Gas Development. SPE Workshop, Reducing Environmental Impact of Unconventional Resource Development, San Antonio, TX, April 23-25, 2012, 23 p.
- Al Neaimi, M.A.S., Tee, A.S., Boyd, D., Al Shehhi, R., Mohamed, E.A.A., Namboodiri, K.M.N., Al Junaibi, H., Al Zaabi, M., Al Braik, H., Ftes, S., Medjiah, A.K., Farouz, A., Gao, B., Gay, M., Tariq, S.M., Fudge, B., Collett, P., Gill, T., Anis, A.H., Schipper, B., MacDonell, S., 2014. Acquisition of an Elevated Pressure Core in a Gas Flooded Carbonate Oil Reservoir: Design and Operational Challenges. Society of Petroleum Engineers, SPE-171815-MS, 20 p.
- American Petroleum Institute (API), 2000. Environmental Guidance Document: Well Abandonment and Inactive Well Practices for U.S. Exploration and Production Operations. API Bulletin E3.
- Antonio, L., Barrios, O.D., Rodriguez, G.A.M., 2007. Swelling Packer Technology Eliminates Problems in Difficult Zonal Isolation in Tight-Gas Reservoir Completion. Society of Petroleum Engineers, SPE-107578-MS, 4 p.
- APGQ (Association pétrolière et gazière du Québec), 2010. Schéma des étapes dans la vie d'un puits. Document DB30 présenté au BAPE, 2 p.

- Arthur, J.D., Bohm, B., Coughlin, B.J., Layne, M., 2008. Evaluating the Environmental Implications of Hydraulic Fracturing in Shale Gas Reservoirs. ALL Consulting, Tulsa, OK. 21 p.
- Arthur, J.D., Layne, M.A., Hochheiser, H.W., Arthur, R., 2014. Overview of FracFocus and Analysis of Hydraulic Fracturing Chemical Disclosure Data. Society of Petroleum Engineers, SPE-168461-MS, 25 p.
- Assad, F., 2008. Field Methods for Petroleum Geologists. Springer. 122 p. ISBN : 978-3642097652.
- Aznar, J.-C., Paucar, H., Malo, M., 2013. Mesures préliminaires des gaz de sol de la région de Bécancour : établissement de valeurs de référence et identification des zones de surveillance. INRS-Eau, Terre et Environnement, Québec, Rapport de recherche R1435, 131 p. <http://espace.inrs.ca/2097/>
- American Water Works Association (AWWA), 2013. Water and Hydraulic Fracturing: a White Paper from the American Water Works Association, Denver, Colorado.
- Bachu, S., Valencia, R.L., 2014. Well Integrity Challenges and Risk Mitigation Measures. The Bridge, National Academy of Engineering, 44(2): 28-33.
- Barree, R.D., Conway, M.W., Miskimins, J.L., 2014. Use of Conventional Well Logs in Selective Completion Designs for Unconventional Reservoirs. Society of Petroleum Engineers, SPE-169565-MS, 8 p.
- Bai, Y., Bai, Q., 2012. Subsea engineering handbook. Elsevier, 235 p. ISBN 978-0-1-397804-2.
- Baum, M., Schmitt, M., Wagner, M., Westerlage, C., 2008. Geochemical and Microbiological Surface Investigation in Northern Germany Indicates Interesting Hydrocarbon Potential. Oil Gas European Magazine, 34(1): 10-14.
- Berger, B.D., Anderson, K.E., 1992. Modern Petroleum: A Basic Primer of the Industry. Pennwell Corp; 3rd edition. 517 p. ISBN : 978-0878143863.
- Blauch, M.E., 2010. Developing Effective and Environmentally Suitable Fracturing Fluids Using Hydraulic Fracturing Flowback Waters. Society of Petroleum Engineers, SPE-131784-MS, 12 p.
- Bol, G., Grant, H., Keller, S., Marcassa, F., De Rozières, J., 1991. Putting a Stop to Gas Channeling. Oilfield Review, 3(2): 35-43.
- Bonett, A., Pafitis, D., 1996. Getting to the root of gas migration. Oilfield Review, 8(1): 36-49.
- Bonton, A., Pineault, S., Rochefort, J., Cloutier, S., 2014. Revue de littérature sur les technologies et les meilleures pratiques environnementales dans le secteur de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier. Contexte du golfe du Saint-Laurent. Document de travail du MDDELCC. 301 p.
- Boyd, D., Al-Kubti, S., Khedr, O.H., Khan, N., Al-Nayadi, K., Degouy, D., Elkadi, A., Al Kindi, Z., 2006. Reliability of Cement Bond Log Interpretations Compared to Physical Communication Tests Between Formations. Dans: Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, 5-8 novembre, Abu Dhabi, Émirats arabes unis, Society of Petroleum Engineers.

- Bozeman, T., Degner, D.L., 2009. Cemented Ball-Activated Sliding Sleeves Improve Well Economics and Efficiency. Society of Petroleum Engineers, SPE-124120-MS, 10 p.
- Bott, R., 2004. Évolution de l'industrie pétrolière et gazière au Canada. Centre Canadien d'information sur l'énergie, 42 p.
- Bourgault, D., Cyr, F., Dumont, D., Carter, A., 2014. Numerical simulations of the spread of floating passive tracer released at Old Harry prospect. Environmental Research Letters, 9(5): 054001.
- Broussard, S., Gonzalez, P., Murphy, R.J., Marvel, C., 2010. Making Real Time Fluid Decisions with Real Time Fluid Data at the Rig Site: Results of Automated Drilling Fluid Measurement Field Trials. Society of Petroleum Engineers, SPE-137999-MS, 10 p.
- Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE), 2004. Les enjeux liés aux levés sismiques dans l'estuaire et le golfe du Saint-Laurent. Bureau d'audiences publiques sur l'environnement. Rapport 193. 128 p. ISBN 2-550-43077-8.
- Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE), 2011. Développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec. Rapport 273, 323 p.
- BC Oil and Gas Commission (BC OGC). 2012. Investigation of Observed Seismicity in the Horn River Basin. August 2012, 29 p.
- Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP), 2004. Geophysical Exploration Practices. 4 p.
- Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP), 2014. Abandoned Wells [en ligne]. <http://www.capp.ca/ENVIRONMENTCOMMUNITY/LAND/Pages/AbandonedWells.asp>, consulté le 18 novembre.
- Chafin, D.T., 1994. Sources and migration pathways of natural gas in near-surface ground water beneath the Animas River valley, Colorado and New Mexico. U.S. Geological Survey, Denver, Colorado. 56 pages.
- Chatellier, J.Y., Ferworn, K., Larsen, N.L., Ko, S., Flek, P., Molgat, M., Anderson, I. 2013. Overpressure in shale gas: when geochemistry and reservoir engineering data meet and agree. Dans: J. Chatellier and D. Jarvie, eds., Critical assessment of shale resource plays. AAPG Memoir 103: 45-69.
- Chaytor, S., Shaw, R., 2008. Synopsis of the report "Recommended sampling, analysis, and reporting protocols for baseline groundwater sampling in advance of coalbed gas development in the Telkwa Coalfield, British Columbia". Oil and Gas Geoscience Reports 2008, BC Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources, 11 p.
- Chmela, B., Gibson, N., Abrahamsen, E., Bergerud, R., 2014. Safer Tripping Through Drilling Automation. Society of Petroleum Engineers, SPE-168018-MS, 6 p.
- Cohen, H.A., Parratt, T., Andrews, C.B., 2013. Potential contaminant pathways from hydraulically fractured shale aquifers (Letter). Ground Water, 51(3): 317-319.
- Comeau, F.-A., Bédard, K., Malo, M., 2013. Lithostratigraphie standardisée du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent basée sur l'étude des diagraphies. INRS, Québec. Rapport de recherche R-1442. 201 pages. <http://espace.inrs.ca/1645/>
- Comité de l'Évaluation environnementale Stratégique sur le gaz de schiste (ÉES), 2014. Rapport

- synthèse - Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste. Bibliothèque et Archives nationales du Québec, ISBN 978-2-550-69741-1 (PDF), 279 p.
- Cooke, C.E., Kluck, M.P., Medrano, R., 1983. Field measurements and annular pressure and temperature during primary cementing. *Journal of Petroleum Technology*, 35(9): 1429-1438.
- Corbeil, J.C., Archambault, A., 1992. *Le visuel, dictionnaire thématique français anglais*. Montréal, Éditions Québec Amérique, inc. P. 739.
- Council of Canadian Academies (CCA), 2014. Environmental impacts of Shale Gas Extraction in Canada. The expert Panel on Harnessing Science and Technology to Understand the Environmental Impacts of Shale Gas Extraction, Council of Canadian Academies, Ottawa, ON.
- Da Silva, M., Marfurt, K.J., 2012. Framework for EUR Correlation to Seismic Attributes in the Barnett Shale, TX. Society of Exploration Geophysicists, SEG-2012-1601, 5 p.
- Davies, R.J., Almond, S., Ward, R.S., Jackson, R.B., Adams, C., Worrall, F., Herringshaw, L.G., Gluyas, J.G., Whitehead, M.A., 2014. Oil and gas wells and their integrity: Implications for shale and unconventional resource exploitation. *Marine and Petroleum Geology* 56: 239-254.
- Davis, R., Pomrenke, R.W., Bell, C E., Strain, J., 2013. Coiled-Tubing Jet Cutting Multiple Stage Fracture Treating Improves Fracture Treatment Techniques to Unlock Bypassed Reserves in Cotton Valley Sands, Dorcheat Macedonia Field, Magnolia Arkansas. Society of Petroleum Engineers, SPE-163910-MS, 11 p.
- Dietrich, J., Lavoie, D., Hannigan, P., Pinet, N., Castonguay, S., Giles, P. Hamblin, A.P., 2011. Geological Setting and Resource Potential of Conventional Petroleum Plays in Paleozoic Basins in Eastern Canada. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology* 59: 54-84.
- Dussault, M.B., Gray, M.N., Nawrocki, P.A., 2000. Why Oilwells Leak: Cement Behavior and Long-Term Consequences. International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, Beijing, China, 7-10 November. SPE-64733-MS.
- Dussault, M.B., Bruno, M.S., Barrera, J. 2001. Casing Shear: Causes, Cases, Cures. *SPE Drilling & Completion*, 16(2): 98-107. SPE-72060-PA.
- Dusseault, M., 2014. Well Integrity. Nova Scotia Independent Review Panel on Hydraulic Fracturing, Chapter 7, p 193-220. <http://www.cbu.ca/hfstudy>
- Dusseault, M., Jackson, R., 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.B., Jackson, R.E., MacDonald, D., 2014. Towards a Road Map for Mitigating the Rates and Occurrences of Long-Term Wellbore Leakage. Geofirma Engineering Ltd., May 22, 2014, 69 p.
- Elliot, D. Montilva, J., Francis, P. Reitsma, D., Shelton, J., Roes, V., 2011. Managed Pressure Drilling Erases the Lines. *Oilfield Review*, Spring 2011, 10 p.
- El-Naas, M., Zekri, A.Y., 2001. Application of Plasma Technology to Fracture Tight Formations. Society of Petroleum Engineers, SPE-71460-MS, 11 p.

- Energy Information Administration (EIA), 1993. Drilling Sideways - A Review of Horizontal Well Technology and Its Domestic Application. Washington, DC, USA. April, DOE/EIATR-0565. 24 p.
- Energy Information Administration (EIA), 2014. Pad Drilling and Rig Mobility Lead to More Efficient Drilling, Today in Energy [en ligne]. <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=7910>, consulté le 24 novembre 2014.
- Environmental Protection Agency (EPA), 2012. Study of the potential impacts of hydraulic fracturing on drinking water resources. Progress Report, EPA 601/R-12/011. United States Environmental Protection Agency, Office of Research and Development, Washington, D.C.
- Eshkalak, M.O., Al-shalabi, E.W., Sanaei, A., Aybar, U., Sepehrnoori, K., 2014. Enhanced Gas Recovery by CO₂ Sequestration versus Re-fracturing Treatment in Unconventional Shale Gas Reservoirs . Society of Petroleum Engineers, SPE-172083-MS, 18 p.
- Fisher, K., Warpinski, N., 2011. Hydraulic fracture-height growth: Real data. Society of Petroleum Engineers (SPE) Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, October 30-November 2, SPE 145949, 18 p.
- Flewelling, S.A., Tymchak, M.P., Warpinski, N., 2013. Hydraulic fracture height limits and fault interactions in tight oil and gas formations. Geophysical Research Letters, 40(14): 3602-3606.
- Flewelling, S.A., Sharma, M. 2014. Constraints on Upward Migration of Hydraulic Fracturing Fluid and Brine. Groundwater, 52(1): 9-19.
- Fonseca, E., 2014. Emerging Technologies and the Future of Hydraulic Fracturing Design in Unconventional Gas and Tight Oil. International Petroleum Technology Conference, IPTC-17439-MS, 10 p.
- Fowler, S.H., Lindsay, S., Smith, R., 2011. Coiled-Tubing Technologies Improve Shale-Play Development Efficiencies. Society of Petroleum Engineers, SPE-146077-MS, 16p.
- Friehauf, K.E., Sharma, M.M., 2009. Fluid Selection for Energized Hydraulic Fractures. Society of Petroleum Engineers, SPE-124361-MS, 17p.
- Garza, T.C., Wimberg, J.A., Woolridge, T., North, E.B., Beattie, K.A., 2010. Gyro Guidance Techniques and Telemetry Methods Prove Economical in Onshore Multiwell Pad Drilling Operations in the Piceance Basin. Society of Petroleum Engineers, SPE-128299-MS, 8 p.
- Gassiat, C., Gleeson, T., Lefebvre, R., McKenzie, J., 2013. Hydraulic fracturing in faulted sedimentary basins: Numerical simulation of potential contamination of shallow aquifers over long time scales. Water Resources Research, 49(12): 8310-8327.
- GENIVAR, 2013. Évaluation environnementale stratégique sur la mise en valeur des hydrocarbures dans les bassins d'Anticosti, de Madeleine et de la baie des Chaleurs, Québec. Rapport de GENIVAR au ministère des Ressources naturelles, 660 p. et annexes.
- Gorody, A.W., 2012. Factors affecting the variability of stray gas concentration and composition in groundwater. Environmental Geosciences, 19(1): 17-31.
- Gouvernement du Québec, 2014. Plan d'action gouvernemental pour développer la filière des hydrocarbures [en ligne]. <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/index.asp>, accédé le 20 novembre.

- Guo, Y., Zhang, K., Marfurt, K.J., 2010. Seismic Attribute Illumination of Woodford Shale Faults and Fractures, Arkoma Basin, OK. Society of Exploration Geophysicists, SEG-2010-1372, 5 p.
- Hallock, J.K., Roell, R.L., Eichelberger, P.B., Qiu, X., Anderson, C.C., Ferguson, M.L., 2013. Innovative Friction Reducer Provides Improved Performance and Greater Flexibility in Recycling Highly Mineralized Produced Brines. Society of Petroleum Engineers, SPE-164535-MS, 11 p.
- Hart, A. K., Wilson, T., Sullivan, P., 2014. Seismic Attribute-Assisted Analysis of Microseismic Events within the Marcellus Shale. Search and Discovery, Article #41421, 2 p.
- Heilweil V.M., Stolp, B.J., Kimball, B.A., Susong, D.D., Marston, T.M., Gardner, P.M., 2013. A stream-based methane monitoring approach for evaluating groundwater impacts associated with unconventional gas development. Groundwater, 51(4): 511-524.
- Hemingway, J., Rylander, E., 2011. Formation Evaluation in Cased Hole Horizontal Shale Gas Wells Using Inelastic and Capture Spectroscopy. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, SPWLA-2011-ZZ, 8 p.
- Hirsche, T., Mayer, B., 2009. A comprehensive literature review on the applicability of free and dissolved gas sampling for baseline water well testing. Alberta Environment, Edmonton, Alberta, March 2009, 47 p.
- Hryciw, R.D., Vitton, S., Thomann, T.G., 1990. Liquefaction and flow failure during seismic exploration. Journal of Geotechnical Engineering, 116(12): 1881-1899.
- Huang, T., Crews, J.B., 2008. Nanotechnology Applications in Viscoelastic Surfactant Stimulation Fluids. Society of Petroleum Engineers, SPE-107728-PA, 6 p.
- Hull, J.W., Gosselin, L., Borzel, K., 2010. Well-Integrity Monitoring and Analysis Using Distributed Fiber-Optic Acoustic Sensors. Society of Petroleum Engineers, SPE-128304-MS, 7 p.
- Jackson, R.E. 2014a. Geochemistry of Natural Gas. Cours offert par l'Ordre des géologues du Québec, Montréal, 4-5 septembre 2014.
- Jackson, R.E. 2014b. Establishing baseline groundwater quality conditions. Cours offert par l'Ordre des géologues du Québec, Montréal, 4-5 septembre 2014.
- Jackson, R.E., Heagle, D.J., soumis. Baseline Groundwater Quality Monitoring and Unconventional Gas Development. Environmental Science & Technology.
- Jackson, R.B., Vengosh, A., Darrah, T.H., Warner, N.R., Down, A., Poreda, R.J., Karr, J.D. 2013a. Increased stray gas abundance in a subset of drinking water wells near Marcellus Shale gas extraction. Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America (PNAS), 110(8): 11250-11255.
- Jahn, F., Cook, M., Graham, M., 2008. Hydrocarbon Exploration & Production. 2nd edition. Elsevier, 456 p. ISBN: 9780444532367.
- Johns, J.E., Blount, C.G., Dethlefs, J.C., et al., 2009. Applied Ultrasonic Technology in Wellbore-Leak Detection and Case Histories in Alaska North Slope Wells. SPE Production & Operations, 24(2): 225-232. SPE-102815-PA.

- Johnston, R., Shallow, J., 2011. Ambiguity in Microseismic Monitoring. Society of Exploration Geophysicists, SEG-2011-1514, 5 p.
- Kang, S.M., Fathi, E., Ambrose, R.J., Akkutlu, I.Y., Sigal, R.F., 2010. CO₂ Storage Capacity of Organic-Rich Shales. Society of Petroleum Engineers, SPE-134583-MS, 17 p.
- Kapadnis, P.P., Ghansar, B.H., Mandan, S.P., Pandey, P., 2013. Thermoelectric Nanomaterial: A Demiurgic Approach towards Improvement of Shale Stability. Society of Petroleum Engineers, SPE-164000-MS, 18 p.
- Kell, S., 2011. State oil and gas agency groundwater investigations and their role in advancing regulatory reforms. A two state review: Ohio and Texas. Presentation to Ground Water Protection Council, Oklahoma City, August.
- Khan, R., Al-nakhli, A. R., 2012. An Overview of Emerging Technologies and Innovations for Tight Gas Reservoir Development. Society of Petroleum Engineers, SPE-155442-MS, 18 p.
- King, G., 2012. Hydraulic fracturing 101: What every representative, environmentalist, regulator, reporter, investor, university researcher, neighbor and engineer should know about estimating frac risk and improving frac performance in unconventional gas and oil wells. Society of Petroleum Engineers (SPE) Hydraulic Fracturing Conference, The Woodlands, Texas, February 6-8 (SPE 152596).
- King, G., King, D.E., 2013. Environmental risk arising from well construction failure: Difference between barrier and well failure, and estimates of failure frequency across common well types, locations and well age. Society of Petroleum Engineers (SPE) Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, September 30-October 2 (SPE 166142).
- Kissinger, A., Helmig, R., Ebigbo, A., Class, H., Lange, T., Sauter, M., Heitfeld, M., Kluner, J., Jahnke, W., 2013. Hydraulic fracturing in unconventional gas reservoirs: risks in the geological system, part 2. Modelling the transport of fracturing fluids, brine and methane. *Environmental Earth Sciences*, 70(8): 3855-3873.
- Konstantinovskaya, E., Rutqvist, J., Malo, M., 2014. CO₂ storage and potential fault instability in the St. Lawrence Lowlands sedimentary basin (Quebec, Canada): Insights from coupled reservoir-geomechanical modeling. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 22: 88-110.
- Konstantinovskaya, E., Malo, M., Castillon, D.A., 2012. Present-day stress analysis of the St. Lawrence Lowlands sedimentary basin and implications for caprock integrity during CO₂ injection operation. *Tectonophysics* 518-521: 119-137.
- Kort, E.A., Frankenberg, C., Costigan, K.R., Lindenmaier, R., Dubey, M.K., Wunch, D., 2014. Four corners: The largest US methane anomaly viewed from space. *Geophysical Research Letters*, 41(19): 6898-6903.
- Krupnick, A.J., 2013. Managing the Risks of Shale Gas - Key Findings and Further Research. Resources for the Future (RFF), Washington, D.C., June 2013, 20 p.
- Krupnick, A., Gordon, H., Olmstead, S., 2013. Pathways to Dialogue: What the Experts Say about the Environmental Risks of Shale Gas Development. Resources for the Future, Washington, D.C., 78 p.
- Kucs, R., Lehnert, W., Thorogood, J., Spoerker, H., Watson, N., 2014. Real-Time Operations

- Support for Geographically Dispersed Operations. Society of Petroleum Engineers, SPE-168007-MS, 12 p.
- Kuuskraa, V.A., Brashear, J.P., Doscher, T.M., Elkins, L.E., 1978. Enhanced Recovery of Unconventional Gas, Volume 1. HCP/T270S-01. Washington, DC: US Department of Energy.
- Lacombe, S., Sudicky, E.A., Frappe, S.K., Unger, A.J.A., 1995. Influence of Leaky Boreholes on Cross-Formational Groundwater Flow and Contaminant Transport. *Water Resources Research*, 31(8): 1871-1882.
- Ladlee, J., Jacquet, J., 2011. The Implications of Multi-Well Pads in the Marcellus Shale. Research and Policy Briefs. Community and Regional Development Institute, Cornell University. Issue 43, September, 2 p.
- Lange, T., Sauter, M., Heitfeld, M., Schetelig, K., Brosig, K., Jahnke, W., Kissinger, A., Helmig, R., Ebigo, A., Class, H., 2013. Hydraulic fracturing in unconventional gas reservoirs: risks in the geological system, part 1. *Environmental Earth Sciences*, 70(8): 3839-3853.
- Lavoie, D., Hamblin, A.P., Thériault, R., Beaulieu, J., Kirkwood, D., 2008. The Upper Ordovician Utica Shales and Lorraine Group Flysch in Southern Québec: Tectonostratigraphic Setting and Significance for Unconventional Gas. Commission géologique du Canada, Dossier public 5900, 56 p.
- Lavoie, D., Pinet, N., Dietrich, J., Hannigan, P., Castonguay, S., Hamblin, A.P., Giles, P., 2009. Petroleum Resource Assessment, Paleozoic successions of the St. Lawrence Platform and Appalachians of eastern Canada. Geological Survey of Canada, Open File 6174, 275 p.
- Lavoie, D., Rivard, C., Lefebvre, R., Séjourné, S., Thériault, R., Duchesne, M.-J., Ahad, J., Wang, B., Benoit, N., Lamontagne, C., 2014. The Utica Shale and gas play in southern Quebec: Geological and hydrogeological synthesis and methodological approaches to groundwater risk evaluation. *International Journal of Coal Geology (IJCG)*, 126:77-91.
- Leblanc, D.P., Martel, T., Graves, D.G., Tudor, E., Lestz, R., 2011. Application of Propane (LPG) Based Hydraulic Fracturing in the McCully Gas Field, New Brunswick, Canada. Society of Petroleum Engineers, SPE-144093-MS, 27 p.
- Lefebvre, R., Malo, M., Millet, E., 2014. Encadrement de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu terrestre au Québec. Rapport confidentiel soumis au Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec. Institut national de la recherche scientifique, Centre Eau Terre Environnement, Rapport de recherche R-1491, 149 p.
- Lenoir, J.C., Bataille, C., 2013. Rapport d'étape sur « Les techniques alternatives à la fracturation hydraulique pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels ». Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, 5 juin 2013, 118p.
- Li, L., Ru, D., Li, K., Yishan, W., 2006. Research and Application of Reverse Circulation Drilling Technology. Society of Petroleum Engineers, SPE-104412-MS, 7 p.
- Li, C., Lafollette, R., Sookprasong, A., Wang, S., 2013. Characterization of Hydraulic Fracture Geometry in Shale Gas Reservoirs Using Early Production Data. International Petroleum Technology Conference, IPTC-16896-MS, 12 p.

- Mandaa, A.K., Heathc, J.L., Kleind, W.A., Griffind, M.T., Montzc, B.E., 2014. Evolution of multi-well pad development and influence of well pads on environmental violations and wastewater volumes in the Marcellus shale (USA). *Journal of Environmental Management*, 142: 36-45.
- Marcil, J.S., Dorrins, P.K., Lavoie, J., Lavoie, J.Y., 2011. Shale Gas in Quebec's Sedimentary Basins. *Search and Discovery Article #80139*, 36 p.
- Market, J., Bilby, C., 2011. Introducing the First LWD Crossed-Dipole Sonic Imaging Service. *Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, SPWLA-2011-DDD*, 16 p.
- Massachusetts Institute of Technology (MIT), 2011. The Future of Natural Gas: An Interdisciplinary MIT Study. Cambridge, MA. 170 p.
<http://mitei.mit.edu/publications/reports-studies/future-natural-gas>
- Massuyeau, M., Xavier, J.P., 2011. Les besoins en imagerie hyperspectrale dans l'exploration pétrolière. Colloque d'inauguration de la Société Française de Télédétection Hyperspectrale (SFTH), 7-8 avril, Paris.
http://www.sfpt.fr/hyperspectral/wp-content/uploads/2013/01/SFTH_2.5_Massuyeau.pdf
- Mauter, M.S., Alvarez, P.J.J., Burton, A., Cafaro, D.C., Chen, W., Gregory, K.B., Jiang, G., Li, Q., Pittock, J., Reible, D., Schnoor, J.L., 2014. Regional Variation in Water-Related Impacts of Shale Gas Development and Implications for Emerging International Plays. *Environmental Science & Technology* 48: 8298-8306.
- Mayerhofer, M.J., Lonon, E., Warpinski, N.R., Cipolla, C.L., Walser, D.W., Rightmire, C.M., 2008. What is Stimulated Rock Volume? *Society of Petroleum Engineers, SPE-119890-MS*, 14 p.
- McNerlin, B., Gao, Q., Mohiuldin, Q., Oakey, N., 2013. Open Hole Fluid Displacement Analysis - Forward vs. Reverse Circulations. *Society of Petroleum Engineers, SPE-166359-MS*, 17 p.
- Mikic, N., Campbell, K., 2011. Pragmatics of Fluid Management in Shale Gas Development - Supply, Storage, Treatment, Recycling, Disposal. *Canadian Institute Eastern Canada Shale Gas Symposium, Short Course, Montreal, Quebec, March 2011*, 111 p.
- Minh, C.C., Sundararaman, P., 2006. NMR Petrophysics in Thin Sand/Shale Laminations. *Society of Petroleum Engineers, SPE-102435-MS*, 15 p.
- Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs (MDDEFP), 2012. Revue des technologies de traitement des eaux usées disponibles ainsi que de leur efficacité en regard des substances à risque. *Étude Environnemental Stratégique sur le Gaz de Schiste, Étude E4-2*, 8 p.
- Ministère du Développement Durable, Environnement et Lutte contre les Changements Climatiques (MDDELCC), 2014a. Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection, Québec (QC).
- Ministère du Développement Durable, Environnement et Lutte contre les Changements Climatiques (MDDELCC), 2014b. Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière. Juillet 2014, 200 p.
- Molenaar, M.M., Fidan, E., Hill, D., 2012. Real-Time Downhole Monitoring Of Hydraulic

- Fracturing Treatments Using Fibre Optic Distributed Temperature And Acoustic Sensing. Society of Petroleum Engineers, SPE-152981-MS, 13 p.
- Montgomery, C., 2013. Fracturing Fluids. International Society for Rock Mechanics, ISRM-ICHF-2013-035, 23 p.
- Moore, C.W., Zielinska, B., Pétron, G., Jackson, R.B., 2014. Air Impacts of Increased Natural Gas Acquisition, Processing, and Use: A Critical Review. *Environmental Science & Technology* 48: 8349–8359.
- Moridis, G.J., Blasingame, T.A., 2014. Evaluation of Strategies for Enhancing Production of Low-Viscosity Liquids From Tight/Shale Reservoirs. Society of Petroleum Engineers, SPE-169479-MS, 26 p.
- Moritz, A., Hélie, J.F., Pinti, D.L., Larocque, M., Barnetche, D., Retailleau, S., Lefebvre, R., Gélinas, Y. Sous presse. Methane baseline concentrations in shallow aquifers of the St. Lawrence Lowlands (Quebec, Canada) and sources identification using $\delta^{13}\text{C}$ -CH₄ signatures. *Environmental Science & Technology*.
- Muehlenbachs, K., 2011. Identifying the Sources of Fugitive Methane Associated with Shale Gas Development. Resources For the Future, Washington, DC, 2011.
- Mueller, M., Amro, M., Haefner, F.K.A., Hossain, M.M., 2012. Stimulation of Tight Gas Reservoir using coupled Hydraulic and CO₂ Cold-frac Technology. Society of Petroleum Engineers, SPE-160365-MS, 7 p.
- Myers, T., 2012. Potential Contaminant Pathways from Hydraulically Fractured Shale to Aquifers. *Ground Water*, 50(6): 872-882.
- Nakhwa, A.D., Huggins, K., Sweatman, R., 2013. New Technologies in Fracturing for Shale Gas Wells are Addressing Environmental Issues. Society of Petroleum Engineers, SPE-164270-MS, 9 p.
- National Academy of Engineering et National Research Council (NAE et NRC), 2013. Best Available and Safest Technologies for Offshore Oil and Gas Operations: Options for Implementation. Committee on Options for Implementing the Requirement of Best Available and Safest Technologies for Offshore Oil and Gas Operations; Marine Board, National Academies Press, 58 p., ISBN: 978-0-309-29427-0.
http://www.nap.edu/catalog.php?record_id=18545
- National Energy Technology Laboratory (NETL), 2007. DOE's Unconventional Gas Research Programs 1976-1995: An Archive of Important Results. Washington, DC: US Department of Energy.
- National Research Council (NRC), 2001. Energy Research at DOE: Was It Worth It? Energy Efficiency and Fossil Energy Research 1978-2000. Washington DC: National Academy Press.
- National Research Council (NRC), 2012. Induced Seismicity Potential in Energy Technologies. National Academies Press, Washington.
- National Research Council (NRC), 2014. Development of Hydrocarbon Resources in the Appalachian Basin: Workshop Summary.

- Newman, K.R., 2013. Development of a New CT Life Tracking Process. Society of Petroleum Engineers, SPE-163884-MS, 12 p.
- Nour, A., AlBinHassan, N., 2013. Seismic Attributes and Advanced Computer Algorithm Method to Predict Formation Pore Pressure: Paleozoic Sediments of Northwest Saudi Arabia. International Petroleum Technology Conference, IPTC-16680-MS, 7 p.
- Nowamooz, A., Comeau, F.A., Lemieux, J.M., 2014. Étude de puits type représentative des puits forés au Québec au cours des 100 dernières années. Étude E3-3 soumise au Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur les gaz de schiste, Département de géologie et de génie géologique, Université Laval, 61 pages.
- Nowamooz, A., Lemieux, J.M., Therrien, R., 2013. Modélisation numérique de la migration du méthane dans les Basses-Terres du Saint-Laurent. Université Laval, Étude E3-10 soumise au Fonds de recherche Nature et technologies et au Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur les gaz de schiste, 115 pages.
- Nuttal, B.C., 2010. Reassessment of CO₂ Sequestration Capacity and Enhanced Gas Recovery Potential of Middle and Upper Devonian Black Shales in the Appalachian Basin - MRCSP Phase II Topical Report - October 2005-October 2010. Kentucky Geological Survey, 48p.
http://www.mrcsp.org/userdata/phase_II_reports/topical_4_black_shale.pdf
- Nygaard, R., 2010. Well Design and Well Integrity: Wabamun Area CO₂ Sequestration Project (WASP). Individual Project Report, Institute for Sustainable Energy, Environment and Economy (ISEEE), University of Calgary, Calgary, Alberta, January 4, 2010.
- Office national de l'énergie (ONÉ), 2009. L'ABC du gaz de schistes au Canada. Dossier énergie. Novembre, 3 pages.
- Office national de l'énergie (ONÉ), 2011. Le passé imprègne le présent et contient le futur - La revue des forages extracôtiers dans l'Arctique canadien, préparons l'avenir. Office national de l'énergie, 55 p. ISBN 978-1-100-98389-9.
- Offshore Energy Today, 2013. MISC Sells Floating Production System to Petronas Carigali (Malaysia) [en ligne]. <http://www.offshoreenergytoday.com/misc-sells-floating-production-system-to-petronas-carigalimalaysia/>, accédé en novembre 2013.
- OSPAR Commission, 2009. Assessment of impacts of offshore oil and gas activities in the North-East Atlantic, Offshore Industry Series, 39 p.
- Palisch, T., Wilson, B., Duenckel, B., 2014. New Technology Yields Ultrahigh-Strength Proppant. Society of Petroleum Engineers, SPE-168631-MS, 7 p.
- Patel, P.S., Robart, C.J., Ruegamer, M., Yang, A., 2014. Analysis of US Hydraulic Fracturing Fluid System and Proppant Trends. Society of Petroleum Engineers, SPE-168645-MS, 20 p.
- Peel, M., 2014. Investigation géologique et géochimique des relations entre un réservoir pétrolier et un aquifère superficiel dans le secteur Haldimand, Gaspé. Mémoire de maîtrise, Institut national de la recherche scientifique (INRS), Centre Eau Terre Environnement.
- Pellegrino, M., Pajola, N., Tortini, G., Esposito, A., Follino, P., Di Lecce, A., 2012. Wireless vs. Wireline Land 3D Seismic in North Italy. Society of Exploration Geophysicists, SEG-2012-0660, 5 p.

- Piggott, N., Abrams, M.A., 1996. Near-surface coring in the Beaufort and Chukchi Seas, northern Alaska. In D. Schumacher and M.A. Abrams, eds., *Hydrocarbon Migration and Its Near-Surface Expression: AAPG Memoir 66*: 385-399.
- Pinti, D.L., Gélinas, Y., Larocque, M., Barnette, D., Retailleau, S., Moritz, A., Hélie, J.F., Lefebvre, R., 2013. Concentrations, sources et mécanismes de migration préférentielle des gaz d'origine naturelle (méthane, hélium, radon) dans les eaux souterraines des Basses-Terres du Saint-Laurent - Volet géochimie. Étude E3-9, FQRNT ISI no 171083, Université du Québec à Montréal, Université Concordia, INRS-ETE, 94 p.
- Petroleum Technology Alliance Canada (PTAC), 2012. *The Modern Practices of Hydraulic Fracturing : A Focus on Canadian Resources*.
- Price Hoelscher, K., Young, S., Friedheim, J., De Stefano, G., 2013. Nanotechnology Application in Drilling Fluids. *Offshore Mediterranean Conference, OMC-2013-105*, 11 p.
- Prince, M., Crowley, J., 2014. Applied Microseismic Monitoring in the Petroleum Field. AAPG Eastern Section, 42nd Annual Meeting, London, Ontario, September 27-30, 2014, Short Course, 107 p.
- Quirein, J.A., Grable, J., Cornish, B., Stamm, R., Perkins, T., 2006. Microseismic Fracture Monitoring. *Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, SPWLA-2006-VV*, 10 p.
- Qutob, H., Kartobi, K., Khlaifat, A., 2014. Underbalanced Drilling Technology for Unconventional Tight Gas Reservoirs. *International Petroleum Technology Conference, IPTC-17279-MS*, 8 p.
- Rambow, F.H.K., Dria, D.E., Childers, B.A., 2010. Real-Time Fiber-Optic Casing Imager. *Society of Petroleum Engineers, SPE-109941-PA*, 9 p.
- Rao, V., 2012. *Shale Gas: The Promise and the Peril*, RTI Press, 183 p.
- Raynauld, M., Peel, M., Lefebvre, R., Crow, H., Molson, J., Ahad, J., Gloaguen, E., 2014. Caractérisation hydrogéologique du secteur Haldimand. Institut national de la recherche scientifique, Centre Eau Terre Environnement. Rapport de recherche R-1497, 144 p.
- Rehm, B., Schubert, J., Haghshenas, A., Paknejad, A., Hughes, J., 2009. *Managed Pressure Drilling*. Elsevier, 369 p.
- Reichert, B.A., Addison, R.S., Cano, V.J., Grimaldo, C., 2013. New Coiled Tubing Pipe Failure Mechanism Identified in Severe Dynamic Conditions: The Potential Effects of Running Speed on Pipe Performance. *Society of Petroleum Engineers, SPE-163940-MS*, 14 p.
- Ressources naturelles Canada, 2013. Les zones sismiques dans l'Est du Canada. En ligne. <http://www.seismescanada.mcan.gc.ca/zones/eastcan-fra.php> (Accédé en octobre 2014).
- Ribeiro, L., Sharma, M.M., 2013. Fluid Selection for Energized Fracture Treatments. *Society of Petroleum Engineers, SPE-163867-MS*, 11 p.
- Rivenbark, M., Dickenson R.W., 2011. New Openhole Technology Unlocks Unconventional Oil and Gas Reserves Worldwide. *Society of Petroleum Engineers, SPE-147927-MS*, 7 p.
- Roberts, S., Freeman, B., 2014. Bit Type Analysis and Drilling Concerns through the Top Hole Formations of the Utica Shale Play. AAPG Eastern Section, 42nd Annual Meeting, London, Ontario, September 27-30, 2014. Program with abstracts.

- Rodriguez, J., Dominguez, A.M., Villalobos, S., Chavarria, M.A., Morales, J.A., Beltran, J.C., Ruiz, C.A., Rojas, J., 2013. Successful Exploration Drilling in a Very Narrow Mud Weight Window with Crossflow Using Automated Managed Pressure Drilling: A Case History in Mexico East. Society of Petroleum Engineers, SPE-166163-MS, 14 p.
- Rodvelt, G.D., Yeager, V.J., Hyatt, M.A., 2011. Case History: Challenges Using Ultraviolet Light to Control Bacteria in Marcellus Completions. Society of Petroleum Engineers, SPE-149445-MS, 6 p.
- Rowe, D., Muehlenbachs, K., 1999. Isotopic fingerprints of shallow gases in the Western Canadian sedimentary basin: tools for remediation of leaking heavy oil wells. *Organic Geochemistry*, 30(8A): 861–871.
- Roy, J.W., Ryan, M.C., 2010. In-well degassing issues for measurements of dissolved gases in groundwater. *Ground Water*, 8(6): 869-877.
- Saiers, J.E., Barth, E., 2012. Potential contaminant pathways from hydraulically fractured shale aquifers, by T. Myers (Letter), *Ground Water*, 50(6): 826-828.
- Sarshar, S.M.M., 2012. The Recent Applications of Jet Pump Technology to Enhance Production from Tight Oil and Gas Fields. Society of Petroleum Engineers, SPE-152007-MS, 19 p.
- Schenk, C. J., and R. M. Pollastro, 2001, Natural gas production in the United States: National Assessment of Oil and Gas Series, U.S. Geological Survey Fact Sheet FS-113-01, 2 p.
- Schiemer, E.J., Stober, G., Faber, E., 1985, Surface geochemical exploration for hydrocarbons in offshore areas - principles, methods and results. In *Petroleum Geochemistry in Exploration of the Norwegian Shelf*: London, Graham and Trotman, p. 223-238.
- Schoell, M., 1988. Multiple origins of methane in the Earth. *Chemical Geology*, 71(1-3): 1-10.
- Schumacher, D., 1996, Hydrocarbon-induced alteration of soils and sediments. Dans: D. Schumacher et M.A. Abrams, eds., *Hydrocarbon Migration and Its Near-Surface Expression*: AAPG Memoir 66: 71-89.
- Schumacher, D., 2000. Surface geochemical exploration for oil and gas: New life for an old technology. *The Leading Edge*, March: 258-261.
- Schwind, B.E., Payne, M.L., Otten, G.K., et al., 2001. Development of Leak Resistance in Industry Standard OCTG Connections using Finite Element Analysis and Full Scale Testing. *Offshore Technology Conference*, Houston, 30 April-3 May, OTC-13050-MS.
- Secretary of Energy Advisory Board (SEAB), 2011. SEAB Shale Gas Production Subcommittee Second 90-Day Report - Final (November). US Department of Energy, Washington. www.shalegas.energy.gov/resources/111811_final_report.pdf
- Shen, X., 2014. Numerical Analysis on the Interaction between Two Zipper Frac Wells Using the Continuum Damage Method. *Offshore Technology Conference*, OTC-24975-MS, 13 p.
- Sherwood, O.A. Travers, P.D., Dolan, M.P., 2013a. Compound-Specific Stable Isotope Analysis of Natural and Produced Hydrocarbon Gases Surrounding Oil and Gas Operations. *Comprehensive Analytical Chemistry* 61: 347-372.
- Sherwood, O.A. Travers, P.D., Dolan, M.P., 2013b. Hydrocarbon Maturity and Migration Analysis Using Production Gas Stable Isotopic Signatures in the Wattenberg Field, Denver

- Basin, Colorado, USA. Paper 1580285, SPE, AAPG and SEG Unconventional Resources Technology Conference (URTeC), Denver, Colorado, USA, 12-14 August 2013, 7 p.
- Sierra, L., Mayerhofer, M., 2014. Evaluating the Benefits of Zipper Fracs in Unconventional Reservoirs. Society of Petroleum Engineers, SPE-168977-MS, 13 p.
- Small, M.J., Stern, P.C., Bomberg, E., Christopherson, S.M., Goldstein, B.D., Israel, A.I., Jackson, R.B., Krupnick, A., Mauter, M.S., Nash, J., North, D.W., Olmstead, S.M., Prakash, A., Rabe, B., Richardson, N., Tierney, S., Webler, T., Wong-Parodi, G., Zielinska, J., 2014. Risks and Risk Governance in Unconventional Shale Gas Development. Special Issue: Understanding the Risks of Unconventional Shale Gas Development, Environmental Science & Technology 48: 8289–8297.
- Society of Petroleum Engineers (SPE), 2007. Petroleum Resources Management System. 47 pages.
http://www.spe.org/industry/docs/PetroleumResources_Management_System_2007.pdf
- Soeder, D.J., Sharma, S., Pekney, N., Hopkinson, L., Dilmore, R., Kutchko, B., Stewart, B., Carter, K., Hakala, A., Capo, R., 2014. An approach for assessing engineering risk from shale gas wells in the United States. International Journal of Coal Geology 126: 4-19.
- Soni, T.M., 2014. LPG-Based Fracturing: An Alternate Fracturing Technique in Shale Reservoirs. Society of Petroleum Engineers, SPE-170542-MS, 7p.
- Stein, D., Griffin Jr., T.J., Dusterhoft, D., 2003. Cement pulsation reduces remedial cementing costs. GasTIPS, 9(1): 22-24.
- Stern, V.H., Schultz, R.J., Jean, G.M., 2011. Alberta microseismicity project, phase 1: site assessments for the ATSN semipermanent stations and the PSEIP Strachan Temporary Seismic Array; Energy Resources Conservation Board, ERCB/AGS Open File Report 2011-15, 75 p.
- Stern, V.H., Schultz, R.J., Shen, L., Gu, Y.J., Eaton, D.W., 2013. Alberta earthquake catalogue, version 1.0: September 2006 through December 2010; AER/AGS Open File Report 2013-15, October 2013, 36 p.
- Sugiura, J., Jones, S., 2010. Rotary Steerable System Enhances Drilling Performance on Horizontal Shale Wells. Society of Petroleum Engineers, SPE-131357-MS, 10 p.
- Thériault, R., 2012. Caractérisation du Shale d'Utica et du Groupe de Lorraine, Basses-Terres du Saint-Laurent - Partie 2 : Interprétation géologique. Gouvernement du Québec, Géologie Québec, Direction de l'information géologique de Québec. DV2012-04, 79 p.
- Thrasher, J.A., Fleet, A.J., Hay, S.J., Hovland, M., Duppenbecker, S., 1996. Understanding geology as the key to using seepage in exploration: the spectrum of seepage styles. Dans: D. Schumacher et M.A. Abrams, eds., Hydrocarbon Migration and Its Near-Surface Expression: AAPG Memoir 66: 223-241.
- Total E&P Denmark B.V., 2014. What is hydraulic fracturing (fracking)? [en ligne]. <http://en.skifergas.dk/technical-guide/what-is-hydraulic-fracturing.aspx>, consulté le 18 décembre.
- Tovar, F.D., Eide, O., Graue, A., Schechter, D.S., 2014. Experimental Investigation of Enhanced Recovery in Unconventional Liquid Reservoirs using CO₂: A Look Ahead to the Future of

- Unconventional EOR. Society of Petroleum Engineers, SPE-169022-MS, 9 p.
- United Nations Environment Program (UNEP), 1997. Environmental management in oil and gas exploration and production: an overview of issues and management approaches. Joint E&P Forum - UNEP Technical Publication. London, UK. 68 p.
- Urbancic, T., Wuestefeld, A., Baig, A., 2013. Black Box Recording of Passive Seismicity: Pitfalls of not Understanding your Acquisition Instrumentation and its Limitations. CSPG Geoconvention 2013, Calgary, Alberta, 8 p.
- U.S. Energy Information Administration (EIA), 2011. Review of emerging resources: U.S. shale gas and shale oil plays: July 8, 2011. <http://www.eia.gov/analysis/studies/usshalegas/>
- Van Stempvoort, D., Maathuis, H., Jaworski, E., Mayer, B., Rich, K., 2005. Oxidation of Fugitive Methane in Ground Water Linked to Bacterial Sulfate Reduction. *Ground Water*, 43(2): 187-199.
- Vengosh, A., Jackson, R.B., Warner, N., Darrah, T.H., Kondash, A., 2014. A Critical Review of the Risks to Water Resources from Unconventional Shale Gas Development and Hydraulic Fracturing in the United States. *Environmental Science & Technology* 48: 8334–8348.
- Vidic, R.D., Brantley, S.L., Vandenbossche, J.M., Yoxheimer, D., Abad, J.D., 2013. Impact of shale gas development on regional water quality. *Science*, 340(6134): 1235009.
- Wang, Z., Krupnick, A.J., 2013. A Retrospective Review of Shale Gas Development in the United States: What Led to the Boom? Resources for the Future Discussion Paper 13-12, April. Washington DC. 39 p.
<http://www.rff.org/Publications/Pages/PublicationDetails.aspx?PublicationID=22177>
- Watson, T.L., Bachu, S., 2009. Evaluation of the potential for gas and CO₂ leakage along wellbores. *SPE Drilling and Completion*, 24(1): 115-126.
- Wieland, C.W., 2005. Laboratory testing and finite element modeling of propellant-induced fracture propagation in shale reservoirs. M.Sc. thesis, Colorado School of Mines. Dept. of Petroleum Engineering, 108 p.
- Williams, A., Kloster, A., Duckworth, R., Piggott, N., 1995, The role of the Airborne Laser Fluorosensor (ALF) and other seepage detection methods in exploring frontier basins. In S. Hansjien, ed., *Petroleum Exploration and Exploitation in Norway: NPF Special Publication* 4: 421-431.
- Xuming, B., Shenghui, Y., Zedan, W., Jingguo, C., Xiaodong, W., Qing, H., 2014. Digital Geophones and Exploration of Tight Oil. Society of Exploration Geophysicists, SEG-2014-0406, 5 p.
- Yang, Y., Robart, C.J., Ruegamer, M., 2013. Analysis of U.S. Hydraulic Fracturing Design Trends. Society of Petroleum Engineers, SPE-163875-MS, 14 p.
- Yukon Energy, Mines and Resources, 2006. Best Management Practices for Seismic Exploration. Oil and Gas Management Branch. 37 p.
- Zhou, J., Baltazar, M., Sun, H., Qu, Q., 2014. Water-Based Environmentally Preferred Friction Reducer in Ultrahigh-TDS Produced Water for Slickwater Fracturing in Shale Reservoirs. Society of Petroleum Engineers, SPE-167775-MS, 13 p.

Zoback, M., 2012. Managing the seismic risk posed by wastewater disposal. EARTH Magazine, April 17, 2012.

Zoback, M.D., Kohli, A., Das, I., McClure, M.W., 2012. The Importance of Slow Slip on Faults During Hydraulic Fracturing Stimulation of Shale Gas Reservoirs. Society of Petroleum Engineers, SPE-155476-MS, 9 p.

Zoback, M.D., Arent, D.J., 2014. Shale Gas Development: Opportunities and Challenges. The Bridge, National Academy of Engineering, 44(1): 16-23.