



GTEC04

Bonnes pratiques pour la gestion des équipements de surface et des rejets de forage et pour la réutilisation et l'élimination des fluides de forage

RAPPORT FINAL

Par

Félix-Antoine Comeau

Michel Malo

Stephan Séjourné

Soumis au Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles

22 septembre 2015 – Québec

Rapport de recherche 1635

TABLE DES MATIÈRES

SOMMAIRE	5
AVANT-PROPOS.....	9
LISTE DES ABRÉVIATIONS.....	11
1. CONTEXTE ET MANDAT	13
1.1. Mise en contexte	13
1.2. Description de l'étude	14
2. LA GESTION EN SURFACE DES ÉQUIPEMENTS.....	16
2.1. Définition	16
2.2. Revue des conditions dans les juridictions analysées	16
2.3. Avis	17
3. LA GESTION EN SURFACE DES PRODUITS D'OPÉRATIONS EN SOUS-SURFACE.....	18
3.1. Définition	18
3.2. Revue des conditions dans les juridictions analysées	18
3.3. Avis	19
4. LA GESTION DES REJETS DE FORAGE	20
4.1. Définition	20
4.2. Revue des conditions dans les juridictions analysées	20
4.3. Avis	21
5. LA GESTION DES EAUX DE REFLUX	22
5.1. Définition	22
5.2. Revue des conditions dans les juridictions analysées	22
5.3. Avis	23
6. L'ÉLIMINATION DES EAUX DE REFLUX.....	24
6.1. Définition	24
6.1.1. <i>Élimination dans des puits profonds – mise en contexte.....</i>	<i>24</i>
6.1.2. <i>Élimination dans des puits profonds – les permis.....</i>	<i>25</i>
6.1.3. <i>Autres options que les puits profonds</i>	<i>27</i>
6.2. Revue des conditions dans les juridictions analysées	27
6.3. Avis	30
RÉFÉRENCES	31

TABLEAUX-SYNTHESES.....36

Sommaire

Le présent rapport recense les bonnes pratiques en vue de revoir l'encadrement législatif et réglementaire associé la gestion d'équipements et de produits utilisés dans le cadre des activités liées à l'exploration et l'exploitation du gaz et du pétrole. Plus particulièrement celles liées à : 1) la gestion en surface des équipements; 2) la gestion en surface des produits nécessaires aux opérations en sous-surface; 3) la gestion des rejets de forage; 4) la gestion des eaux de reflux dans une optique de réutilisation aux fins de fracturations subséquentes; et 5) l'élimination des eaux de reflux.

Afin d'établir les bonnes pratiques, les lois et règlements des provinces de la Colombie-Britannique et de l'Alberta ont été consultées pour l'ensemble des points mentionnés plus haut; tandis que ceux des États de l'Ohio, de l'Oklahoma ont été consultés pour l'élimination des eaux de reflux. Les bonnes pratiques élaborées par les entités suivantes ont également être prises en compte dans le cadre du mandat : ACP (Association canadienne des producteurs de pétrole), API (*American Petroleum Institute*), Enform (*The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry*), IOGCC (*Interstate Oil and Gas Compact Commission*) et SOGRE (*State Oil and Gas Regulatory Exchange*). La réglementation élaborée par l'EPA (*US Environmental Protection Agency*) a été consultée pour l'élimination des eaux de reflux.

La gestion en surface des équipements

Ceci englobe tous les équipements utilisés lors des activités de forage, de complétion (y compris tous les types de stimulation), de correction, de surveillance, de fermeture, de restauration et de remise en état du site de forage. Les opérateurs d'un site de forage doivent prendre des mesures visant à éviter la migration de contaminants potentiels de la surface vers le sol sous-jacent et l'eau souterraine pendant les opérations de forage.

Les directives de l'Alberta sont les plus exhaustives et précises en ce qui concernent la gestion des équipements en surface lors des opérations de forage. L'ensemble des réglementations analysées demeurent tout de même générales.

La gestion en surface des produits des opérations de sous-surface

Les produits d'opération en sous-surface comprennent les fluides prévus pour les opérations de forage, ainsi que les produits nécessaires aux activités de stimulation. Les opérations de transport, de transfert et d'entreposage des fluides et des solides impliqués dans les forages pétroliers et gaziers comportent des risques de déversement. 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.

La *Directive 055 : Storage Requirements for the Upstream Petroleum Industry* de l'AER est le document le plus abouti quant à l'entreposage en surface des produits lors des opérations de forage et représente le document de référence à ce sujet.

La gestion des rejets de forage

Ceci inclut tous les résidus découlant des activités de forage, tels que les retailles de forage, ainsi que les eaux de formation salines et les eaux usées (boues de forage), excepté les eaux de reflux produites lors de la fracturation hydraulique.

Dans la majorité des juridictions, les opérateurs de forages doivent présenter, aux fins d'examen et d'approbation, un plan de gestion des déchets, et ce, avant d'entreprendre leurs activités de forage. Ce plan doit montrer qu'un effort raisonnable a été déployé afin de limiter autant que possible la production de déchets et d'en assurer la gestion. Les déchets doivent être décrits, de même que la manière qu'ils seront traités et entreposés ou éliminés. L'opérateur doit montrer comment il va se conformer aux exigences établies par l'organisme de réglementation en matière de gestion des déchets.

Les documents *Oil and Gas Handbook Drilling Waste Management Chapter* du BCOGC et *Directive 050 : Drilling Waste Management* de l'AER sont les plus détaillés à propos de la gestion en surface des rejets de forage.

La gestion des eaux de reflux

Les eaux de reflux sont une combinaison des fluides de fracturation et des eaux de formation, c'est-à-dire celles qui étaient déjà présentes dans les pores et les fissures de la roche avant la fracturation. La gestion des eaux de reflux est règlementée dans la plupart des juridictions qui exigent que ces eaux usées soient récupérées et éliminées de façon sécuritaire. La réutilisation des eaux de reflux est privilégiée dans tous les cas quand cela est possible.

Pour la gestion des eaux de reflux, les deux documents de l'API, *Water Management Associated with Hydraulic Fracturing* et *Practices for Mitigating Surface Impacts Associated with Hydraulic Fracturing*, constituent le modèle duquel la plupart des juridictions en Amérique du Nord se sont inspirées.

L'élimination des eaux de reflux

Le principe de base dans toutes les juridictions analysées consiste à récupérer et éliminer les eaux de reflux de façon sécuritaire tout en protégeant les eaux souterraines et l'environnement. La façon la plus répandue d'éliminer les eaux de reflux est celle qui consiste à réinjecter ces eaux dans des formations géologiques profondes. Cette pratique, qui est répandue aux États-Unis est encadrée afin de protéger l'environnement et la santé publique. Une autre façon d'éliminer ces eaux de reflux consiste à les traiter dans des usines conçues à cette fin pour pouvoir les éliminer sans qu'elles soient nuisibles à l'environnement. On pourrait aussi s'en servir pour des utilisations industrielles.

La condition de base dans toutes les juridictions pour l'utilisation de puits profonds afin d'éliminer les eaux de reflux consiste à ne pas nuire à la ressource en eau souterraine potable ou utilisable pour les besoins humains. La Colombie-Britannique et l'Alberta mentionnent également que cette pratique ne doit pas nuire au potentiel en hydrocarbures du secteur. Les opérateurs doivent demander un permis aux autorités réglementaires de leur juridiction. Aux

États-Unis, le permis doit répondre à un programme de contrôle de l'injection souterraine approuvé par l'EPA. L'opérateur doit démontrer que la zone d'injection est bien confinée et isolée des zones d'eaux souterraines potables. Un rapport géologique doit présenter les caractéristiques de la formation géologique (porosité, perméabilité, position stratigraphique par rapport aux formations imperméables, profondeur, température, pression en profondeur). La géologie plus régionale doit être présentée et illustrée par des coupes structurales qui montrent les failles. On doit donner les caractéristiques de la sismicité naturelle de la région ou une histoire de la sismicité récente. La construction du puits doit suivre les normes qui régissent les puits d'exploration et de production. Des tests de pression et d'intégrité mécanique doivent être réalisés. Une série de diagraphies (rayonnement gamma, densité-neutron, résistivité) doit être fournie. S'il s'agit d'un ancien puits de production qui est converti en puits d'injection, son historique de production doit être présenté et de nouveaux tests d'intégrité mécanique du puits doivent être réalisés. Les diagraphies existantes doivent être fournies. Un programme de surveillance de la pression, de l'intégrité mécanique, de la qualité des eaux dans le puits et de la sismicité doit être fourni.

Nous suggérons de s'inspirer du programme de contrôle de l'injection souterraine (*UIC Program*) de l'EPA pour réglementer la pratique d'élimination des eaux de reflux dans des puits profonds au Québec. Nous ne pouvons pas pour le moment présumer si cette méthode d'élimination des eaux de reflux peut s'appliquer au Québec, soit en Gaspésie, dans les basses-terres du Saint-Laurent ou à l'île d'Anticosti, puisque chaque site doit être évalué spécifiquement en fonction de sa géologie et de son histoire de production d'hydrocarbures. Enfin, nous croyons que si la technologie le permet, des usines de traitement des eaux de reflux pourraient permettre de rendre ces eaux non-toxiques pour les retourner dans l'environnement.

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 réaliser une étude intitulée « Meilleures pratiques – Gestion des équipements de surface, gestion des rejets de forage, réutilisation et élimination des eaux ». Cette étude s'inscrit dans le Chantier technique des évaluations environnementales stratégiques (ÉES) du 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. Cette étude s'inscrit plus particulièrement dans le Plan d'acquisition de connaissances additionnelles du début de 2015 suite au bilan des connaissances actuelles en matière des hydrocarbures réalisé par le gouvernement du Québec à l'automne 2014.

Le présent rapport a été réalisé pour le compte du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques annoncée le 30 mai 2014. Le contenu de ce document est celui des auteurs et n'engage pas le gouvernement du Québec.

Liste des abréviations

ACPP : Association canadienne des producteurs de pétrole

AER : *Alberta Energy Regulator*

API : *American Petroleum Institute*

BCOGC : *British Columbia Oil and Gas Commission*

DGHB : Direction générale des hydrocarbures et des biocombustibles

ÉES : Étude environnementale stratégique

EOR : *Enhanced Oil Recovery*

Enform : *The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry*

GWPC : *Ground Water Protection Council*

EPA : *US Environmental Protection Agency*

IOGCC : *Interstate Oil and Gas Compact Commission*

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

PACA : Plan d'acquisition de connaissances additionnelles

SDWA : *Safe Drinking Water Act*

SOGRE : *State Oil and Gas Regulatory Exchange*

UIC : *Underground Injection Control*

1. Contexte et mandat

1.1. Mise en contexte

Sur la base du Plan d'action gouvernemental relatif à la filière des hydrocarbures, deux études environnementales stratégiques (ÉES), l'une globale et l'autre spécifique à Anticosti, ont été commandées par le gouvernement du Québec. L'objectif de ces deux ÉES est de faire le point sur l'état des connaissances et d'acquérir les renseignements nécessaires pour définir les orientations gouvernementales au regard des enjeux environnementaux, sociaux, économiques et de sécurité liés au développement des hydrocarbures et à leur transport. Le résultat de cette démarche permettra à terme de :

- mieux connaître le potentiel exploitable économiquement en hydrocarbures sur le territoire;
- combler le manque d'information concernant les techniques utilisées, notamment la fracturation hydraulique et les conditions d'exploration et d'exploitation en milieu marin;
- analyser les risques environnementaux et établir les mesures à mettre en place pour les minimiser et en assurer la bonne gestion;
- étudier les mécanismes de consultation et de concertation favorisant l'acceptabilité des communautés et l'aménagement durable des territoires;
- répertorier les bonnes pratiques à mettre en œuvre avec l'industrie et les partenaires;
- étudier les besoins en pétrole et en gaz naturel;
- comparer les risques associés aux différents modes de transport;
- mettre à jour le cadre législatif et réglementaire.

Pour ce faire, cinq chantiers portant sur l'environnement, la société, l'économie, le transport et les aspects techniques ont été mis en place sous la responsabilité d'un comité directeur composé de représentants gouvernementaux et d'experts des milieux universitaires ou d'autres organismes indépendants. Cette section du rapport est donc alimentée par le résultat des études retenues pour les fins de réalisation du *Plan d'acquisition de connaissances additionnelles* (PACA) du chantier aspects techniques des ÉES. Ces études s'inscrivent, par le fait même, à l'intérieur des objectifs des deux ÉES.

Rappelons que le PACA a été élaboré consécutivement à la réalisation à l'automne 2014 du *Bilan des connaissances* des différents aspects techniques liés aux travaux de recherche et d'exploitation des hydrocarbures. Ce *Bilan des connaissances* a permis de constater plusieurs lacunes et, conséquemment, neuf études ont été identifiées pour pallier à ces dernières. Ainsi, par le biais du PACA, ces études ont pour principal objectif de fournir un niveau de connaissance supplémentaire aux éléments présentés dans le rapport de Malo et al. (2015), intitulé *Synthèse des connaissances portant sur les pratiques actuelles et en développement dans l'industrie pétrolière et gazière*, rendu public au début de l'année 2015. En définitive, ces études permettront de rencontrer les objectifs du chantier aspects techniques afin de supporter les travaux visant à élaborer pour le Québec un nouveau cadre législatif et réglementaire spécifique aux hydrocarbures.

1.2. Description de l'étude

L'étude GTEC04 consiste à répertorier et établir les bonnes pratiques en vue de revoir l'encadrement législatif et réglementaire associé à la gestion des équipements de surface, la gestion des rejets de forage et la réutilisation et l'élimination des eaux pour le milieu terrestre.

Le terme « bonne pratique » (en anglais, *best practice*) désigne, dans un milieu professionnel donné, un ensemble de comportements qui font consensus pour la plupart des professionnels du domaine. En ce qui nous concerne, lors d'activités de forages pétroliers et gaziers, une bonne pratique est celle qui minimise l'impact environnemental associé à ces activités et qui est utilisée avec succès par différents opérateurs dans le monde.

Une revue des lois, règlements, normes et directives en vigueur dans d'autres pays et territoires ainsi que les bonnes pratiques recommandées par des organismes reconnus sera effectuée à cet effet. Les différents organismes et juridictions concernés sont cités plus bas. Les aspects suivants seront abordés :

- la gestion en surface des équipements lors des activités de forage, de complétion (y compris tous les types de fracturation), de correction, de surveillance, de fermeture et de restauration et remise en état de site;
- la gestion en surface des produits nécessaires aux opérations en sous-surface, y compris les produits découlant de toutes les activités de stimulation;
- la gestion des rejets de forage;
- la gestion des eaux de reflux dans une optique de réutilisation aux fins de fracturations subséquentes;
- l'élimination des eaux de reflux.

Le choix des juridictions et des organismes indépendants qui ont été retenus repose sur l'expertise que ceux-ci possèdent en matière de travaux de mise en valeur des hydrocarbures et plus spécifiquement, en ce qui concerne certaines juridictions, sur les types de technologies ou méthodes qui y sont utilisées ou encore, sur le caractère récent de leurs cadres législatifs et réglementaires. C'est ainsi qu'afin d'établir les bonnes pratiques, les juridictions suivantes ont été considérées :

- Province de l'Alberta;
- Province de la Colombie-Britannique;
- État de l'Ohio, seulement pour l'élimination des eaux de reflux;
- État de l'Oklahoma, seulement pour l'élimination des eaux de reflux;
- État du Texas, seulement pour l'élimination des eaux de reflux.

De plus, les bonnes pratiques élaborées par les organismes suivants ont également été prises en compte :

- *American Petroleum Institute (API)*;
- Association canadienne des producteurs de pétrole (ACPP);
- *Interstate Oil and Gas Compact Commission (IOGCC)*;
- *The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry (Enform)*;
- *State Oil and Gas Regulatory Exchange (SOGRE)*;
- *US Environmental Protection Agency (EPA)*, seulement pour l'élimination des eaux de

reflux.

2. La gestion en surface des équipements

2.1. Définition

Ceci englobe tous les équipements utilisés lors des activités de forage, de complétion (y compris tous les types de stimulation), de correction, de surveillance, de fermeture, de restauration et de remise en état du site de forage. Ces éléments sont examinés ici dans l'optique de la protection de l'environnement, de manière à anticiper les risques de fuites notamment.

2.2. Revue des conditions dans les juridictions analysées

Le site de forage doit comprendre des mesures visant à éviter la migration de contaminants potentiels de la surface vers le sol sous-jacent et l'eau souterraine pendant les opérations de forage. Les exploitants doivent ainsi présenter à l'organisme de réglementation, aux fins d'examen et d'approbation, le plan du site de forage proposé (dimensions, type de matériau de remblai que l'on envisage d'utiliser, etc.), et ce, avant la construction du site en question.

L'AER a publié le document *Directive 036 - Drilling Blowout Prevention Requirements and Procedures* qui détaille les équipements et leur espacement minimal, ainsi que les procédures à suivre lors d'un forage en Alberta, par exemple :

- après que le coffrage de surface soit installé, une inspection de la foreuse et des appareils situés sur le site doit d'abord être effectuée, conformément à la *Directive 037 : Service Rig Inspection Manual* de l'AER;
- des dispositifs d'arrêts des moteurs à combustion interne doivent être installés sur l'équipement se trouvant sur le site de forage afin de réduire les sources potentielles d'inflammation dans le cas d'une venue subite de gaz en provenance du puits de forage;
- il doit y avoir un réservoir pour la boue de forage (en anglais, *mud tank*), ainsi qu'un système approprié de contrôle du volume.

La *Directive 036* de l'AER aborde aussi la gestion sur le site des fluides à base d'hydrocarbures, mais suggère de se référer au document plus complet d'Enform, intitulé : *DACC IRP Volume #14 : Non-Water Based Drilling Fluids*. Finalement, le bruit généré par les opérations de forage doit satisfaire aux exigences de la *Directive 038 : Noise Control* de l'AER.

Les documents *API Guidance HF2 : Water Management Associated with Hydraulic Fracturing* et *API Guidance HF3 : Practices Mitigating Surface Impacts Associated Hydraulic Fracturing* de l'API présentent les bonnes pratiques en ce qui concerne la gestion de l'équipement nécessaire à l'entreposage en surface des fluides de fracturation et de reflux.

Aux États-Unis, le *Bureau of Land Management* a publié en 2007 le guide *Surface Operating Standards and Guidelines for Oil and Gas Exploration and Development*, communément appelé le *Gold Book*, faisant la revue des opérations respectueuses de l'environnement lors des forages pétroliers et gaziers sur les terres fédérales.

2.3. Avis

Les directives de l'Alberta sont les plus exhaustives et précises en ce qui concernent la gestion des équipements en surface lors des opérations de forage. Toutefois, ces réglementations demeurent tout de même générales dans l'ensemble.

3. La gestion en surface des produits d'opérations en sous-surface

3.1. Définition

Les produits d'opération en sous-surface comprennent les fluides prévus pour les opérations de forage, ainsi que les produits nécessaires aux activités de stimulation.

3.2. Revue des conditions dans les juridictions analysées

Les opérations de transport, de transfert et d'entreposage des fluides et des solides impliqués dans les forages pétroliers et gaziers comportent des risques de déversement. 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).

L'AER a produit la *Directive 055 : Storage Requirements for the Upstream Petroleum Industry* spécifique à l'entreposage en surface des produits solides et liquides. Tout produit généré ou utilisé lors d'une activité de forage et qui peut provoquer un effet néfaste s'il est introduit dans l'environnement doit être entreposé d'une manière qui réponde à ces exigences. En résumé, les pratiques suivantes doivent être envisagées :

- la sélection d'un site qui minimise les risques environnementaux;
- la mise en œuvre de procédures d'inspection et d'entretien des équipements et du site de forage;
- l'établissement de procédures pour éviter l'accumulation d'électricité statique lors de la manipulation de liquides inflammables;
- l'entreposage des produits d'une manière telle a) qu'ils ne génèrent pas de chaleur ni de pression extrêmes, b) qu'ils ne produisent pas de fumées ou de gaz non contrôlées, c) qu'ils ne nuisent pas à l'intégrité structurale d'une installation d'entreposage, et d) que les produits incompatibles soient séparés afin d'éviter tout contact.

Enform a produit le document *DACC IRP Volume #08 - Pumping of Flammable Fluids* qui traite de la question de la manipulation des liquides inflammables lors des opérations de forage. Il stipule notamment les pratiques recommandées pour l'entreposage de ces produits dans des réservoirs en surface.

Le *State Oil and Gas Regulatory Exchange* a publié en 2014 le rapport intitulé *State Oil & Natural Gas Regulations Designed To Protect Water Resources*. Préparé par le Ground Water Protection Council (GWPC), ce rapport fait la revue des lois et des règlements pour la protection des eaux souterraines de 27 États américains producteurs d'hydrocarbures. Pour l'entreposage de produits dans des réservoirs, 23 États recommandent que les réservoirs soient entourés d'une digue de confinement pour éviter la contamination et les impacts écologiques nuisibles provenant de fuites de ces réservoirs. Seulement cinq États ont des exigences spécifiques pour un réservoir en fonction du fluide entreposé, et un seul exige que les normes de l'API soient respectées (*API Specification 12B - Specification Bolted Tanks Storage Production Liquids*). Dans la plupart des

états, l'absence d'exigence ou de norme spécifique permet ainsi l'utilisation d'une multitude de matériaux, tels que le plastique, le bois, le béton, l'acier et le fibre de verre. Certains de ces matériaux ne sont toutefois pas tous appropriés pour l'entreposage de certains types de fluides. Dans certains cas, l'utilisation de la protection cathodique est nécessaire pour empêcher la dégradation du métal par l'oxydation.

3.3. Avis

La *Directive 055 : Storage Requirements for the Upstream Petroleum Industry* de l'AER est le document le plus abouti quant à l'entreposage en surface des produits lors des opérations de forage et représente le document de référence à ce sujet. Dans le cas des sites multipuits consacrés à la fracturation hydraulique à haut volume, l'acheminement de l'eau destinée à la fracturation pourrait se faire via des aqueducs dédiés de manière à réduire le trafic routier.

4. La gestion des rejets de forage

4.1. Définition

Ceci inclut tous les résidus découlant des activités de forage, tels que les retailles de forage (résidus solides), ainsi que les résidus liquides que constituent les eaux de formation salines et les eaux usées (boues de forage), excepté les eaux de reflux produites lors de la fracturation hydraulique qui sont traitées aux sections 5. *La gestion des eaux de reflux* et 6. *L'élimination des eaux de reflux*.

Selon l'état du forage et la profondeur, les fluides de forage, aussi appelés boues de forage, sont constitués :

- du fluide de base (p. ex. eau, hydrocarbure, huile minérale, composé synthétique),
- des agents alourdissant (le plus souvent du sulfate de baryum),
- de l'argile bentonite, pour faciliter le déplacement des retailles de forage,
- des lignosulfonates, afin de conserver le fluide de forage dans un état fluide,
- de divers additifs, qui remplissent des fonctions spécifiques.

Les fluides de forage à base d'eau (en anglais, *water-based muds* ou WBMs) sont les plus communément utilisés parce qu'ils sont peu coûteux, ont un impact minimal sur l'environnement et peuvent ainsi être plus facilement traités pour être ensuite évacués ou réutilisés lors d'un autre forage. Toutefois, lorsque les situations de forage sont plus difficiles (p. ex. intervalles de shales réactifs, puits profonds et puits horizontaux), les fluides de forage à base d'eau ne fournissent pas toujours de bonnes performances de forage. Dans ces cas précis, les opérateurs de forage utilisent principalement des fluides de forage à base d'huile ou d'hydrocarbures (en anglais, *oil-based muds* ou OBMs). En effet, ces fluides de forage à base d'huile ou d'hydrocarbures sont plus performants, mais nécessitent une manipulation plus critique et les exigences pour leur gestion sont donc plus élevées.

4.2. Revue des conditions dans les juridictions analysées

Dans la majorité des juridictions, il est mentionné que les opérateurs de forages doivent présenter, aux fins d'examen et d'approbation, un plan de gestion des déchets, et ce, avant d'entreprendre leurs activités de forage. Ce plan doit :

- 1) montrer qu'un effort raisonnable¹ a été déployé afin de limiter autant que possible la production de déchets et d'en assurer la gestion par le recyclage et la réutilisation;
- 2) décrire les déchets qui seront générés;
- 3) décrire la manière dont ils seront traités et entreposés;
- 4) décrire les méthodes et les emplacements proposés pour leur traitement, leur réutilisation ou leur élimination;
- 5) décrire comment l'opérateur entend se conformer aux exigences établies par l'organisme

¹ Un « effort raisonnable » consiste en l'évaluation des technologies qui pourraient être utilisées pour recycler ou réutiliser les rejets de forage, selon leur disponibilité dans la province (au site de forage ou ailleurs) et l'échelle des activités nécessaires à leur emploi efficace.

de réglementation en matière de gestion des déchets.

La BCOGC a publié le document *Oil and Gas Handbook Drilling Waste Management Chapter* qui fournit à l'industrie les exigences pour l'entreposage et l'élimination des rejets de forage. De plus, le document *Management of Saline Fluids for Hydraulic Fracturing Guideline* de la BCOGC est un document de référence détaillant les exigences et les attentes pour l'implantation, la conception, la construction, l'exploitation et la désaffectation des systèmes de confinement utilisés pour l'entreposage des fluides salins. Ces fluides salins comprennent les eaux de reflux provenant des opérations de fracturation hydraulique, ainsi que l'eau de formation provenant des formations géologiques.

La *Directive 050 : Drilling Waste Management* de l'AER est incorporée au sein des *Oil and Gas Conservation Rules* et définit les exigences pour le traitement et l'élimination des rejets de forage générés en Alberta. De plus, la *Directive 047 : Waste Reporting Requirements Oilfield Waste Management Facilities* ainsi que la *Directive 058 : Oilfield Waste Management Requirements Upstream Petroleum Industry* sont des compléments à la *Directive 050* pour la manipulation, le traitement et l'élimination des rejets de forage. Les solutions de gestion des rejets de forage abordées sont les suivantes :

- l'entreposage les retailles de forage sur le site de forage;
- l'enfouissement des retailles de forage dans le sol;
- l'épandage des rejets de forage sur le sol;
- la biodégradation des rejets de forage;
- l'envoi des rejets de forages dans une usine de traitement.

Le document *API Environmental Guidance E5 - Waste Management in Exploration and Production Operations* fournit des conseils pour minimiser les impacts environnementaux directs et indirects des déchets solides provenant de l'exploration et de la production pétrolières et gazières.

L'API a coordonné la réalisation d'un guide en 2001 intitulé *Guidelines for Commercial Exploration and Production Waste Management Facilities*, qui est le fruit d'une coopération entre les représentants de l'industrie pétrolière et gazière, des responsables d'installations de gestion des déchets commerciaux et des gouvernements d'États et fournit des lignes directrices pour la gestion des déchets lors d'opérations de forage.

4.3. Avis

Les documents *Oil and Gas Handbook Drilling Waste Management Chapter* du BCOGC et *Directive 050 : Drilling Waste Management* de l'AER sont les plus détaillés à propos de la gestion en surface des rejets de forage.

5. La gestion des eaux de reflux

5.1. Définition

Ceci vise les fluides utilisés pour la fracturation hydraulique dans une optique de réutilisation aux fins de stimulations subséquentes, donc de leur entreposage en surface.

Ces eaux de reflux sont une combinaison des fluides de fracturation et des eaux de formation, c'est-à-dire celles qui étaient déjà présentes dans les pores et les fissures de la roche avant la fracturation. Les liquides injectés dans les puits subissent des transformations au moment de leur utilisation. Des sous-produits peuvent se former dans les mélanges injectés et des composants peuvent être libérés de la roche. Les deux peuvent conférer une certaine toxicité aux eaux de reflux.

5.2. Revue des conditions dans les juridictions analysées

La gestion des eaux de reflux est règlementée dans la plupart des juridictions qui exigent que ces eaux usées soient récupérées et éliminées de façon sécuritaire. La réutilisation des eaux de reflux est privilégiée dans tous les cas quand cela est possible. Par exemple, l'entreposage temporaire ou non des eaux de reflux dans des fosses creusées au site de forage n'est pas permis au Nouveau-Brunswick qui oblige que ces eaux soient entreposées dans des contenants couverts et étanches. L'AER a produit la *Directive 055 : Storage Requirements for the Upstream Petroleum Industry* spécifique à l'entreposage des eaux usées et autres matériaux produits, générés ou utilisés lors des activités de forage, y compris les déchets associés. L'État de la Pennsylvanie exige que les eaux de reflux soient entreposées dans des réservoirs fermés en attendant d'être réutilisées. L'État de New York permet l'entreposage dans des fosses, mais dicte toute une série d'exigences sur la construction des fosses.

L'Association canadienne des producteurs de pétrole (ACPP) a également établi des principes pour guider la gestion en surface des eaux de reflux lors des opérations de fracturation hydraulique. Ces bonnes pratiques établies par l'ACPP sont résumées au sein des deux guides suivants :

- #5 ACPP : Pratique d'exploitation relative à la fracturation hydraulique : approvisionnement en eau, mesure, et réutilisation de l'eau. Cette pratique exige que les entreprises évaluent les sources d'approvisionnement en eau disponibles, qu'elles mesurent leur usage et qu'elles réutilisent l'eau dans la mesure du possible dans leurs opérations de fracturation hydraulique.
- #6 ACPP : Pratique d'exploitation relative à la fracturation hydraulique : transport, manipulation, entreposage et élimination des fluides. Cette pratique exige des entreprises qu'elles transportent, manipulent, entreposent et éliminent tous les fluides en utilisant des moyens sûrs et respectueux de l'environnement.

Dans chacun de ces guides, on retrouve le principe directeur, la signification de la pratique et comment l'appliquer. Les exigences opérationnelles et les mesures de performance dans l'atteinte des résultats sont également énoncées. Les entreprises membres de l'ACPP doivent satisfaire aux exigences de bonnes pratiques énoncées ou les dépasser. Il n'est pas nécessaire de reprendre ici

toutes les bonnes pratiques recommandées par l'ACPP, mais en examinant la réglementation de plusieurs provinces canadiennes, on s'aperçoit que ces bonnes pratiques font partie maintenant des règlements qui régissent l'exploration et l'exploitation du gaz et du pétrole au Canada.

L'API a publié deux documents pour orienter la gestion en surface des eaux de reflux :

- API HF2, *Water Management Associated with Hydraulic Fracturing*
- API HF3, *Practices for Mitigating Surface Impacts Associated with Hydraulic Fracturing*

Le *State Oil & Natural Gas Regulations Designed To Protect Water Resources* du SOGRE fait état de l'absence d'exigences ou de normes spécifiques, permettant ainsi l'utilisation d'une multitude de matériaux, tels que le plastique, le bois, le béton, l'acier et le fibre de verre, dont tous ne sont pas appropriés pour l'entreposage de certains types de fluides. Par exemple, dans certains cas, l'eau de reflux peut être entreposée dans des réservoirs en acier non revêtus. Alors que l'eau de reflux peut être, à un certain point, corrosive, l'entreposage dans des réservoirs en acier non revêtus peut conduire à des fuites. Dans certains cas, l'utilisation de la protection cathodique est nécessaire pour empêcher la dégradation du métal par l'oxydation.

5.3. Avis

Pour la gestion des eaux de reflux, les deux documents de l'API, *Water Management Associated with Hydraulic Fracturing* et *Practices for Mitigating Surface Impacts Associated with Hydraulic Fracturing*, constituent le modèle duquel la plupart des juridictions en Amérique du Nord se sont inspirées.

6. L'élimination des eaux de reflux

6.1. Définition

Les eaux de reflux ont été définies précédemment à la section 5.1. Le principe de base dans toutes les juridictions analysées consiste à récupérer et éliminer les eaux de reflux de façon sécuritaire tout en protégeant les eaux souterraines et l'environnement. La façon la plus répandue d'éliminer les eaux de reflux est celle qui consiste à réinjecter ces eaux dans des formations géologiques profondes. Cette pratique, qui est répandue aux États-Unis et également utilisée en Alberta, en Colombie-Britannique, est encadrée afin de protéger l'environnement et la santé publique. Une autre façon d'éliminer ces eaux de reflux consiste à les traiter dans des usines conçues à cette fin pour pouvoir les éliminer sans qu'elles soient nuisibles à l'environnement. On pourrait aussi s'en servir pour des utilisations industrielles, dont celle de la récupération secondaire de gaz et pétrole dans les réservoirs en exploitation. Lorsque les eaux de reflux sont récupérées pour fins de réutilisation, elles doivent être gérées en surface de façon sécuritaire et entreposées dans des réservoirs fermés dans la plupart des juridictions (voir la section précédente).

6.1.1. Élimination dans des puits profonds – mise en contexte

L'élimination dans des puits profonds des eaux de reflux est inspirée de la pratique d'éliminer les eaux de production dans les puits. Les eaux de production sont celles qui remontent en surface avec le pétrole et le gaz pendant leur exploitation. Ces eaux de production sont souvent salines (saumures). Elles sont séparées du pétrole en surface et doivent être éliminées si elles sont trop salines pour être remises dans les cours d'eau ou encore si elles sont impropres à des utilisations telles que l'irrigation. L'injection souterraine des eaux de production a commencé dans les années 1930 aux États-Unis lorsque les compagnies de gaz et pétrole ont voulu éliminer les saumures présentes avec les hydrocarbures et les autres déchets de l'exploitation dans les réservoirs épuisés (en anglais, *depleted reservoirs*). L'idée, simple, était de réutiliser l'espace poreux de la roche dans le réservoir vidé de ses fluides (mélange de gaz, pétrole et d'eaux de formation) par les eaux de production. Ces eaux sont souvent des saumures, c'est-à-dire des eaux très salines. On récupère en moyenne aux États-Unis de sept à dix barils d'eaux salines par baril de pétrole brut (Guerra et al., 2011). Ce rapport de barils d'eau par baril de pétrole brut donne 19 à 27 milliards de barils d'eau de production par année en fonction des chiffres de production de pétrole de l'année 2012 aux États-Unis. Ceci représente 52 millions de barils d'eau de production par jour (SOGRE, 2014). Dans les années 1950, d'autres industries (pétrochimie, acier) ont commencé à utiliser cette pratique pour éliminer des déchets toxiques dans des puits profonds. En 1963, on comptait une trentaine de ces puits aux États-Unis (IOGCC, 2006). En 1974, Le Congrès américain a promulgué le *Safe Drinking Water Act* (SDWA) pour protéger l'approvisionnement en eau potable de la population. L'EPA a développé des exigences fédérales minimales pour encadrer l'injection souterraine et des standards pour cinq types d'injection auxquels sont associées cinq classes de puits. L'injection des eaux de production se fait dans les puits de Classe II (Figure 1) qui comprend deux catégories, IID et IIR. Les puits de Classe IID sont utilisés pour l'élimination (D pour *disposal*) et ceux de Classe IIR pour la récupération assistée de pétrole (en anglais, *enhanced oil recovery*; EOR). Il existe approximativement 169 000 puits de Classe II dans 31 États américains (SOGRE, 2014), dont à peu près 20% sont des puits de Classe IID pour l'élimination des fluides associés à l'exploration et l'exploitation du gaz et du pétrole (les saumures ou eaux de production et autres fluides incluant les eaux de

reflux). Les puits utilisés pour les déchets avant la promulgation de la SDWA ont été classés comme des puits de Classe I. Il en existe deux catégories, ceux pour les déchets toxiques ou à risques (en anglais, *hazardous waste*) et ceux pour les déchets non toxiques (en anglais, *non hazardous waste*).

6.1.2. Élimination dans des puits profonds – les permis

Les opérateurs des puits de Classe II doivent obtenir un permis qui réponde à un programme de contrôle de l'injection souterraine (en anglais, *Underground Injection Control*; UIC). L'EPA a développé un programme de contrôle de l'injection souterraine dans le cadre de la SDWA. C'est l'EPA qui donne l'autorité aux États et aux premières nations de mettre en place et d'appliquer un programme UIC qui doit être aussi rigoureux que celui du SDWA. Pour les puits de Classe II, le programme proposé par les États ou les premières nations doit démontrer qu'il est effectif pour prévenir la pollution de l'eau potable. Chaque État, ou première nation, peut demander à l'autorité de gérer son UIC en suivant la réglementation de la SDWA.

Les programmes autorisés doivent inclure les méthodes de construction, d'opération, de surveillance, de rapports, et de fermeture qui seront exigées de la part du propriétaire ou de l'opérateur. Les puits d'élimination de Classe II sont autorisés par permis. Les propriétaires ou les opérateurs doivent rencontrer les exigences du programme UIC de son État pour obtenir le permis. Les programmes doivent démontrer que leurs exigences sont efficaces pour prévenir la mise en danger des sources souterraines d'eau potable. Dans les programmes, on doit retrouver la demande de permis et comment seront faits l'inspection, la surveillance, la tenue des dossiers, et les rapports qui vont démontrer l'efficacité des exigences.

Le site qui fait l'objet d'une demande de permis pour des puits de Classe II doit être évalué sur plusieurs critères afin de s'assurer qu'une zone d'injection est présente pour contenir les fluides injectés et que cette zone est suffisamment isolée par des intervalles de roches imperméables qui vont empêcher les fluides de migrer vers d'autres zones poreuses ou encore vers des zones d'eau souterraine potable. La pression d'injection maximale devra être établie et des procédures doivent être mises en place pour faire des tests d'intégrité mécanique du puits au début de l'injection et par la suite pour la surveillance. Les puits sont généralement construits avec des tiges en acier et cimentés pour prévenir la migration des fluides vers les eaux souterraines potables. Des obturateurs mécaniques (en anglais, *packers*) doivent isoler la zone d'injection. Une fois mis en service, une surveillance et divers tests sont requis pour s'assurer que les eaux souterraines sont protégées. La pression d'injection et les volumes injectés font l'objet d'un suivi. Les tests et les données doivent être rapportés à l'agence responsable.

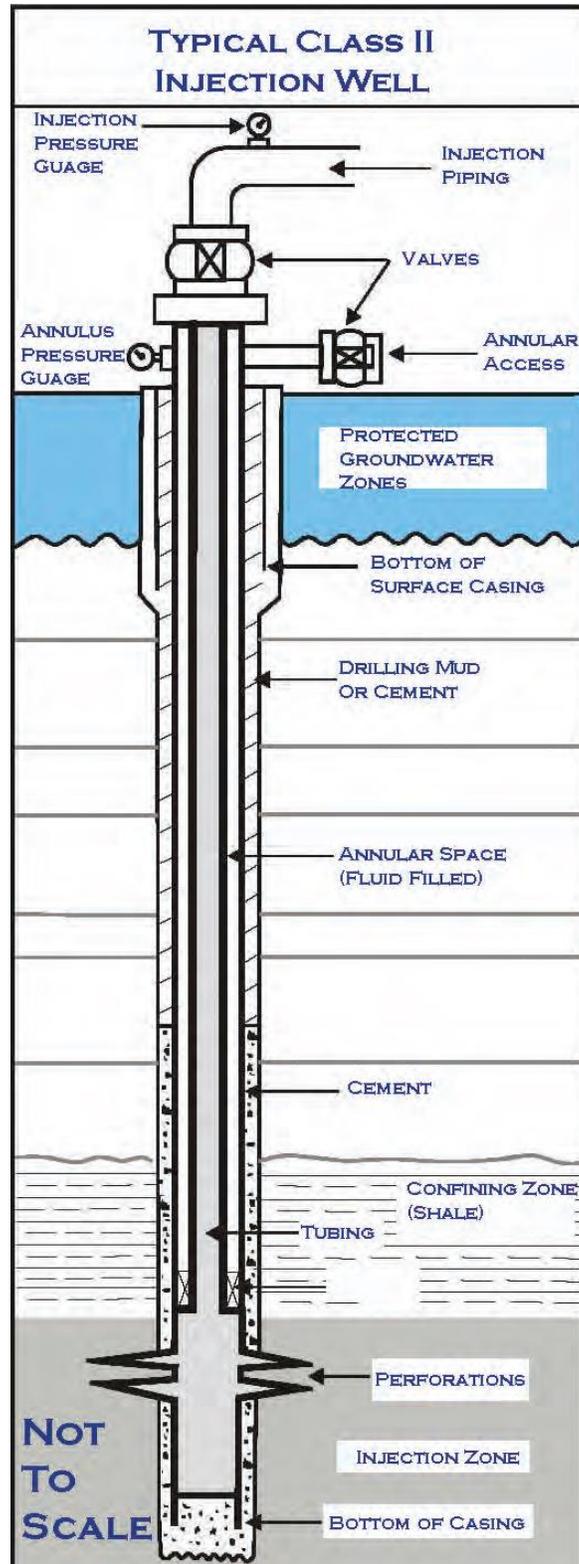


Figure 1 : Puits d'injection typique de Classe II. Il est à noter que la zone d'injection est recouverte d'une roche de couverture (ici un shale) qui empêche la migration vers le haut. Source : GWPC (2013).

6.1.3. Autres options que les puits profonds

Une autre option pour éliminer les eaux de production consiste à les traiter dans des usines de traitement conçues à cette fin, c'est-à-dire capables d'enlever les constituants des fluides qui sont nocifs de même que les solides dissous. Les usines municipales de traitement des eaux usées ne sont généralement pas conçues pour éliminer les hydrocarbures et les solides dissous. Par exemple, le Nouveau-Brunswick mentionne spécifiquement que l'élimination des eaux de reflux par traitement dans des usines d'eaux usées municipales n'est pas permise. Les usines industrielles adéquatement conçues peuvent dans certains cas permettre de réutiliser les eaux traitées ou encore de les retourner dans l'environnement (rivière, lac, champ de culture, etc.).

La réutilisation et le recyclage des eaux de reflux sont de plus en plus utilisés, mais ces eaux ne sont pas vraiment éliminées. Il faut gérer ces fluides en surface (voir plus haut).

6.2. Revue des conditions dans les juridictions analysées

L'élimination des eaux de reflux est réglementée de la même façon que l'élimination des eaux de production dans toutes les juridictions analysées. On ne fait généralement pas de différence entre les deux types de fluides dans les règlements. La Colombie-Britannique spécifie toutefois que les types de déchets qu'il est permis d'éliminer dans les puits d'élimination d'eaux de production comprennent les fluides de complétion récupérés avec les eaux de fracturation, donc les eaux de reflux. La condition de base dans toutes les juridictions pour l'utilisation de puits profonds consiste à ne pas nuire à la ressource en eau souterraine potable ou utilisable pour les besoins humains. La Colombie-Britannique et l'Alberta mentionnent également que cette pratique ne doit pas nuire au potentiel en hydrocarbures du secteur. En Ontario, les eaux de reflux sont considérées comme des résidus industriels et il n'est pas donc pas permis de les injecter dans des puits profonds. Aux États-Unis, il serait possible de les injecter dans des puits de Classe I (voir plus haut) qui sont soumis à des exigences différentes de celles qui régissent les puits de Classe II.

En Colombie-Britannique et en Alberta, l'utilisateur de puits d'élimination doit démontrer le potentiel de confinement des eaux injectées dans la formation géologique choisie en profondeur. Le guide de la BCOGC (*Application Guideline for Deep Well Disposal of Produced Water*) donne les éléments nécessaires pour l'obtention d'un permis. Il faut fournir plusieurs informations. Nous en faisons une liste en s'inspirant de ce dernier guide².

Information générale :

- nom du puit et localisation, numéro de permis du puits s'il s'agit d'un puits existant, historique général des activités reliées à ce puits, dont celles reliées au forage et à la complétion;
- discussion générale et justification pour l'élimination des eaux de production dans le puits proposé et dans ce site;
- des cartes montrant le nom des propriétaires ayant des puits dans la formation d'injection et la localisation des puits dans un rayon de trois kilomètres autour du puits d'élimination.

² Il s'agit ici d'une traduction libre des informations demandées dans le guide de la Colombie-Britannique.

Géologie et histoire du réservoir, des rapports sur :

- la géologie du réservoir documentant les propriétés des roches de la formation géologique du réservoir, incluant des données sur la porosité moyenne, la saturation en eau, la perméabilité, les contacts gaz-pétrole, gaz-eau et pétrole-eau; ce rapport doit présenter des sections géologiques et structurales, des cartes de contours du toit et de la base de la zone poreuse ainsi qu'une carte de l'épaisseur de la zone poreuse;
- les roches de couverture documentant la nature de la roche de couverture, incluant les propriétés de cette roche, sa continuité, son épaisseur, sa fracturation s'il y a lieu, et ses frontières avec les champs voisins;
- l'aquifère donnant sa direction et son pendage, et un estimé de son volume et son étendue;
- le champ épuisé (en anglais, *depleted pool*) donnant l'historique de production du puits d'injection proposé et des autres puits dans le champ de gaz et pétrole.

Élimination :

- un résumé chronologique sur les activités du puits, incluant la production, la complétion, les travaux de diagraphie ou les tests pour préparer la zone d'élimination; les dates et les durées doivent être précisées, de même que l'endroit dans le formulaire où se trouvent les résultats des tests;
- des données sur la pression avec dates et calculs; pression initiale du réservoir, pression d'injection proposée à la tête du puits et au fond du puits, pression de fracturation de la formation d'injection;
- un rapport détaillé sur le test d'injectivité pour mesurer la pression de fracturation; calcul de la pression maximale permise à la tête du puits;
- la performance d'injection attendue et la durée de vie du puits d'injection;
- la cédule des tests de pression dans la formation d'injection pour la surveillance;
- le rayon et la forme du panache de migration des fluides injectés;
- l'analyse de l'eau dans la formation d'injection;
- l'analyse de l'eau à injecter, la description de sa source et de sa compatibilité avec les roches de la formation d'injection;
- un diagramme de la complétion proposée pour le puits d'injection;
- des tests d'intégrité du puits, les résultats des diagraphies, incluant un test d'intégrité de pression pour le coffrage, une preuve d'isolation hydraulique de la zone d'injection, une diagraphie d'inspection de l'intégrité de la cimentation; une diagraphie de l'inspection du coffrage pour les puits existants plus vieux que dix ans et qui sont convertis en puits d'élimination;
- une liste de l'âge des coffrages, leur grandeur, leur type, leur résistance et leur profondeur pour les puits présents dans un rayon de cinq kilomètres du puits d'injection;
- un diagramme de la manière dont est gérée l'eau en surface et des équipements pour mesurer la quantité d'eau injectée;
- la méthode de mesure et d'enregistrement en continu de la pression d'injection à la tête de puits.

Il s'agit ici du type d'information qui est demandé également dans les autres juridictions que nous avons analysées. Cette liste de la Colombie-Britannique se veut un exemple.

En Alberta, c'est la classification des puits de l'EPA qui est utilisée dans la *Directive 051* pour encadrer les puits d'injection et d'élimination. La réglementation se concentre sur d'autres points, comme la nature des déchets (eaux de reflux) et leurs caractéristiques. Au Canada, la pratique montre que l'industrie élimine une partie de ces eaux de reflux dans des puits profonds d'injection. Dans les trois États américains analysés (Ohio, Oklahoma, Texas), l'injection des eaux de reflux, tout comme l'injection des eaux de production, se fait selon un programme UIC approuvé par l'EPA, tel que requis par la loi américaine. Les puits de Classe II incluent les puits de catégorie IIR pour l'EOR et IID pour l'élimination des eaux de production, incluant les eaux reliées aux activités de l'industrie du gaz et du pétrole. Dans les textes de loi, le terme « eaux de reflux de la fracturation hydraulique » (en anglais, *flowback water*) n'est pas spécifié, mais la pratique montre que l'injection de ces eaux est réglementée de la même manière que l'injection des saumures ou des eaux de production dans des puits de Classe II. Dans les États analysés, les opérateurs de puits d'injection de Classe II doivent demander un permis aux autorités réglementaires de leur État. L'opérateur doit démontrer que la zone d'injection est bien confinée et isolée des zones d'eaux souterraines potables. Un rapport géologique doit présenter les caractéristiques de la formation géologique (porosité, perméabilité, position stratigraphique par rapport aux formations imperméables, profondeur, température, pression en profondeur). La géologie plus régionale doit être présentée et illustrée par des coupes structurales qui montrent les failles. On doit donner les caractéristiques de la sismicité naturelle de la région ou une histoire de la sismicité récente. La construction du puits doit suivre les normes qui régissent les puits d'exploration et de production. Des tests de pression et d'intégrité mécanique doivent être réalisés. Une série de diagraphies (rayonnement gamma, densité-neutron, résistivité) doit être fournie. S'il s'agit d'un ancien puits de production qui est converti en puits d'injection, son historique de production doit être présenté et de nouveaux tests d'intégrité mécanique du puits doivent être réalisés. Les diagraphies existantes doivent être fournies. Un programme de surveillance de la pression, de l'intégrité mécanique, de la qualité des eaux dans le puits et de la sismicité doit être fourni. Des variantes existent d'un État à l'autre, mais les conditions réglementaires minimales du programme UIC de l'EPA doivent être respectées. De plus, nous avons noté que dans les États de l'Ohio et du Texas, on demande qu'un avis public soit donné avant la construction d'un puits de Classe II pour informer les citoyens.

Enfin, dans les États de l'Ohio et de la Pennsylvanie, les usines de traitement mobiles sont de plus en plus utilisées pour traiter de petits volumes d'eaux de reflux.

L'EPA a été responsable d'élaborer un programme de contrôle de l'injection souterraine (UIC). La réglementation fédérale pour ce programme UIC se trouve dans le Titre 40 (*Protection of Environment*) du *Code of Federal Regulations*. La Partie 144 du Titre 40 (*Underground Injection Control Program*) donne les exigences minimales pour le programme UIC promulgué sous la SDWA. Il faut consulter la sous-partie D (*Authorization of underground injection by permit*) puisque les puits de classe IID sont autorisés par permis, tandis que les puits de Classe IIR sont autorisés par règlements. La sous-partie E donne les conditions d'émission des permis. La partie 145 (*State UIC Program requirements*) expose les procédures de l'EPA pour approuver, réviser et retirer les programmes UIC qui ont été donnés aux États. La partie 146 (*Underground Injection Control Program : Criteria and Standards*) incluent les standards techniques pour les différentes classes de puits d'injection dont ceux pour la Classe II dans la sous-partie C.

L'ACPP recommande d'éliminer de façon sécuritaire les eaux de reflux dans des usines

d'assainissement conçues pour les eaux de fracturation ou encore dans des puits profonds dont la conception et la construction respecte la réglementation en place. L'ACPP recommande également de rendre publique la façon dont les eaux de reflux sont éliminées.

L'API stipule que tous les fluides associés à la fracturation hydraulique doivent être enlevés du site de forage, incluant les citernes et les étangs artificiels d'entreposage. L'association propose trois façons de gérer ou éliminer les eaux de reflux : 1) l'injection dans des puits ayant obtenu un permis selon une réglementation bien établie pour cet effet (puits de Classe II aux États-Unis), 2) l'élimination dans des usines de traitement qui sont autorisées, et 3) la réutilisation ou le recyclage.

Lorsqu'il est question de puits d'élimination dans les documents sur les pratiques recommandées par Enform (DACC, 2012), cette association réfère à la directive 051 de l'AER. Le schéma sur les processus de récupération assistée de pétrole (EOR) suggère l'injection des eaux de production dans les puits.

Les documents de SOGRE (2014) et IOGCC (2006) recommandent de suivre les directives émises par l'EPA pour l'élimination des eaux de reflux dans des puits profonds. Les documents recommandent entre autres de : évaluer le site; gérer la pression d'injection; procéder à un test initial d'intégrité mécanique du puits; faire un suivi de la pression, du volume injecté et de l'intégrité mécanique. Les autres options d'élimination des eaux de reflux mentionnées sont le traitement dans des usines capables d'enlever les constituants nocifs des eaux de reflux ainsi que les solides dissous dans l'eau. On mentionne également que la réutilisation et le recyclage des eaux de reflux sont de plus en plus utilisés, mais qu'il faut porter attention à certaines questions environnementales relatives à ces traitements. Il faut bien caractériser les fluides et gérer leur utilisation subséquente.

6.3. Avis

Nous suggérons de s'inspirer du programme de contrôle de l'injection souterraine (*UIC Program*) de l'EPA pour réglementer la pratique d'élimination des eaux de reflux dans des puits profonds au Québec. Cet avis s'appuie sur son utilisation dans tous les états américains qui produisent des hydrocarbures et sur le fait que les deux juridictions canadiennes analysées se sont inspirées fortement du programme UIC de l'EPA pour leurs réglementations respectives. Nous ne pouvons pas pour le moment présumer si cette méthode d'élimination des eaux de reflux peut s'appliquer au Québec, soit en Gaspésie, dans les basses-terres du Saint-Laurent ou à l'île d'Anticosti, puisque chaque site doit être évalué spécifiquement en fonction de sa géologie et de son histoire de production d'hydrocarbures. Nous pouvons toutefois présumer que plusieurs éléments du programme UIC de l'EPA pourraient s'appliquer :

- demande de permis;
- méthodes de construction des puits d'injection, de tests et de surveillance;
- rapports de suivi;
- consultation publique.

Enfin, nous croyons que si la technologie le permet, des usines de traitement des eaux de reflux pourraient permettre de rendre ces eaux non-toxiques pour les retourner dans l'environnement.

Références

- DACC (Drilling and Completion Committee), 2012. In Situ Heavy Oil Operations. An industry recommended practice (IRP) for the Canadian oil and gas industry, vol. 3, 261 p.
- DACC (Drilling and Completion Committee), 2015. Well testing and Handling. An industry recommended practice (IRP) for the Canadian oil and gas industry, vol. 4, 105 p.
- EPA, 2005. Oil and Gas Injection Wells (Class II).
- IOGCC, 2006. A guide to practical management of produced water from onshore oil and gas operations in the United State. U.S. Department of Energy National Petroleum Technology Office. Préparé par Interstate Oil and Gas Compact Commission (IOGCC) et ALL Consulting.
- Guerra, K., Dahm, K., Dundorf, S., 2011. Oil and gas produced water management and beneficial use in the Western United States. U.S. Department of the Interior, Bureau of Reclamation.
- GWPC, 2013. Injection Wells : An Introduction to Their Use, Operation and Regulation. Groundwater Protection Council.
- 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.
- SOGRE, 2014. State Oil and Gas regulations designed to protect Water Resources. Groundwater Protection Council.
- United States Department of the Interior and United States Department of Agriculture, 2007. Surface Operating Standards and Guidelines for Oil and Gas Exploration and Development. BLM/WO/ST-06/021+3071/REV 07. Bureau of Land Management. Denver, Colorado. 84 p.
http://www.blm.gov/wo/st/en/prog/energy/oil_and_gas/best_management_practices/gold_book.html

Province de l'Alberta

- Directive 037: Service Rig Inspection Manual. Alberta Energy and Utilities Board, February 2006, 126 p. <https://www.aer.ca/rules-and-regulations/directives/directive-037>
- Directive 038: Noise Control. Alberta Energy and Utilities Board, February 16 2007, 54 p. <https://www.aer.ca/rules-and-regulations/directives/directive-038>
- Directive 047: Waste Reporting Requirements for Oilfield Waste Management Facilities. Energy Resources Conservation Board (ERCB), April 2 2013, 45 p. <https://www.aer.ca/rules-and-regulations/directives/directive-047>
- Directive 050: Drilling Waste Management. Alberta Energy Regulator, May 21 2015, 167 p. <https://www.aer.ca/rules-and-regulations/directives/directive-050>

Directive 051: Injection and Disposal Wells – Well Classifications, Completions, Logging, and Testing Requirements. Alberta Energy Regulator, March 1994, 34 p.

<https://www.aer.ca/rules-and-regulations/directives/directive-051>

Directive 055: Storage Requirements for the Upstream Petroleum Industry. Energy Resources Conservation Board, December 2001, 68 p.

<https://www.aer.ca/rules-and-regulations/directives/directive-055>

Directive 057: Fencing and Site Access Requirements for Oil and Gas [Bulletin 2011-04]. Energy Resources Conservation Board's (ERCB), February 23 2011, 1p.

<https://www.aer.ca/rules-and-regulations/bulletins/bulletin-2011-04>

Directive 058: Oilfield Waste Management Requirements Upstream Petroleum Industry. Energy Resources Conservation Board (ERCG), February 1 2006, 214 p.

<https://www.aer.ca/rules-and-regulations/directives/directive-058>

Manual 001: Facility and Well Site Inspections. Energy Resources Conservation Board (ERCB), September 15 2010, 60 p. <https://www.aer.ca/documents/manuals/Manual001.pdf>

Manual 002: Drilling Waste Inspections. Energy Resources Conservation Board (ERCB), December 20 2012, 20 p.

<https://www.aer.ca/documents/manuals/Manual002.pdf>

Manual 007: Principles for Minimizing Surface Disturbance in Native Prairie and Parkland Areas. Alberta Energy Regulator (AER), April 2014, 8 p.

<https://www.aer.ca/documents/manuals/Manual007.pdf>

Province de la Colombie-Britannique

Acid Gas Disposal Well Application Guideline. BC Oil and Gas Commission, July 2013, 2 p.

<https://www.bcogc.ca/content/scheme-dispose-acid-gas>

Application Guideline for: Deep Well Disposal of Produced Water / Non-Hazardous Waste. Oil and Gas Commission, February 6 2013, 3 p. <https://www.bcogc.ca/application-guideline-deep-well-disposal-produced-water-non-hazardous-waste>

Drilling and Production Regulation - Oil and Gas Activities Act, B.C. Reg. 282/2010, Oil and Gas Commission, October 1 2014.

http://www.bclaws.ca/civix/document/id/complete/statreg/282_2010

Drilling Waste Management Chapter. British Columbia Oil and Gas Handbook, November 15, 2012, 56 p.

<https://www.bcogc.ca/oil-and-gas-handbook-drilling-waste-management-chapter>

General Regulation - Oil and Gas Activities Act. B.C. Reg. 274/2010, Oil and Gas Commission, November 24 2014. http://www.bclaws.ca/civix/document/id/complete/statreg/274_2010

Management of Saline Fluids for Hydraulic Fracturing Guideline. BC Oil and Gas Commission, May 2015, 19 p.

<https://www.bcogc.ca/management-saline-fluids-hydraulic-fracturing-guideline>

Well Permit Application Manual. BC Oil and Gas Commission, August 2015, 90 p.

<https://www.bcogc.ca/node/5854/download>

État de l'Ohio

Underground Injection Control Regulations (UIC). Laws and Regulations.
<http://oilandgas.ohiodnr.gov/industry/underground-injection-control#law>

État de l'Oklahoma

Chapter 10: Oil And Gas Conservation. Title 165: Corporation Commission, July 1 2003.
<ftp://204.87.70.98/occrules/Ruleshtm/forweb04newrules.htm>

État du Texas

Disposal Wells (Rule 3.9). Chapter 3 - Oil and Gas Division, Part 1 - Railroad Commission of Texas, Title 16 - Economic Regulation.

[http://texreg.sos.state.tx.us/public/readtac\\$ext.TacPage?sl=R&app=9&p_dir=&p_rloc=&p_tloc=&p_ploc=&pg=1&p_tac=&ti=16&pt=1&ch=3&rl=9](http://texreg.sos.state.tx.us/public/readtac$ext.TacPage?sl=R&app=9&p_dir=&p_rloc=&p_tloc=&p_ploc=&pg=1&p_tac=&ti=16&pt=1&ch=3&rl=9)

Injection/Disposal Well Permitting, Testing, and Monitoring Manual.

<http://www.rrc.state.tx.us/oil-gas/publications-and-notices/manuals/injectiondisposal-well-manual/>

American Petroleum Institute (API)

API Environmental Guidance E5 - Waste Management in Exploration and Production Operations. Second Edition, February 1997, 83 p.

API Guidance HF2 - Water Management Associated with Hydraulic Fracturing. First Edition/June 2010, 26 p.

http://www.api.org/policy-and-issues/policy-items/hf/api_hf2_water_management.aspx

API Guidance HF3 - Practices Mitigating Surface Impacts Associated Hydraulic Fracturing. First Edition/January 2011, 18 p.

http://www.api.org/policy-and-issues/policy-items/hf/api_hf3_practices_for_mitigating_surface

API Recommended Practice 13C - Recommended Practice Drilling Fluid Processing Systems Evaluation. Fifth Edition, October 2014, 60 p. http://www.api.org/publications-standards-and-statistics/standards/whatsnew/publication-updates/new-exploration-and-production-publications/api_rp_13c

API Recommended Practice 51R - Environmental Protection Onshore Oil Gas Production Operations Leases. First Edition, July 2009, 42 p. <http://www.api.org/oil-and-natural-gas-overview/exploration-and-production/hydraulic-fracturing/rp-51r-environmental-protection.aspx>

API Specification 12B - Specification Bolted Tanks Storage Production Liquids. Sixteenth edition, November 2014, 31 p. http://www.api.org/publications-standards-and-statistics/standards/whatsnew/publication-updates/new-exploration-and-production-publications/api_spec_12b

Guidelines for Commercial E&P Waste Management Facilities. Exploration and Production Waste Management Facility Guidelines Workgroup, March 2001, 73 p.

<http://www.api.org/environment-health-and-safety/environmental-performance/environmental-stewardship/waste-management-facilities>

Association canadienne des producteurs de pétrole (ACPP)

#5 ACPP: Pratique d'exploitation relative à la fracturation hydraulique: approvisionnement en eau, mesure, et réutilisation de l'eau. Publication # 2012-0042, Dec 2012, 4 p.

<http://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/221270>

#6 ACPP: Pratique d'exploitation relative à la fracturation hydraulique: transport, manipulation, stockage et élimination des fluides. Publication # 2012-0043, Dec 2012, 4 p.

<http://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/221269>

Interstate Oil and Gas Compact Commission (IOGCC)

A Guide to Practical Management of Produced Water from Onshore Oil and Gas Operations in the United States. October 2006, 179 p.

<http://www.all-llc.com/publicdownloads/ALL-PWGuide.pdf>

The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry (Enform)

Controlling Chemical Hazards (CCH) in Oil and Gas Industry. Program Development Guideline, February 2012, 266 p. <http://www.enform.ca/resources/detail/3/controlling-chemical-hazards-cch-in-oil-and-gas-industry-program-development-guideline>

Industry Recommended Practice Volume #03 - In Situ Heavy Oil Operations. Drilling and Completions Committee (DACC), November 30 2012, 261 p.

<http://www.enform.ca/resources/detail/17/dacc-irp-volume-03-in-situ-heavy-oil-operations>

Industry Recommended Practice #04 - Well Testing and Fluid Handling. Drilling and Completions Committee (DACC), April 2015, 91 p.

<http://www.enform.ca/resources/detail/18/dacc-irp-volume-04-well-testing-and-fluid-handling>

Industry Recommended Practice Volume #06 - Critical Sour Underbalanced Drilling. Drilling and Completions Committee (DACC), January 2004, 238 p.

<http://www.enform.ca/resources/detail/20/dacc-irp-volume-06-critical-sour-underbalanced-drilling>

Industry Recommended Practice Volume #08 - Pumping of Flammable Fluids. Drilling and Completions Committee (DACC), 2015, 85 p.

<http://www.enform.ca/resources/detail/22/dacc-irp-volume-08-pumping-of-flammable-fluids>

Industry Recommended Practice Volume #14: Non-Water Based Drilling Fluids. Drilling and Completions Committee (DACC), November 2014, 129 p.

<http://www.enform.ca/resources/detail/24/dacc-irp-volume-14-non-water-based-drilling>

fluids

Industry Recommended Practice Volume #17 - Ground Disturbance and Damage Prevention. Canadian Oil and Gas Industry, September 2009, 41 p.

<http://www.enform.ca/resources/detail/47/enform-irp-volume-17-ground-disturbance-and-damage-prevention>

Industry Recommended Practice Volume #18 - Fire and Explosion Hazard Management. Canadian Oil and Gas Industry, January 2007, 49 p.

<http://www.enform.ca/resources/detail/48/enform-irp-volume-18-fire-and-explosion-hazard-management>

Industry Recommended Practice Volume #22 - Underbalanced and Managed Pressure Drilling Operations Using Jointed Pipe. Drilling and Completions Committee (DACC), June 29 2011, 120 p.

<http://www.enform.ca/resources/detail/28/dacc-irp-volume-22-underbalanced-and-managed-pressure-drilling-operations-using-jointed-pipe>

Industry Recommended Practice Volume #24 - Fracture Stimulation. Drilling and Completions Committee (DACC), May 2015, 71 p.

<http://www.enform.ca/resources/detail/29/dacc-irp-volume-24-fracture-stimulation>

State Oil and Gas Regulatory Exchange (SOGRE)

State Oil & Natural Gas Regulations Designed to Protect Water Resources. Ground Water Protection Council (GWPC), 2014 Edition, 118 p.

<http://www.gwpc.org/sites/default/files/Oil%20and%20Gas%20Regulation%20Report%20Hyperlinked%20Version%20Final-rfs.pdf>

Overview of Groundwater Protection Regulations in Oil and Gas States. Ground Water Protection Council, April 2014, 11 p.

<http://www.gwpc.org/sites/default/files/Overview%20of%20Groundwater%20Protection%20Regulations%20in%20Oil%20and%20Gas%20States%20FINAL%204%2009%202014.pdf>

US Environmental Protection Agency (EPA)

Class II Wells - Oil and Gas Related Injection Wells.

<http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/class2/>

Tableaux-synthèses

GESTION EN SURFACE DES ÉQUIPEMENTS

Colombie-Britannique	Alberta
<p>B.C. Reg. 282/2010 Oil and Gas Activities Act Drilling and Production Regulation http://www.bclaws.ca/civix/document/id/complete/statreg/282_2010</p> <ul style="list-style-type: none"> 19 Surface and subsurface equipment 45 Fire precautions 47 Fire prevention 48 Position of tanks and production equipment 49 Emergency shutdown devices 50 Prevention of losses 52 Seals <p>B.C. Reg. 274/2010 Oil and Gas Activities Act General Regulation http://www.bclaws.ca/civix/document/id/complete/statreg/274_2010</p>	<p>Directive 037 - Service Rig Inspection Manual https://www.aer.ca/rules-and-regulations/directives/directive-037</p> <p>Directive 038 - Noise Control https://www.aer.ca/rules-and-regulations/directives/directive-038</p> <p>Directive 057 - Fencing and Site Access Requirements for Oil and Gas [Bulletin 2011-04] https://www.aer.ca/rules-and-regulations/bulletins/bulletin-2011-04</p> <p>Manual 001 - Facility and Well Site Inspections https://www.aer.ca/documents/manuals/Manual001.pdf</p> <p>Manual 007 - Principles for Minimizing Surface Disturbance in Native Prairie and Parkland Areas https://www.aer.ca/documents/manuals/Manual007.pdf</p>

GESTION EN SURFACE DES ÉQUIPEMENTS

ACPP	API	Enform	SOGRE	IOGCC
#6 ACPP: Pratique d'exploitation relative à la fracturation hydraulique: transport, manipulation, stockage et élimination des	API Guidance HF2 - Water Management Associated with Hydraulic Fracturing http://www.api.org/policy-and-issues/policy-	DACC IRP Volume #03 - In Situ Heavy Oil Operations http://www.enform.ca/resources/detail/17/dacc-irp-volume-03-in-situ-heavy-oil-operations	State Oil & Natural Gas Regulations Designed To Protect Water Resources http://www.gwpc.org/sites/default/files/Oil%20and%20Gas%20Re	

GESTION EN SURFACE DES ÉQUIPEMENTS

ACPP	API	Enform	SOGRE	IOGCC
<p>fluides http://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/221269</p>	<p>items/hf/api_hf2_water_management.aspx</p> <p>API Guidance HF3 - Practices Mitigating Surface Impacts Associated Hydraulic Fracturing http://www.api.org/policy-and-issues/policy-items/hf/api_hf3_practices_for_mitigating_surface</p> <p>API Recommended Practice 51R - Environmental Protection Onshore Oil Gas Production Operations Leases http://www.api.org/oil-and-natural-gas-overview/exploration-and-production/hydraulic-fracturing/rp-51r-environmental-protection.aspx</p> <p>API Specification 12B - Specification Bolted Tanks Storage Production Liquids http://www.api.org/publications-standards-and-statistics/standards/whatsnew/publication-updates/new-exploration-and-production-publications/api_spec_12b</p>	<p>DACC IRP Volume #14: Non-Water Based Drilling Fluids http://www.enform.ca/resources/detail/24/dacc-irp-volume-14-non-water-based-drilling-fluids</p> <p>Enform IRP - Volume #17 - Ground Disturbance and Damage Prevention http://www.enform.ca/resources/detail/47/enform-irp-volume-17-ground-disturbance-and-damage-prevention</p> <p>Enform IRP - Volume #18 - Fire and Explosion Hazard Management http://www.enform.ca/resources/detail/48/enform-irp-volume-18-fire-and-explosion-hazard-management</p> <p>DACC IRP Volume #22 - Underbalanced and Managed Pressure Drilling Operations Using Jointed Pipe http://www.enform.ca/resources/detail/28/dacc-irp-volume-22-underbalanced-and-managed-pressure-drilling-operations-using-jointed-pipe</p>	<p>gulation%20Report%20Hyperlinked%20Version%20Final-rfs.pdf</p> <p>Overview of Groundwater Protection Regulations in Oil and Gas States http://www.gwpc.org/sites/default/files/Overview%20of%20Groundwater%20Protection%20Regulations%20in%20Oil%20and%20Gas%20States%20FINAL%204%209%202014.pdf</p>	

GESTION EN SURFACE DES ÉQUIPEMENTS

ACPP	API	Enform	SOGRE	IOGCC

GESTION EN SURFACE DES PRODUITS D'OPÉRATIONS EN SOUS-SURFACE

Colombie-Britannique

Alberta

B.C. Reg. 282/2010
Oil and Gas Activities Act
Drilling and Production Regulation
http://www.bclaws.ca/civix/document/id/complete/statreg/282_2010

Directive 055 - Storage Requirements for the Upstream Petroleum Industry
<https://www.aer.ca/rules-and-regulations/directives/directive-055>

- 20 Management of substances
- 48 Position of tanks and production equipment
- 52 Seals

GESTION EN SURFACE DES PRODUITS D'OPÉRATIONS EN SOUS-SURFACE

ACPP

API

Enform

SOGRE

IOGCC

#6 ACPP: Pratique d'exploitation relative à la fracturation hydraulique: transport, manipulation, stockage et élimination des fluides
<http://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/221269>

API Guidance HF2 - Water Management Associated with Hydraulic Fracturing
http://www.api.org/policy-and-issues/policy-items/hf/api_hf2_water_management.aspx

API Guidance HF3 - Practices Mitigating Surface Impacts Associated Hydraulic Fracturing
http://www.api.org/policy-and-issues/policy-items/hf/api_hf3_practices_for_mitigating_surface

API Specification 12B - Specification Bolted Tanks Storage Production Liquids

Controlling Chemical Hazards (CCH) in Oil and Gas Industry: Program Development Guideline
<http://www.enform.ca/resources/detail/3/controlling-chemical-hazards-cch-in-oil-and-gas-industry-program-development-guideline>

DACC IRP Volume #04 - Well Testing and Fluid Handling
<http://www.enform.ca/resources/detail/18/dacc-irp-volume-04-well-testing-and-fluid-handling>

DACC IRP Volume #08 - Pumping of Flammable Fluids
<http://www.enform.ca/resources/>

GESTION EN SURFACE DES PRODUITS D'OPÉRATIONS EN SOUS-SURFACE				
ACPP	API	Enform	SOGRE	IOGCC
	<p>http://www.api.org/publications-standards-and-statistics/standards/whatsnew/publication-updates/new-exploration-and-production-publications/api_spec_12b</p> <p>API Recommended Practice 13C - Recommended Practice Drilling Fluid Processing Systems Evaluation</p> <p>http://www.api.org/publications-standards-and-statistics/standards/whatsnew/publication-updates/new-exploration-and-production-publications/api_rp_13c</p>	<p>detail/22/dacc-irp-volume-08-pumping-of-flammable-fluids</p> <p>DACC IRP Volume #14: Non-Water Based Drilling Fluids</p> <p>http://www.enform.ca/resources/detail/24/dacc-irp-volume-14-non-water-based-drilling-fluids</p> <p>DACC IRP Volume #24 - Fracture Stimulation</p> <p>http://www.enform.ca/resources/detail/29/dacc-irp-volume-24-fracture-stimulation</p>		

GESTION DES REJETS DE FORAGE

GESTION DES REJETS DE FORAGE	
Colombie-Britannique	Alberta
<p>B.C. Reg. 282/2010 Oil and Gas Activities Act Drilling and Production Regulation http://www.bclaws.ca/civix/document/id/complete/statreg/282_2010</p> <p style="text-align: center;">51 Storage and disposal of wastes</p> <p>Management of Saline Fluids for Hydraulic Fracturing Guideline https://www.bcogc.ca/management-saline-fluids-hydraulic-fracturing-guideline</p> <p>Acid Gas Disposal Well Application Guideline https://www.bcogc.ca/content/scheme-dispose-acid-gas</p> <p>Oil and Gas Handbook Drilling Waste Management Chapter https://www.bcogc.ca/oil-and-gas-handbook-drilling-waste-management-chapter</p>	<p>Directive 047: Waste Reporting Requirements for Oilfield Waste Management Facilities https://www.aer.ca/rules-and-regulations/directives/directive-047</p> <p>Directive 050: Drilling Waste Management https://www.aer.ca/rules-and-regulations/directives/directive-050</p> <p>Directive 058: Oilfield Waste Management Requirements Upstream Petroleum Industry https://www.aer.ca/rules-and-regulations/directives/directive-058</p> <p>Manual 002: Drilling Waste Inspections https://www.aer.ca/documents/manuals/Manual002.pdf</p>

GESTION DES REJETS DE FORAGE

GESTION DES REJETS DE FORAGE				
ACPP	API	Enform	SOGRE	IOGCC
	<p>Guidelines for Commercial E&P Waste Management Facilities http://www.api.org/environment-health-and-safety/environmental-performance/environmental-stewardship/waste-management-facilities</p>	<p>DACC IRP Volume #06 - Critical Sour Underbalanced Drilling http://www.enform.ca/resources/detail/20/dacc-irp-volume-06-critical-sour-underbalanced-drilling</p>	<p>State Oil & Natural Gas Regulations Designed To Protect Water Resources http://www.gwpc.org/sites/default/files/Oil%20and%20Gas%20Regulation%20Report%20Hyperlinked%20Version%20Final-rfs.pdf</p>	

GESTION DES REJETS DE FORAGE

ACPP	API	Enform	SOGRE	IOGCC
	API Environmental Guidance E5 - Waste Management in Exploration and Production Operations			

GESTION DES EAUX DE REFLUX

Colombie-Britannique

Alberta

Directive 055: Storage Requirements for the Upstream Petroleum Industry
<https://www.aer.ca/rules-and-regulations/directives/directive-055>

GESTION DES EAUX DE REFLUX

ACPP

API

Enform

SOGRE

IOGCC

#5 ACPP: Pratique d'exploitation relative à la fracturation hydraulique: approvisionnement en eau, mesure, et réutilisation de l'eau
<http://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/221270>

#6 ACPP: Pratique d'exploitation relative à la fracturation hydraulique: transport, manipulation, stockage et élimination des fluides
<http://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/221269>

API HF2, Water Management Associated with Hydraulic Fracturing
http://www.api.org/policy-and-issues/policy-items/hf/api_hf2_water_management.aspx

API HF3, Practices for Mitigating Surface Impacts Associated with Hydraulic Fracturing
http://www.api.org/policy-and-issues/policy-items/hf/api_hf3_practices_for_mitigating_surface

DACC IRP Volume #04 - Well Testing and Fluid Handling
<http://www.enform.ca/resources/detail/18/dacc-irp-volume-04-well-testing-and-fluid-handling>

State Oil & Natural Gas Regulations Designed To Protect Water Resources
<http://www.gwpc.org/sites/default/files/Oil%20and%20Gas%20Regulation%20Report%20Hyperlinked%20Version%20Final-rfs.pdf>

A Guide to Practical Management of Produced Water from Onshore Oil and Gas Operations in the United States
<http://www.all-llc.com/publicdownloads/ALL-PWGuide.pdf>

ÉLIMINATION DES EAUX DE REFLUX

Colombie-Britannique	Alberta	Ohio	Oklahoma	Texas
<p>Les exigences pour les demandes d'élimination des eaux de production (incluant les eaux de reflux de fracturation) sont résumées dans le guide suivant : Application Guideline for: Deep Well Disposal of Produced Water / Non-Hazardous Waste https://www.bcogc.ca/application-guideline-deep-well-disposal-produced-water-non-hazardous-waste</p> <p>Le manuel le plus complet pour l'obtention des permis de puits a été révisé en août 2015. Ce manuel s'applique également pour les puits d'injection et d'élimination : Well Permit Application Manual https://www.bcogc.ca/node/5854/download</p>	<p>Un résumé des exigences demandées pour injecter des fluides dans des puits profonds est présenté dans : Directive 051 - Injection and Disposal Wells – Well Classifications, Completions, Logging, and Testing Requirements https://www.aer.ca/rules-and-regulations/directives/directive-051</p>	<p>Les exigences demandées pour l'obtention d'un permis, fortement inspirées de celles du programme UIC de l'EPA, afin de construire, convertir et/ou opérer un puits d'injection de saumures (eaux salines ou eaux de production) sont fournies dans les règlements sur le contrôle de l'injection souterraine : Underground Injection Control Regulations http://oilandgas.ohiodnr.gov/industry/underground-injection-control#law</p>	<p>Les règlements sur le gaz et le pétrole se trouvent dans : TITLE 165: CORPORATION COMMISSION CHAPTER 10: OIL AND GAS CONSERVATION ftp://204.87.70.98/occrules/Rules.htm/forweb04newrules.htm</p> <p>Les règlements plus particuliers aux puits d'injection sont dans le sous-chapitre 5 sur le contrôle de l'injection souterraine.</p>	<p>Les règlements sur le gaz et le pétrole se trouvent dans le chapitre 3 de la partie 1 (<i>Railroad Commission of Texas</i>) de la loi 16 du Code administratif du Texas. Le règlement 3.9 porte plus particulièrement sur les puits d'injection : Disposal Wells (Rule 3.9) http://texreg.sos.state.tx.us/public/readtac\$ext.TacPage?sl=R&app=9&p_dir=&p_rloc=&p_floc=&p_ploc=&pg=1&p_tac=&ti=16&pt=1&ch=3&rl=9</p> <p>Injection/Disposal Well Permitting, Testing, and Monitoring Manual http://www.rrc.state.tx.us/oil-gas/publications-and-notice/manuals/injectiondisposal-well-manual/</p>

ÉLIMINATION DES EAUX DE REFLUX

EPA	ACPP	API	Enform	SOGRE	IOGCC
<p>Class II Wells - Oil and Gas Related Injection Wells http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/class2/</p>	<p>L'élimination des eaux de reflux est traitée dans le document : #6 ACPP: Pratique d'exploitation relative à</p>	<p>Un guide pour la gestion des eaux de reflux associées à la fracturation hydraulique : API HF2, Water</p>	<p>Un document présente les bonnes pratiques de la manipulation des fluides, mais ne traite pas directement de</p>	<p>Le SOGRE a publié un document qui a été préparé par le <i>Ground Water Protection Council</i> et qui fait le point sur la</p>	<p>L'IOGCC a publié un document en 2006 sur l'ensemble des pratiques de gestion des eaux de production provenant des</p>

ÉLIMINATION DES EAUX DE REFLUX

EPA	ACPP	API	Enform	SOGRE	IOGCC
	<p>la fracturation hydraulique: transport, manipulation, stockage et élimination des fluides http://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/221269</p>	<p>Management Associated with Hydraulic Fracturing http://www.api.org/policy-and-issues/policy-items/hf/api_hf2_water_management.aspx</p>	<p>l'élimination des eaux de reflux : DACC IRP Volume #04 - Well Testing and Fluid Handling http://www.enform.ca/resources/detail/18/dacc-irp-volume-04-well-testing-and-fluid-handling</p>	<p>réglementation qui protège les eaux souterraines pendant les opérations reliées à la production du gaz et du pétrole dans 27 États américains : State Oil & Natural Gas Regulations Designed To Protect Water Resources http://www.gwpc.org/sites/default/files/Oil%20and%20Gas%20Regulation%20Report%20Hyperlinked%20Version%20Final-rfs.pdf</p>	<p>opérations de l'industrie du gaz et du pétrole aux États-Unis. Ce document traite surtout de l'utilisation des eaux de production dans l'industrie du gaz et du pétrole, mais pour d'autres usages. L'injection pour l'élimination dans des puits de Classe II est discutée : A Guide to Practical Management of Produced Water from Onshore Oil and Gas Operations in the United States http://www.all-llc.com/publicdownloads/ALL-PWGuide.pdf</p>