



GTEC03

**Bonnes pratiques : travaux de recherche et d'exploitation des
hydrocarbures – Forage en milieu terrestre**

RAPPORT FINAL

Par

**Emmanuelle Millet
Félix-Antoine Comeau
Michel Malo
Stephan Séjourné**

Soumis au Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles

2 octobre 2015 - Québec

Rapport de recherche 1634

© INRS, Centre - Eau Terre Environnement, 2015
Tous droits réservés

ISBN : 978-2-925559-15-3 (version numérique)

Dépôt légal - Bibliothèque et Archives nationales du Québec, 2025
Dépôt légal - Bibliothèque et Archives Canada, 2025

TABLE DES MATIÈRES

| | |
|---|-----------|
| SOMMAIRE | 7 |
| AVANT-PROPOS | 15 |
| LISTE DES FIGURES | 17 |
| LISTE DES TABLEAUX..... | 18 |
| LISTE DES ABRÉVIATIONS | 19 |
| 1. CONTEXTE ET MANDAT | 21 |
| 1.1. Mise en contexte | 21 |
| 1.2. Description de l'étude | 22 |
| 2. ÉLÉMENTS TECHNIQUES..... | 24 |
| 2.1. Les distances séparatrices | 24 |
| 2.1.1. <i>Définition</i> | 24 |
| 2.1.2. <i>Revue des conditions dans les autres juridictions et définitions</i> | 24 |
| 2.1.3. <i>Avis</i> | 26 |
| 2.2. Les sites multipuits | 26 |
| 2.2.1. <i>Définition</i> | 26 |
| 2.2.2. <i>Revue des conditions dans les autres juridictions</i> | 26 |
| 2.2.3. <i>Avis</i> | 28 |
| 2.3. La conception et la construction des puits (coffrages)..... | 29 |
| 2.3.1. <i>Définition</i> | 29 |
| 2.3.2. <i>Revue des conditions dans les autres juridictions et définitions</i> | 30 |
| 2.3.3. <i>Avis</i> | 31 |
| 2.4. La conception et la construction des puits (cimentation des coffrages et évaluation de l'ouvrage)..... | 31 |
| 2.4.1. <i>Définition</i> | 31 |
| 2.4.2. <i>Revue des conditions dans les autres juridictions et définitions</i> | 32 |
| 2.4.3. <i>Avis</i> | 34 |
| 2.5. Les fluides de forage | 34 |
| 2.5.1. <i>Définition</i> | 34 |
| 2.5.2. <i>Revue des conditions dans les autres juridictions et définitions</i> | 34 |
| 2.5.3. <i>Avis</i> | 35 |
| 2.6. Le système anti éruption et le contrôle de venue des fluides..... | 35 |
| 2.6.1. <i>Définition</i> | 35 |
| 2.6.2. <i>Revue des conditions dans les autres juridictions et définitions</i> | 39 |
| 2.6.3. <i>Avis</i> | 39 |
| 2.7. La tête de puits | 39 |
| 2.7.1. <i>Définition</i> | 39 |
| 2.7.2. <i>Revue des conditions dans les autres juridictions et définitions</i> | 40 |
| 2.7.3. <i>Avis</i> | 41 |

| | | |
|---------|--|----|
| 2.8. | Les essais de pression et d'étanchéité | 41 |
| 2.8.1. | Définition | 41 |
| 2.8.2. | Revue des conditions dans les autres juridictions | 41 |
| 2.8.3. | Avis | 42 |
| 2.9. | Les essais aux tiges | 42 |
| 2.9.1. | Définition | 42 |
| 2.9.2. | Revue des conditions dans les autres juridictions et définitions | 43 |
| 2.9.3. | Avis | 44 |
| 2.10. | Les essais d'extraction et de production | 44 |
| 2.10.1. | Définition | 44 |
| 2.10.2. | Revue des conditions dans les autres juridictions et définitions | 45 |
| 2.10.3. | Avis | 47 |
| 2.11. | Les essais d'injectivité | 47 |
| 2.11.1. | Définition | 47 |
| 2.11.2. | Revue des conditions dans les autres juridictions et définitions | 48 |
| 2.11.3. | Avis | 48 |
| 2.12. | Le contrôle de la déviation des puits | 49 |
| 2.12.1. | Définition | 49 |
| 2.12.2. | Revue des conditions dans les autres juridictions et définitions | 50 |
| 2.12.3. | Avis | 51 |
| 2.13. | Les perforations (prévention et contrôle) | 51 |
| 2.13.1. | Définition | 51 |
| 2.13.2. | Revue des conditions dans les autres juridictions et définitions | 53 |
| 2.13.3. | Avis | 54 |
| 2.14. | Les stimulations par fracturation | 54 |
| 2.14.1. | Définition | 54 |
| 2.14.2. | Revue des conditions dans les autres juridictions et définitions | 55 |
| 2.14.3. | Avis | 58 |
| 2.15. | Les stimulations autres que par fracturation | 59 |
| 2.15.1. | Définition | 59 |
| 2.15.2. | Revue des conditions dans les autres juridictions et définitions | 60 |
| 2.15.3. | Avis | 60 |
| 2.16. | La surveillance des fuites et/ou migrations (lors des travaux et post-travaux) | 60 |
| 2.16.1. | Définition | 60 |
| 2.16.2. | Revue des conditions dans les autres juridictions et définitions | 61 |
| 2.16.3. | Avis | 62 |
| 2.17. | Les mesures correctives | 62 |
| 2.17.1. | Définition | 62 |
| 2.17.2. | Revue des conditions dans les autres juridictions et définitions | 63 |
| 2.17.3. | Avis | 65 |
| 2.18. | Le traitement des hydrocarbures sur le site | 65 |
| 2.18.1. | Définition | 65 |
| 2.18.2. | Revue des conditions dans les autres juridictions et définitions | 66 |

| | | |
|-----------|---|-----------|
| 2.18.3. | Avis..... | 67 |
| 2.19. | Les fermetures temporaires de puits | 67 |
| 2.19.1. | Définition | 67 |
| 2.19.2. | Revue des conditions dans les autres juridictions et définitions..... | 67 |
| 2.19.3. | Avis..... | 68 |
| 2.20. | Les fermetures définitives de puits | 68 |
| 2.20.1. | Définition | 68 |
| 2.20.2. | Revue des conditions dans les autres juridictions et définitions..... | 69 |
| 2.20.3. | Avis..... | 70 |
| 2.21. | La restauration et la remise en état des sites | 70 |
| 2.21.1. | Définition | 70 |
| 2.21.2. | Revue des conditions dans les autres juridictions et définitions..... | 70 |
| 2.21.3. | Avis..... | 71 |
| 2.22. | Les puits orphelins..... | 72 |
| 2.22.1. | Définition | 72 |
| 2.22.2. | Revue des conditions dans les autres juridictions et définitions..... | 72 |
| 2.22.3. | Avis..... | 72 |
| 3. | TABLEAUX DE SYNTHÈSE | 73 |
| 3.1. | Revue des éléments recensés pour chaque juridiction et organisme | 73 |
| 3.2. | Juridictions | 74 |
| 3.2.1. | Les distances séparatrices (infrastructures et autres puits)..... | 74 |
| 3.2.2. | Les sites multipuits | 77 |
| 3.2.3. | Le design et la conception de puits (coffrages)..... | 81 |
| 3.2.4. | Le design et la conception de puits (cimentation)..... | 88 |
| 3.2.5. | Les diagraphies | 94 |
| 3.2.6. | Les fluides de forage | 96 |
| 3.2.7. | Le système anti éruption et le contrôle de venue des fluides..... | 100 |
| 3.2.8. | La tête de puits | 106 |
| 3.2.9. | Les essais de pression et d'étanchéité..... | 110 |
| 3.2.10. | Les essais aux tiges | 114 |
| 3.2.11. | Les essais d'extraction et de production..... | 115 |
| 3.2.12. | Les essais d'injectivités..... | 122 |
| 3.2.13. | Le contrôle de la déviation des puits | 127 |
| 3.2.14. | Les explosions (prévention et contrôle) | 139 |
| 3.2.15. | Les perforations | 141 |
| 3.2.16. | Les stimulations par fracturation (incluant le suivi spécifique à la fracturation)..... | 142 |
| 3.2.17. | Les stimulations autres que par fracturation..... | 151 |
| 3.2.18. | Le monitoring des fuites et/ou migrations (lors des travaux et post-travaux)..... | 152 |
| 3.2.19. | Les mesures correctives | 164 |
| 3.2.20. | Le traitement des hydrocarbures sur le site..... | 166 |
| 3.2.21. | Les fermetures temporaires de puits | 172 |
| 3.2.22. | Les fermetures définitives de puits | 176 |
| 3.2.23. | La restauration et la remise en état des sites (définitive) | 183 |

| | |
|---|------------|
| 3.2.24. Les puits orphelins | 187 |
| 3.3. Organismes | 188 |
| 3.3.1. Les distances séparatrices..... | 188 |
| 3.3.2. Les sites multipuits | 189 |
| 3.3.3. Le design et la conception de puits (coffrages)..... | 190 |
| 3.3.4. Le design et la conception de puits (ciment et diagraphies)..... | 195 |
| 3.3.5. Les fluides de forage | 197 |
| 3.3.6. Le système anti éruption et le contrôle de venue des fluides..... | 199 |
| 3.3.7. La tête de puits | 201 |
| 3.3.8. Les essais de pression et d'étanchéité..... | 202 |
| 3.3.9. Les essais aux tiges | 205 |
| 3.3.10. Les essais d'extraction et de production..... | 206 |
| 3.3.11. Les essais d'injectivité | 209 |
| 3.3.12. Le contrôle de la déviation des puits | 210 |
| 3.3.13. Les explosions (prévention et contrôle) | 211 |
| 3.3.14. Les perforations | 212 |
| 3.3.15. Les stimulations par fracturations | 214 |
| 3.3.16. Les stimulations autres que par fracturation..... | 216 |
| 3.3.17. Le monitoring des fuites et/ou migrations (lors des travaux et post-travaux)..... | 218 |
| 3.3.18. Les mesures correctives | 221 |
| 3.3.19. Le traitement des hydrocarbures sur le site..... | 222 |
| 3.3.20. Les fermetures temporaires de puits | 223 |
| 3.3.21. Les fermetures définitives de puits..... | 224 |
| 3.3.22. La restauration et la remise en état des sites..... | 228 |
| 3.3.23. Les puits orphelins | 230 |
| RÉFÉRENCES | 231 |
| Définitions..... | 231 |
| Colombie-Britannique..... | 232 |
| Alberta..... | 233 |
| Nouveau-Brunswick..... | 233 |
| New York..... | 233 |
| Royaume-Uni | 234 |
| Texas | 235 |
| API (http://www.api.org/) | 237 |
| CAPP (http://www.capp.ca/)..... | 239 |
| Enform (https://www.enform.ca/)..... | 239 |
| SOGRE..... | 240 |
| IOGCC (http://iogcc.publishpath.com/)..... | 240 |

Sommaire

Le présent rapport recense les bonnes pratiques en vue de revoir l'encadrement législatif et réglementaire pour les travaux de forage, de complétion (avec et sans fracturation), de correction, de surveillance, de fermeture et de restauration et remise en état de site. Plus particulièrement, ce sont les travaux suivants qui sont couverts, ceux sur : les distances séparatrices, les sites multipuits, la conception et la construction des puits, les fluides de forage, le système anti éruption et le contrôle de venue des fluides, la tête de puits, les essais de pression et d'étanchéité, les essais aux tiges, les essais d'extraction et de production, les essais d'injectivité, le contrôle de la déviation des puits, les perforations, les stimulations par fracturation, les stimulations autres que par fracturation, la surveillance des fuites et/ou migrations, les mesures correctives, le traitement des hydrocarbures sur le site, les fermetures temporaires de puits, les fermetures définitives de puits, la restauration et la remise en état des sites, et les puits orphelins.

Afin d'établir les bonnes pratiques, les lois et règlements des provinces de la Colombie-Britannique, de l'Alberta, du Nouveau-Brunswick, des États de New York et du Texas, et de la Grande Bretagne ont été consultées. Les bonnes pratiques élaborées par les entités suivantes ont également été prises en compte dans le cadre du mandat : Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP), *American Petroleum Institute* (API), *The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry* (Enform), *Interstate Oil and Gas Compact Commission* (IOGCC) et *State Oil and Gas Regulatory Exchange* (SOGRE).

Les distances séparatrices

Pour protéger les populations et les ressources en eau potable, il existe une réglementation précisant les distances séparatrices entre un puits foré pour la recherche d'hydrocarbures et les zones à risque. Les zones à risque comprennent les bâtiments, privés ou publics, les infrastructures autres que les bâtiments et les sources d'approvisionnement en eau potable.

Pour les distances séparatrices, nous suggérons d'établir des distances minimales entre les forages d'hydrocarbures et les zones à risques. Les distances proposées par les différentes juridictions sont globalement similaires. Nous suggérons de suivre celles proposées par l'Alberta ou la Colombie-Britannique. Ces distances séparatrices sont indiquées dans le tableau 1.

Les sites multipuits

Selon le *Canadian Society for Unconventional Resources* (CSUR), on parle de site multipuits pour une unité groupant le forage ou l'exploitation de plusieurs puits (puits déviés ou puits distants verticaux). En permettant de regrouper, à partir d'un même emplacement de forage, plusieurs puits déviés, les sites multipuits limitent ainsi considérablement l'impact en surface (réduction du trafic et du nombre de routes nécessaires) qu'auraient plusieurs puits verticaux distants de quelques kilomètres.

Parce qu'elle présente les pratiques les plus suivies par les autres juridictions, nous suggérons de suivre la réglementation de la *Directive 080 : Well Logging* de l'Alberta en ce qui concerne l'utilisation des diagraphies pour les sites multipuits. Pour les distances séparatrices, nous

suggérons d'utiliser celles proposées par l'Alberta ou la Colombie-Britannique (voir section 2.1 de ce rapport).

La conception et la construction des puits (coffrages)

Les coffrages sont des tubes en acier qui permettent, avec le ciment, de protéger les formations aquifères d'une éventuelle contamination lors des activités de forage, de complétion et de production. L'installation de coffrages à diamètre réduit vers le bas procure une meilleure isolation du puits. En partant de la surface, on trouve typiquement : le coffrage conducteur, le coffrage de surface, le coffrage intermédiaire, et le coffrage de production. Une bonne cimentation est essentielle au niveau des coffrages de production.

Nous sommes d'avis que les normes de l'API, ainsi que celles de la Directive 010 : *Minimum Casing Design Requirements* de l'AER, présentent les pratiques les plus complètes pour la conception et l'installation des coffrages.

La conception et la construction des puits (cimentation des coffrages et évaluation de l'ouvrage)

Le rôle du ciment est d'assurer, avec le coffrage, l'étanchéité du puits afin de protéger les formations aquifères d'une contamination potentielle en formant un sceau hydraulique entre le coffrage et la formation souterraine. La cimentation consiste à préparer et pomper le ciment à l'intérieur d'un puits lors de sa construction, ou également lors de son abandon. Au terme des opérations de cimentation, l'utilisation de diagraphies d'évaluation du ciment permet de vérifier l'intégrité du travail de cimentation.

Les pratiques les plus complètes pour la cimentation des forages sont celles énoncées dans les pratiques RP n° 10 et n° 65 de l'API, ainsi que celles de la Directive 09 : *Casing Cementing Minimum Requirements* de l'AER.

Les fluides de forage

Dans le contexte de ce rapport, sont considérés comme fluides de forage, les boues de forage et les fluides utilisés pour la fracturation hydraulique. Les boues de forage sont des composés liquides ou gazeux utilisés dans un puits de forage pour refroidir et lubrifier le trépan. Après avoir atteint le trépan, les fluides remontent généralement à la surface du puits permettant également de nettoyer le puits des débris de forage.

Parce qu'elles sont largement suivies par l'ensemble des juridictions en matière de fluides de forages, nous suggérons de suivre les bonnes pratiques proposées par l'API dans la série des pratiques RP n° 13.

Le système anti éruption et le contrôle de venue des fluides

Pendant un forage pétrolier, des venues de fluides et des éruptions subites de gaz provenant d'une formation géologique en profondeur nécessitent de recourir à un système de contrôle de la pression du puits. Les blocs obturateurs de puits (BOP) sont des valves de sécurité installées en surface pour empêcher ces fluides et/ou gaz de sortir du puits.

Parce qu'elle fait référence pour bon nombre de juridictions en matière de système anti-éruption, nous suggérons de suivre les pratiques de l'AER de la Directive 036 : *Drilling Blowout Prevention Requirements and Procedures* ainsi que celles de l'API du RP 53 : *Recommended Practices for Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells*.

La tête de puits

La tête de puits est la partie d'un puits visible à la surface du sol. Elle est généralement composée d'une série de valves et de tuyaux servant à contrôler la pression. La tête de puits peut aussi être équipée d'un « arbre de Noël », qui est un assemblage de valves permettant de contrôler la production ou l'injection.

En ce qui concerne la tête de puits, nous suggérons de suivre les normes de l'API du SP 6A : *Specification for the Wellhead and Christmas Tree Equipment* représentent les normes les plus suivies.

Les essais de pression et d'étanchéité

Un essai de pression de puits est un essai servant à établir la résistance d'une formation géologique à la pression et à établir la pression maximale permise pouvant être employée pendant le forage pour éviter que le liquide de forage ne s'infilte dans les formations environnantes.

En ce qui concerne les essais de pression, nous suggérons de suivre les directives proposées par l'Alberta à ce sujet qui sont une référence pour la plupart des juridictions (Directives 005, 017, 034, 040).

Les essais aux tiges

Les essais aux tiges visent à mesurer la pression, la perméabilité, et à déterminer le potentiel de production d'une formation géologique à l'intérieur du puits. Ils sont effectués lors de la réalisation du forage. Lors d'un essai aux tiges, des obturateurs mécaniques sont installés pour permettre l'échantillonnage de fluides dans une zone ciblée. Parallèlement à la prise d'échantillons, la pression initiale d'écoulement et la température des fluides sont enregistrées. En fonction des résultats des essais, on détermine si le puits peut être complété par l'installation du coffrage de production ou s'il doit être abandonné, faute de potentiel.

En ce qui concerne les essais aux tiges, nous suggérons de suivre les pratiques de l'AER et plus particulièrement celles des Directives 040 : *Pressure and Deliverability Testing Oil and Gas Wells* et 036 : *Drilling Blowout Prevention Requirements and Procedures*.

Les essais d'extraction et de production

Pour effectuer un essai de production, divers équipements doivent être installés sur le site. Pour l'essentiel, il s'agit d'un séparateur, de réservoirs pour emmagasiner les liquides, et d'une torchère pour brûler les gaz. 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 vers le puits. Ces données serviront ensuite dans l'évaluation de la capacité de production du puits. Pendant l'essai de production, le pétrole sera acheminé dans les réservoirs d'entreposage installés près du puits avant d'être transporté à la raffinerie. Le gaz produit sera, pour sa part, utilisé afin d'assurer le fonctionnement des équipements de production et l'excédent sera brûlé.

Les réglementations actuelles en Alberta et en Colombie-Britannique correspondent aux bonnes pratiques dans l'industrie, et le Québec devrait s'en inspirer.

Les essais d'injectivité

Pour les puits de pétrole et de gaz, les essais d'injectivité correspondent aux essais de pompage que l'on peut réaliser en hydrogéologie. Plus particulièrement, un essai d'injectivité est une procédure permettant d'établir le débit et la pression auxquels les fluides peuvent être injectés sans fracturer la formation.

Pour les essais d'injectivité, nous suggérons de suivre la Directive 051 : *Injection and Disposal Wells – Well Classifications, Completions, Logging, and Testing Requirements* de l'Alberta, et particulièrement son Annexe 3 qui détaille, étape par étape, le déroulement d'un test d'injectivité.

Le contrôle de la déviation des puits

Les puits horizontaux traversent une plus grande longueur de formation productrice et offrent un plus grand potentiel de production que les puits verticaux. Les puits sont verticaux au départ en surface et doivent donc être déviés pour atteindre une trajectoire horizontale. Cette trajectoire peut être définie par son inclinaison, sa profondeur et son azimuth. On parle généralement de puits dévié lorsque l'angle formé par le puits et la verticale excède 80°.

En raison du nombre important de puits déviés en Alberta et en Colombie-Britannique, nous suggérons de suivre leurs réglementations pour les activités de contrôle de la déviation des puits. Outre les aspects techniques, ces juridictions présentent un encadrement concernant les permis pour les forages déviés.

Les perforations (prévention et contrôle)

Après la cimentation des coffrages, des perforations peuvent être réalisées à travers ceux-ci et le ciment afin d'établir une communication entre le puits et les formations rocheuses au niveau des zones productrices identifiées lors des essais aux tiges. Selon les caractéristiques du milieu, les perforations peuvent être réalisées en utilisant des charges explosives ou des projectiles. Après la perforation, le puits est nettoyé et un coffrage de production est installé pour permettre la remontée des hydrocarbures. Le puits est alors complété et il est possible de procéder à un essai de production. L'utilisation d'explosifs est une des techniques de perforation d'un puits. Il existe d'autres méthodes comme l'utilisation de jets perforants (perforation par des charges propulsives).

Pour une utilisation sécuritaire des explosifs dans un puits, nous suggérons de suivre les bonnes pratiques de l'API (RP 90) et de conserver des distances de sécurité pour leur entreposage sur le site.

Les stimulations par fracturation

La stimulation est le terme général pour désigner les procédés utilisés pour augmenter la perméabilité des roches entourant des puits. La stimulation d'un puits d'hydrocarbures peut se faire par des procédés chimiques, thermiques et physiques. 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. Pour mieux désigner la fracturation hydraulique nécessitant de grandes quantités d'eau pour les réservoirs étanches (non-conventionnels), le terme « fracturation hydraulique à haut volume » a été introduit. D'autres opérations ou essais dans un puits utilisent la fracturation hydraulique (voir plus haut : Les essais aux tiges (2.9), Les essais d'extraction et de production (2.10), Les essais d'injectivité (2.11). Les volumes de fluides alors nécessaires peuvent varier beaucoup, mais n'atteignent pas les 1000 m³. Dans ces derniers cas, on parle de fracturation hydraulique à faible volume. Les essais de fracturation (mini-frac ou pré-frac) sont utilisés dans les réservoirs étanches pour établir les paramètres de fracturation à utiliser pour optimiser la récupération des hydrocarbures.

Un permis spécifique à la fracturation hydraulique à haut volume devrait être demandé, en plus de celui pour la complétion d'un puits.

Les stimulations autres que par fracturation

La stimulation d'un puits d'hydrocarbures peut se faire par des procédés chimiques, thermiques et physiques (comme la fracturation hydraulique). Parce qu'elle utilise des pressions de fracturation inférieures, la stimulation par acide n'appartient pas à la classe des stimulations par fracturation, mais à celle des stimulations chimiques. C'est une des méthodes de stimulation la plus répandue après la fracturation. La stimulation par acide permet d'augmenter la perméabilité de la formation et donc d'améliorer la productivité du réservoir.

Pour les stimulations autres que par fracturation, comme l'acidification, nous suggérons de suivre les bonnes pratiques de l'API (*Briefing Paper : Acidizing – Treatment in Oil and Gas Operators*). En dehors de la stimulation chimique, il existe également la stimulation thermique qui est toutefois très rarement utilisée.

La surveillance des fuites et/ou migrations (lors des travaux et post-travaux)

Certaines étapes de la vie d'un forage nécessitent un suivi particulier afin de détecter la présence de fuites ou de migrations. Lors de la complétion le puits et le réservoir peuvent être surveillés de manière continue afin de pouvoir ajuster les opérations aux changements de conditions rencontrés. La surveillance continue est couramment utilisée pour les forages horizontaux où les opérations de maintenance sont les plus coûteuses. En effet, la surveillance continue est un atout

pour la gestion des activités d'un puits, car elle permet des actions rapides et ciblées en cas de fuite ou de migration évitant ainsi des interventions très onéreuses. Cela permet également de maximiser la production en optimisant la récupération des ressources.

Dans le cadre d'une surveillance pendant et après les travaux, nous suggérons de suivre les bonnes pratiques liées à chaque étape de la vie d'un forage (conception, pose du coffrage, cimentation, test de production, fermeture, etc.) développées par l'Alberta et la Colombie-Britannique. Plus spécifiquement, les Directives 017, 040, 044 et 051 de l'AER, ainsi que les guides suivants de la BCOGC : *Measurement Guideline for Upstream Oil and Gas Operations* et *The Well Testing Requirements*.

Les mesures correctives

Les mesures correctives que nous décrivons sont celles qui permettent d'arrêter la migration de gaz détectable à la surface. Une migration de gaz est considérée grave s'il y a présence d'un risque d'incendie, d'un danger pour la sécurité publique ou d'un dommage écologique, comme la contamination de l'eau souterraine. On considère qu'une migration de gaz est sans gravité lorsqu'elle n'a pas été classée comme une migration grave. Les migrations sont souvent détectées au niveau de l'évent du tubage, qui est un raccord entre l'air extérieur et l'annulaire. Dans le cas de fuites avérées, certaines opérations de remise en état peuvent être réalisées. Ces opérations consistent à effectuer aussi bien des opérations de maintenance que des traitements curatifs sur les puits.

En ce qui concerne les mesures correctives sur les forages pour stopper les fuites de gaz, nous suggérons de suivre le guide *Primary and remedial Cementing Guidelines* de l'Enform. Plus particulièrement, lors de fuites de gaz, nous suggérons de se référer aux pratiques du CAPP : *Management of Fugitive Emissions at Upstream Oil and Gas Facilities*, et *Update of Fugitive Equipment Leak Emission Factors*.

Le traitement des hydrocarbures sur le site

La production d'hydrocarbures est souvent accompagnée de gaz divers et d'eaux de formation. Il est donc nécessaire de séparer les hydrocarbures de ces fluides indésirables. Cette étape est réalisée sur le site de production par un séparateur. Ce séparateur est un contenant qui peut être vertical ou horizontal, utilisé pour séparer le pétrole, le gaz et l'eau. Les séparateurs peuvent être classés en deux catégories : biphasiques (seulement pour la séparation du pétrole et du gaz) et triphasiques (pour la séparation du pétrole, du gaz et de l'eau).

Parce que l'API propose les normes les plus suivies en matière de séparateur, nous sommes d'avis que la réglementation Québécoise devrait s'appuyer sur ces normes.

Les fermetures temporaires de puits

La fermeture temporaire d'un puits est nécessaire lorsqu'il y a une interruption des travaux de forage, de complétion ou de modification d'un puits avec l'intention de reporter à une date ultérieure la poursuite des travaux dans le puits, lequel est désigné puits suspendu.

Pour les exigences en matière de fermeture temporaire de puits, nous suggérons de suivre les pratiques de l'AER et de sa Directive 013 : *Suspension Requirements for Wells* ou celles du guide *Well Completion, Maintenance and Abandonnement* de la Colombie-Britannique.

Les fermetures définitives de puits

La fermeture définitive d'un puits regroupe toutes les opérations nécessaires à son isolement hydraulique définitif. Que ce soit parce que le puits ne possède pas de potentiel de production suffisant, ou parce que le réservoir a atteint sa limite d'exploitation. Les opérations de fermeture d'un puits sont une étape cruciale pour la protection des eaux souterraines et de surface. Une procédure appropriée doit être suivie afin de bloquer efficacement la migration des hydrocarbures, de la saumure ou toutes autres substances nuisibles vers les aquifères d'eau douce. Les travaux de fermeture d'un puits consistent en 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 la pression dans le puits.

Pour les exigences en matière de fermeture définitive de puits, nous suggérons de suivre les pratiques de l'AER et de sa Directive 020 : *Well Abandonment* ou celles du guide *Well Completion, Maintenance and Abandonnement* du BCOGC.

La restauration et la remise en état des sites

La restauration regroupe toutes les activités de remise en état d'un site à des conditions jugées acceptables par les réglementations en vigueur. Le plan de restauration doit comprendre les différentes activités telles que le scellement du puits, la réhabilitation des sols contaminés (le cas échéant) et la remise en état du terrain pour un autre usage. Elle doit aussi inclure le suivi du site pour vérifier périodiquement si le puits est bien scellé et qu'il n'émet pas de contaminants.

Au Québec, les exigences en termes de réhabilitation de site et de fermeture de puits sont assez peu définies et il y a une réelle nécessité de définir plus en détail les procédures à suivre et les conditions spécifiques. Les directives de l'AER de même que la réglementation du MERN pour le secteur minier sont des exemples à suivre.

Les techniques et travaux de restauration de site ainsi que les fermetures de puits sont bien définis par l'AER et le BCOGC; les lois et les réglementations de ces juridictions peuvent être prises en exemple.

Les puits orphelins.

Un puits orphelin est un puits qui ne possède pas de responsable légal ou financier qui puisse gérer les procédures liées à son abandon ou à sa remise en état.

Nous suggérons de suivre les bonnes pratiques dédiées à la fermeture définitive des puits lorsque ces puits sont recensés et bien localisés.

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 – Travaux de recherche et d'exploitation des hydrocarbures – forage en milieu terrestre ». 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 figures

| | |
|--|----|
| Figure 1 : Représentation schématique d'une plateforme multipuits comparée à l'utilisation stricte de puits verticaux (Source : http://www.canadasnaturalgas.ca/)..... | 26 |
| Figure 2 : Site multipuits vertical (Directive 080, AER) | 27 |
| Figure 3 : Site multipuits horizontal (Directive 080, AER) | 28 |
| Figure 4 - Exemple de la structure des coffrages d'un puits vertical. | 30 |
| Figure 5 - Exemple de la structure du ciment à l'intérieur d'un puits (CSUR, Canadian Society for Unconventional Ressources). | 32 |
| Figure 6 - Diagramme de classification des fluides de forage adapté de Schlumberger, Oilfield Glossary..... | 34 |
| Figure 7 - Schéma des différents composants pouvant maintenir l'intégrité des pressions lors un forage (Oil & Gas UK, 2012). | 37 |
| Figure 8 - Diagramme d'un système BOP (Schlumberger, Oilfield Glossary). | 38 |
| Figure 9 - Photographie d'un BOP annulaire (Schlumberger, Oilfield Glossary). | 38 |
| Figure 10 - Schéma des composants d'une tête de puits (Schlumberger, Oilfield Glossary). | 40 |
| Figure 11 - Schéma simplifié d'un essai aux tiges (http://www.rigzone.com/). | 43 |
| Figure 12 - Figure indiquant comment déterminer la pression maximale d'injection à la tête de puits à partir d'un test d'injection par pallier; extrait de la Directive 051 de l'AER. | 48 |
| Figure 13 - Schéma d'un puits dévié (IHS Engineering360, 2005). | 49 |
| Figure 14 - Schéma d'utilisation d'un sifflet déviateur (Smartoiltool.net). | 50 |
| Figure 15 - Illustration d'une perforation dans un puits horizontal (DrillingInfo, 2014). | 52 |
| Figure 16 - Schéma d'un système de perforation avec charge explosive. Le cordon détonateur met à feu l'amorce qui fait détonner la charge principale. Le revêtement s'effondre alors pour former un jet de particules métalliques fluidisées qui sont propulsées à grande vitesse dans la formation à travers le coffrage et le ciment (Schlumberger, Oilfield Glossary). | 52 |
| Figure 17 - Différents types d'explosifs utilisés pour la perforation d'un puits (Petroleum Production Engineering – Perforation, 2011). | 53 |
| Figure 18 - Schéma de stimulation par acide (tiré de www.api.org). | 59 |
| Figure 19 - Schéma des chemins de migration préférentiels pour un puits de gaz (Alberta Energy and Utility Board)..... | 63 |
| Figure 20 - Schéma simplifié de la production d'hydrocarbure au puits (SGEIS, 2015). | 65 |
| Figure 21 - Schéma d'un séparateur horizontal (Schlumberger, Oilfield Glossary)..... | 66 |
| Figure 22 - Schéma de mise en place typique des bouchons de ciment lors de l'abandon d'un puits (Cooper, 2009)..... | 69 |

Figure 23 - Photos de puits de pétrole orphelins en Louisiane (Department of Natural Resources, Louisiana).....72

Liste des tableaux

Tableau 1 - Synthèse des distances séparatrices pour les juridictions.24

Liste des abréviations

AER : *Alberta Energy Regulator*

API : *American Petroleum Institute*

CAPP : *Canadian Association of Petroleum Producers*

CSUR : *Canadian Society for Unconventional Resources*

DGHB : Direction générale des hydrocarbures et des biocombustibles

ÉES : Évaluation environnementale stratégique

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

EPA : *US Environmental Protection Agency*

ERCB : *Energy Resources Conservation Board*

GES : Gaz à effet de serre

INRS : Institut national de la recherche scientifique

IOGCC : *Interstate Oil and Gas Compact Commission*

ISO : *International Organization for Standardization*

MDDELCC : Ministère du Développement durable, Environnement, et Lutte contre les changements climatiques

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

PACA : Plan d'acquisition de connaissances additionnelles

PFO : *Pressure falloff test*

RP : *Recommended Practice*

RPEP : Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection

SGEIS : *Supplementary Generic Environmental Impact Study*

SIGPEG : Système d'Information Géoscientifique Pétrolier et Gazier

SOGRE : *State Oil and Gas Regulatory Exchange*

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 GTEC03 a pour objectif de répertorier et d'établir les bonnes pratiques des activités découlant des travaux de forage en milieu terrestre, que ce soit pour la phase exploratoire que de production. Les activités découlant des travaux de forage incluent les opérations liées au forage du puits, à la complétion avec ou sans fracturation, aux différents types d'essais, aux travaux correctifs, aux fermetures, aux démantèlements des installations, à la remise en état des sites et au suivi et contrôle (lors des travaux et post-travaux) à être effectué, autant par l'opérateur que par le législateur.

Le terme « bonne pratique » (en anglais, *best practice*) désigne, dans un milieu professionnel donné, un ensemble de comportements qui font consensus par 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 travaux associés aux forages suivants sont couverts :

- Les distances séparatrices
- Les sites multipuits
- La conception et la construction des puits (coffrages)
- La conception et la construction des puits (cimentation des coffrages et évaluation de l'ouvrage)
- Les fluides de forage
- Le système anti éruption et le contrôle de venue des fluides
- La tête de puits
- Les essais de pression et d'étanchéité
- Les essais aux tiges
- Les essais d'extraction et de production
- Les essais d'injectivité
- Le contrôle de la déviation des puits
- Les perforations (prévention et contrôle)
- Les stimulations par fracturation
- Les stimulations autres que par fracturation
- La surveillance des fuites et/ou migrations (lors des travaux et post-travaux)
- Les mesures correctives
- Le traitement des hydrocarbures sur le site
- Les fermetures temporaires de puits
- Les fermetures définitives de puits
- La restauration et la remise en état des sites
- Les puits orphelins.

Le choix des juridictions et des organismes indépendants qui ont été retenus repose sur

l'expertise que ces dernières 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;
- Province du Nouveau-Brunswick, seulement pour la fracturation au propane;
- État de New York, seulement pour les activités sans fracturation;
- État du Texas, seulement pour la fracturation au propane.
- Grande-Bretagne, seulement pour les activités de fracturation.

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

- Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP);
- *American Petroleum Institute* (API);
- *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).

Le présent rapport est composé de deux parties : la première contient un résumé de la revue de littérature pour chaque élément technique, ainsi que des avis; et la seconde partie reprend, sous forme d'un tableau de compilation, les bonnes pratiques par juridiction et organisme. Pour une même juridiction anglophone, certaines sections du tableau de compilation peuvent présenter du texte en anglais ou en français. Les sections en français sont une traduction libre des textes originaux en anglais.

2. Éléments techniques

2.1. Les distances séparatrices

2.1.1. Définition

Pour protéger les populations et les ressources en eau potable, il existe une réglementation précisant les distances séparatrices entre un puits foré pour la recherche d'hydrocarbures et les zones à risque. Les zones à risque comprennent les bâtiments, privés ou publics, les infrastructures autres que les bâtiments et les sources d'approvisionnement en eau potable.

En 2014, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC) a édicté le *Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection* (RPEP) afin d'instaurer notamment des dispositions encadrant les activités d'exploration et d'exploitation pétrolières et gazières pour assurer la protection de l'eau. Conformément à ce règlement, il ainsi interdit d'aménager un site de forage ou de réaliser un sondage stratigraphique :

- dans une plaine inondable dont la récurrence de débordement est de 20 ans;
- dans une plaine inondable d'un lac ou d'un cours d'eau identifiée sans que ne soient distinguées les récurrences de débordement de 20 ans et de 100 ans;
- à moins de 500 m d'un site de prélèvement d'eau effectué à des fins de consommation humaine ou de transformation alimentaire. Il est à noter que la distance de 500 m peut être augmentée à la suite d'une étude hydrogéologique démontrant que cette distance est insuffisante pour minimiser les risques de contamination des eaux des sites de prélèvement d'eau effectué à des fins de consommation humaine ou de transformation alimentaire situés sur le territoire couvert par l'étude.

2.1.2. Revue des conditions dans les autres juridictions et définitions

Le Tableau 1 regroupe les distances séparatrices pour les différentes juridictions d'intérêt.

Tableau 1 - Synthèse des distances séparatrices pour les juridictions.

| Province/État | Bâtiments et autres | Source d'eau |
|-----------------------------|---|--|
| Alberta | <ul style="list-style-type: none"> - 100 m de tout ouvrage d'amélioration de la surface - 40 m d'une route arpentée - 100 m d'une habitation - 200 m d'un puits d'eau | <ul style="list-style-type: none"> - 100 m de la ligne naturelle des hautes eaux d'un plan d'eau ou d'un ruisseau permanent - 200 m d'un puits d'eau |
| Colombie-Britannique | <ul style="list-style-type: none"> - 40 m de l'emprise d'une route ou d'un service public - 100 m d'un édifice, d'une | <ul style="list-style-type: none"> - 100 m de la limite naturelle d'un plan d'eau - 100 m d'une usine de |

| Province/État | Bâtiments et autres | Source d'eau |
|--------------------------|---|---|
| | installation ou d'ouvrages permanents - 100 m d'un lieu public - 100 m d'un emplacement réservé aux fins de défense nationale | distribution d'eau ou d'un réservoir d'eau - 100 m d'un puits d'approvisionnement d'eau ou d'une zone de captage d'eau souterraine pour un puits d'approvisionnement, en prenant la plus grande distance |
| Nouveau-Brunswick | - 100 m d'un bâtiment ou d'une infrastructure - 250 m d'une résidence - 500 m d'une école ou d'un hôpital | - 250 m d'un puits individuel - 250 m d'un puits d'eau communautaire - 500 m d'une prise d'eau municipale |
| État de New York | - 30 m d'une résidence | - 610 m d'une source d'alimentation en eau publique - 152 m d'un puits privé |
| Grande-Bretagne | - Aucune distance minimale n'a été fixée pour les zones d'activité industrielle et d'habitation | - Aucune distance minimale n'a été fixée pour les zones d'activité industrielle et d'habitation |
| État du Texas | - 300 m entre une propriété et la limite d'un site de forage - 142 m de la limite d'une propriété, d'une concession ou d'un lotissement, sauf exception approuvée par la RRC | |

En ce qui concerne les organismes investigués dans ce rapport (voir *1.2 Description de l'étude*), peu d'information est disponible au sujet des distances séparatrices. L'IOGCC considère davantage les distances entre les forages d'exploitation d'un point de vue de l'optimisation de la production. Seul l'organisme Enform (IRP 20 : *Well Design Spacing Requirements, Appendix B : Interprovincial Spacing Requirements*) donne une synthèse détaillée de certaines distances séparatrices pour les réglementations de l'Alberta, de la Colombie-Britannique, de la Saskatchewan et du *National Energy Board* (Gouvernement du Canada).

2.1.3. Avis

Pour les distances séparatrices, nous suggérons d'établir des distances minimales entre les forages d'hydrocarbures et les zones à risques. Les distances proposées par les différentes juridictions sont globalement similaires, nous suggérons donc de suivre, par exemple, celles proposées par l'Alberta ou la Colombie-Britannique.

2.2. Les sites multipuits

2.2.1. Définition

Selon le *Canadian Society for Unconventional Resources* (CSUR), on parle de site multipuits pour une unité groupant le forage ou l'exploitation de plusieurs puits (puits déviés ou puits distants verticaux). En permettant de regrouper, à partir d'un même emplacement de forage, plusieurs puits déviés, les sites multipuits limitent ainsi considérablement l'impact en surface (réduction du trafic et du nombre de routes nécessaires) qu'auraient plusieurs puits verticaux distants de quelques kilomètres. La Figure 1 représente un site multipuits (à gauche) versus un site comprenant plusieurs puits verticaux (à droite).

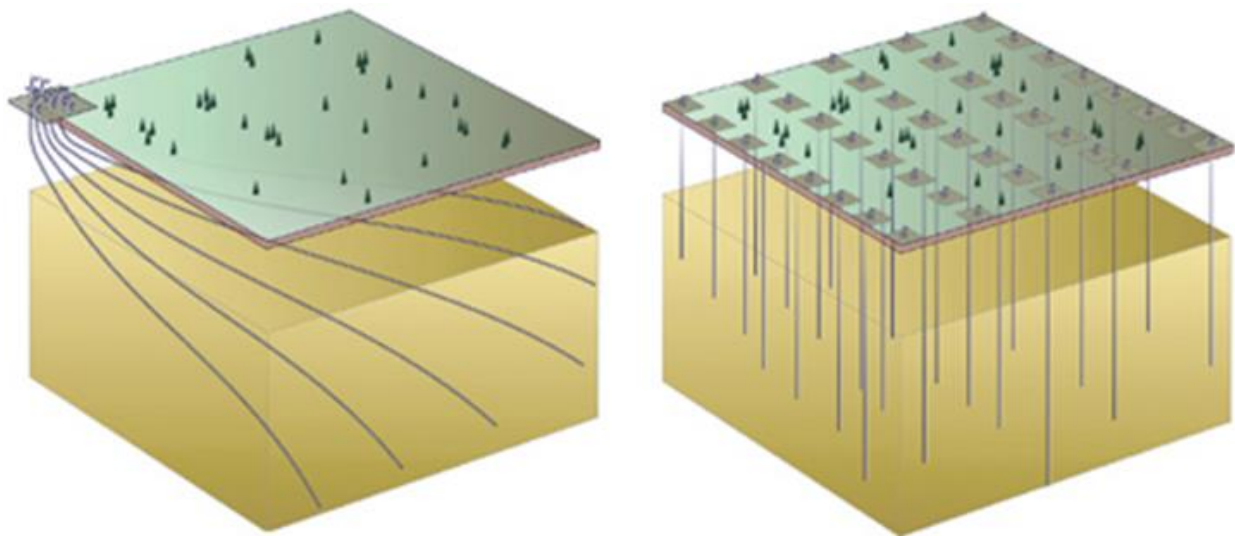


Figure 1 : Représentation schématique d'une plateforme multipuits comparée à l'utilisation stricte de puits verticaux (Source : <http://www.canadasnaturalgas.ca/>)

2.2.2. Revue des conditions dans les autres juridictions

En surface, le *Supplementary Generic Environmental Impact Study* (SGEIS) indique que la superficie d'un site multipuits est globalement de 14200 m², soit un carré d'environ 120 m de côté dans lequel la plateforme est généralement au centre.

La réglementation autour des sites multipuits est traitée selon deux axes par l'ensemble des

juridictions ou organismes : le premier concerne la configuration des sites d'un point de vue de l'espacement et du nombre de forages; le deuxième concerne la prise de données (particulièrement les diagraphies) et d'échantillons lors de la complétion.

Comme le précise la Directive 080 : *Well Logging* de l'AER, des exigences spécifiques aux sites multipuits sont requises en ce qui concerne les diagraphies. Ces exigences sont représentées par les Figures 2 et 3. En effet, des diagraphies doivent être effectuées sur la section verticale d'un puits et sur toutes les sections horizontales.

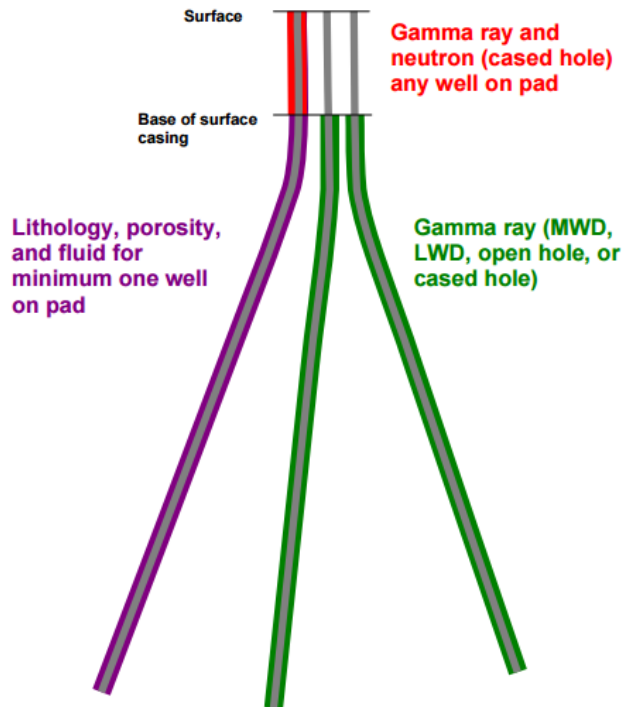


Figure 2 : Site multipuits vertical (Directive 080, AER)



Figure 3 : Site multipuits horizontal (Directive 080, AER)

La Colombie-Britannique suit exactement les mêmes règlements en matière de diagraphie pour les sites multipuits, mais des précisions supplémentaires sont apportées pour l'échantillonnage (en anglais, *drilling cutting samples*). Sur un des puits d'un site multipuits, les échantillons devront être réalisés tous les 5 m sur la partie verticale du puits, en commençant 50 m environ au-dessus de la zone de réservoir potentielle; et tous les 10 m sur toute la partie horizontale du forage.

L'État de New York et l'État du Texas traitent davantage des distances séparatrices pour les sites multipuits. L'État du Texas précise que la réglementation doit suivre celle des forages conventionnels en tenant compte de l'extension horizontale maximale des forages.

Dans son annexe A, *IRP 03 : In situ Heavy Oil Operations*, Enform illustre, par un schéma récapitulatif, les distances séparatrices minimales pour une plateforme de site multipuits. Les distances considérées concernent surtout les équipements sur le site de production comme les réservoirs de stockage du pétrole, les équipements de surveillance, les torchères, etc...

2.2.3. Avis

Parce qu'elle présente les pratiques les plus suivies par les autres juridictions, nous suggérons de suivre la réglementation de la Directive 080 : *Well Logging* de l'AER en ce qui concerne l'utilisation des diagraphies pour les sites multipuits. En ce qui concerne les distances séparatrices, nous suggérons de suivre celles proposées par l'Alberta ou la Colombie-Britannique au niveau de la section 2.1 de ce rapport.

Compte tenu des avantages économiques et environnementaux que peuvent représenter

l'utilisation de sites multipuits, nous suggérons, du point de vue des distances, d'anticiper le potentiel de développement des forages horizontaux pour un même site.

2.3. La conception et la construction des puits (coffrages)

2.3.1. Définition

Les coffrages sont des tubes en acier qui permettent, avec le ciment, de protéger les formations aquifères d'une éventuelle contamination lors des activités de forage, de complétion et de production. L'installation de coffrages à diamètre réduit procure une meilleure isolation du puits (Figure 4). En partant de la surface, on trouve typiquement :

- le coffrage conducteur, qui est installé et cimenté pour permettre au puits de fonctionner comme une conduite et pour en faciliter le contrôle pendant le forage du trou dans lequel sera introduit le coffrage de surface.
- le coffrage de surface, qui se trouve à l'intérieur du coffrage conducteur. Il s'agit d'une structure permanente du puits qui s'étend du sol à une profondeur précise. La principale fonction de ce coffrage est de protéger l'eau souterraine non saline.
- le coffrage intermédiaire, qui est placé à l'intérieur du coffrage de surface. Ce coffrage est utilisé pour assurer le contrôle de puits, pour protéger les eaux souterraines non salines, et pour prévenir les risques de migration des fluides plus profonds vers des horizons perméables moins profonds.
- le coffrage de production, qui est utilisé pour isoler les zones productrices et contenir la pression des formations en cas de fuite. Une bonne cimentation est essentielle au niveau des coffrages de production.

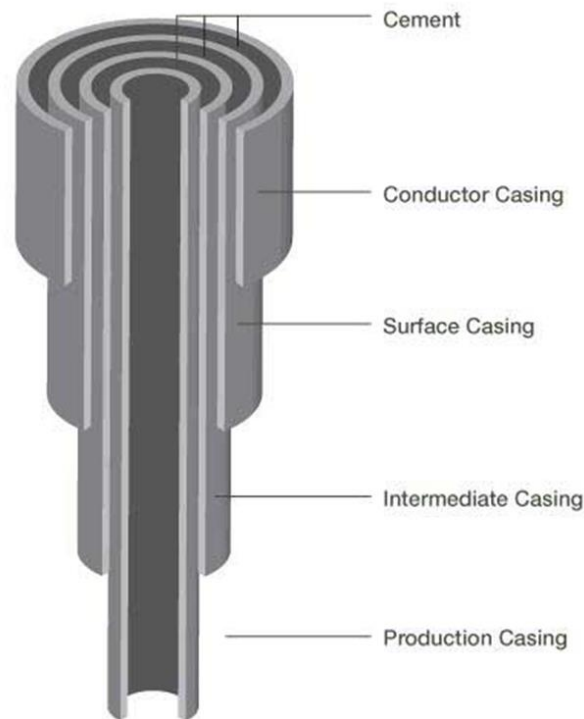


Figure 4 - Exemple de la structure des coffrages d'un puits vertical.

2.3.2. Revue des conditions dans les autres juridictions et définitions

De manière générale, toutes les juridictions suivent les mêmes types de recommandations de l'API pour la conception (en anglais, *design*) et la construction des puits. Afin de préserver l'intégrité des aquifères, des profondeurs doivent être respectées pour l'installation des différents types de coffrage. De plus, chaque coffrage est soumis à des normes de construction, tant du point de vue des matériaux que de la construction. Pour toutes les juridictions, la tendance commune dans les réglementations est :

- de donner des distances verticales sécuritaires minimales entre la fin du coffrage de surface et les formations aquifères,
- de s'assurer que toutes les parties d'un coffrage soient résistantes aux pressions exercées lors des phases de complétion et de production,
- de vérifier que le diamètre du trou de forage est suffisamment supérieur à celui du coffrage de surface, afin que l'épaisseur de ciment soit suffisante.

En ce qui concerne la conception des coffrages, l'AER définit dans la Directive 010 : *Minimum Casing Design Requirements*, les pressions minimales (éclatement, écrasement, tension, effort) que doivent pouvoir supporter les différents types de coffrage (de surface, intermédiaire ou de production). Ces recommandations complètent la norme 5CT/ISO de l'API : *Specification for Casing and Tubing*. Les recommandations données par l'API concernent aussi bien la conception des puits verticaux que déviés ou horizontaux et s'appliquent pour que l'intégrité du puits soit

conservée afin de préserver l'environnement. Dans sa réglementation *Drilling and Production Regulation*, la Colombie-Britannique précise que l'exploitant d'un puits doit s'assurer que le coffrage est conçu de manière à résister aux charges maximales et aux conditions d'exploitation raisonnablement anticipées pendant la durée de vie prévue du puits.

Même si les configurations des forages varient en fonction de l'environnement, la Colombie-Britannique et l'Alberta définissent aussi des repères de profondeur pour la pose des différentes parties du coffrage. Par exemple, l'Alberta requiert que la profondeur du coffrage de surface soit au moins 25 mètres au-dessous du puits d'eau le plus profond si celui-ci est à moins de 200 mètres du forage.

En ce qui concerne la fracturation hydraulique, l'AER dans sa Directive 083 : *Hydraulic Fracturing – Subsurface Integrity*, impose au détenteur de permis de concevoir, construire et opérer son puits de manière à assurer l'intégrité du forage durant toutes les opérations. En général, l'ensemble du coffrage doit avoir une pression interne au moins 10% plus élevée que la pression maximale anticipée dans le puits.

Au Nouveau-Brunswick, la réglementation précise que le coffrage doit à tout le moins satisfaire aux critères de conception précisés dans la dernière version de la Directive 010 de l'AER. L'exploitant devrait à tout le moins installer un coffrage fabriqué selon les normes définies dans les plus récentes versions des normes 5CT de l'API et 11960 de l'Organisation internationale de normalisation (ISO). Le coffrage devrait aussi respecter, voir surpasser, les normes de performance énoncées dans le plus récent rapport technique TR5C3T (*Technical Report on Equations and Calculations for Casing, Tubing, and Line Pipe Used as Casing*) de l'API.

2.3.3. Avis

Parce qu'ils présentent les pratiques les plus complètes pour la conception et l'installation des coffrages, nous suggérons de suivre les standards de l'API ainsi que la Directive 010 : *Minimum Casing Design Requirements* de l'AER.

2.4. La conception et la construction des puits (cimentation des coffrages et évaluation de l'ouvrage)

2.4.1. Définition

Le rôle du ciment est d'assurer, avec le coffrage, l'étanchéité du puits afin de protéger les formations aquifères d'une contamination potentielle en formant un sceau hydraulique entre le coffrage et la formation souterraine (Figure 5). Les ciments pétroliers servent également à prévenir la corrosion des coffrages et des trains de tiges. Les ciments utilisés dans le monde du pétrole et du gaz sont hautement techniques et leurs compositions sont établies sur mesure en fonction du type de formation, de la température, de la profondeur, de la technique de complétion, etc.



Figure 5 - Exemple de la structure du ciment à l'intérieur d'un puits (CSUR, Canadian Society for Unconventional Ressources).

Conventionnellement, la méthode de cimentation des coffrages utilisée, appelée « de la pompe et du bouchon » (en anglais, *pump and plug*), consiste à injecter la quantité de ciment nécessaire à la cimentation du coffrage à l'intérieur de celui-ci jusqu'au fond du trou de forage. À partir de ce point, le ciment est soulevé vers le sommet dans l'espace annulaire du coffrage, soit l'espace entre le trou de forage et le coffrage. Une autre méthode de cimentation des coffrages est aussi utilisée aujourd'hui, appelée la « circulation inverse » (en anglais, *reverse circulation*), qui consiste à injecter dès le départ le ciment dans l'espace annulaire jusqu'au fond du trou de forage. Cette opération nécessite une puissance hydraulique plus faible que les opérations de cimentation traditionnelles et est utilisée lorsque des zones de faiblesse s'observent dans le trou de forage au niveau du sabot de coffrage.

Avant que les opérations de cimentation ne commencent, les ingénieurs doivent déterminer le volume de ciment nécessaire ainsi que ses propriétés (p. ex. densité et viscosité) en utilisant la diagraphie du diamètreur (en anglais, *caliper*). Le personnel en charge des opérations de cimentation utilise des pompes et des mélangeurs spécifiques pour remplacer les fluides de forages par le ciment.

Au terme des opérations, l'utilisation de diagraphies (diagraphies d'évaluation du ciment) permet de vérifier l'intégrité du travail de cimentation. Les diagraphies utilisées sont généralement de types acoustiques et peuvent fournir une imagerie à 360 degrés des parois d'un puits de forage (Schumberger, Oilfield Glossary).

2.4.2. Revue des conditions dans les autres juridictions et définitions

Les réglementations des juridictions étudiées présentent certaines constantes dans la manière d'aborder les opérations de cimentation. Par exemple, la *Directive 09 : Casing Cementing Minimum Requirements* de l'AER reprend les éléments réglementaires de la section 6 de la *Oil and Gas Conservation Regulation* de l'AER concernant les exigences en matière de ciment. Ces exigences donnent un encadrement pour la composition, la résistance et les niveaux de ciment en se basant sur les bonnes pratiques de l'API. Les normes les plus largement utilisées en matière de cimentation sont en effet celles proposés par l'API avec la série de pratiques RP10 ainsi que la

RP65 :

- API Spec 10A, *Specification for Cements and Materials for Well Cementing*
- API RP 10B-2, *Testing Well Cements*
- API RP 10B-3, *Testing of Deepwater Well Cement Formulations*
- API RP 10B-4, *Preparation and Testing of Foams and Cement Slurries at Atmospheric Pressure*
- API RP 10B-5, *Determination of Shrinkage and Expansion of Well Cement Formulations at Atmospheric Pressure*
- API RP 10B-6, *Determining the Static Gel Strength of Cement Formulations*
- API RP 10F, *Performance Testing of Cementing Float Equipment*
- API TR 10TR1, *Cement Sheath Evaluation*
- API TR 10TR2, *Shrinkage and Expansion in Oilwell Cements*
- API TR 10TR3, *Temperatures for API Cement Operating Thickening Time Tests*
- API TR 10TR4, *Considerations Regarding Selection of Centralizers for Primary Cementing Operations*
- API RP 65, *Cementing Shallow Water Flow Zones in Deep Water Wells*

Un autre thème abordé par l'ensemble des juridictions est le volume de ciment à considérer pour cimenter un forage. Pour déterminer ce volume avec précision l'Alberta, la Colombie-Britannique et le Nouveau-Brunswick recommandent de prévoir 20% de plus que le volume déterminé à l'aide de diagraphies diamétrales, alors que l'État de New York propose de prévoir seulement 10% supplémentaires. Dans d'autres cas la réglementation peut simplement imposer que le volume de ciment soit suffisant pour atteindre la surface.

La méthode dite de la pompe et du bouchon est recommandée en Alberta, ainsi que dans les états du Texas et de New York. Pour toutes les juridictions, si le retour du ciment n'est pas observé en surface ou si le ciment n'offre pas une résistance suffisante, un programme de cimentation corrective doit être mis en place et les opérations ne peuvent se poursuivre tant que le problème persiste.

En matière de conception, le coffrage de surface est toujours totalement cimenté sur toute sa longueur jusqu'à la surface. En ce qui concerne le coffrage intermédiaire ou de production, la hauteur cimentée est relative au niveau des formations aquifères et/ou à la profondeur du coffrage de surface. Par exemple, en Alberta, si le coffrage de surface est inférieur à une longueur de 180 m ou s'il ne s'étend pas plus que 25 m sous une formation aquifère, le coffrage intermédiaire doit être cimenté sur toute sa longueur. En Colombie-Britannique, la cimentation du coffrage intermédiaire doit chevaucher sur une longueur d'au moins 200 m celle du coffrage de surface. La réglementation de l'État de New York est moins précise et impose simplement que la hauteur de cimentation du coffrage de production soit suffisante pour prévenir tout écoulement de fluides vers l'extérieur du forage.

Une fois le puits cimenté, un temps d'attente généralement variable selon les juridictions est respecté afin que le ciment atteigne une résistance à la compression, là encore, plus ou moins variable. Au Nouveau-Brunswick et dans l'État de New York, la résistance à la pression doit être supérieure à 3500 kPa. Au Texas, les pressions pouvant être supportées par le ciment doivent atteindre 1700 kPa 24h après la fin de la cimentation.

Si un problème est constaté lors des opérations de cimentation (par exemple, pas de retour de ciment à la surface), une diagraphie (ou une combinaison de diagraphies) doit être réalisée afin de déterminer la position et l'état du ciment. Les diagraphies servent aussi à détecter, lors d'un suivi de contrôle, les trous, les perforations du métal et le pourcentage de pénétration des anomalies par le ciment. Dans la plupart des juridictions, une diagraphie d'adhérence du ciment doit obligatoirement être réalisée afin de valider l'adhérence du ciment au coffrage de production.

2.4.3. Avis

Par ce qu'ils présentent les pratiques les plus complètes pour la cimentation des forages, nous suggérons de suivre les pratiques RP n° 10 et n° 65 de l'API ainsi que la Directive 09 : *Casing Cementing Minimum Requirements* de l'AER.

2.5. Les fluides de forage

2.5.1. Définition

Dans le contexte de ce rapport, sont considérés comme fluides de forage, les boues de forage et les fluides utilisés pour la fracturation hydraulique.

Les boues de forage sont des composés liquides ou gazeux utilisés dans un puits de forage pour refroidir et lubrifier le trépan (Schlumberger, Oilfield Glossary). Ils peuvent aussi contenir des particules solides en suspension. Après avoir atteint le trépan, les fluides remontent généralement à la surface du puits permettant également de nettoyer le puits des débris de forage (Ibrahim, 2014). Il existe différents types de fluides de forage qui peuvent être classés selon leur composition principale : (1) à base d'eau (en anglais, *water-based*), (2) sans eau (en anglais, *non-water based*) et (3) gazeux (en anglais, *gaseous ou pneumatic*) (Schlumberger, Oilfield Glossary). À chaque composition de fluide est associée une fonction et une performance spécifiques (Figure 6).

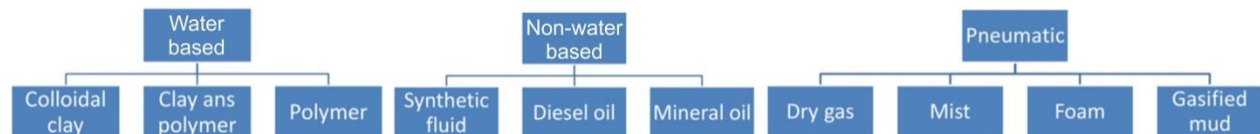


Figure 6 - Diagramme de classification des fluides de forage adapté de Schlumberger, Oilfield Glossary.

2.5.2. Revue des conditions dans les autres juridictions et définitions

Pour les boues de forage comme pour les fluides de fracturation, la majorité des juridictions interdisent d'utiliser autre chose qu'une composition à base d'eau douce dans la zone aquifère de surface.

C'est maintenant une pratique universelle d'exiger la divulgation de la composition chimique des

fluides de fracturation. En effet, avec la plateforme FracFocus, les opérateurs sont notamment amenés à identifier les produits chimiques qui sont injectés avec l'eau et leur concentration. Le volume d'eau injecté doit aussi être mesuré avant la fracturation, de même que le volume d'eau de reflux. Au Québec, le RPEP exige de fournir la composition du fluide de fracturation injecté et ce, pour chacun de ses composants, en donnant le nom du composant, sa fonction et sa concentration dans le fluide de fracturation. Dans certaines juridictions, comme la Colombie-Britannique et l'État de New York, on exige que le nom de commerce et la description chimique (n° CAS) soient identifiés. Le Nouveau-Brunswick demande qu'une évaluation des risques liés aux produits chimiques soit présentée. L'annexe 19 des Règles pour l'industrie du Nouveau-Brunswick (NB, 2013) précise les dispositions pour la communication de renseignements relatifs aux eaux de fracturation et à l'évaluation des risques. Cette province a aussi des exigences quant à l'inventaire et l'entreposage des produits chimiques au site de forage.

Dans son guide pratique n° 2, le CAPP donne une évaluation des risques associés aux additifs dans les fluides de fracturation. Mais le guide des bonnes pratiques le plus complet concernant les fluides de forages est donné par l'API via sa série RP13 :

- API Spec 13A, *Specification for Drilling Fluid Materials*
- API RP 13B-1, *Field Testing Water-based Drilling Fluids*
- API RP 13B-2, *Field Testing Oil-based Drilling Fluids*
- API RP 13C, *Drilling Fluid Processing Systems Evaluation*
- API RP-13D, *Rheology and Hydraulics of Oil-well Drilling Fluids*
- API RP 13I, *Laboratory Testing Drilling Fluids*
- API RP 13M, *Measurement of Viscous Properties of Completion Fluids*

Il existe des spécifications particulières concernant le suivi du volume et de la composition chimique des boues et fluides de forage. Ces exigences concernent plus particulièrement le contrôle de l'étanchéité des puits et sont traitées dans les sections 2.8 ou 2.6.

2.5.3. Avis

Parce qu'elles sont largement suivies par l'ensemble des juridictions en matière de fluides de forages, nous suggérons de suivre les bonnes pratiques proposées par l'API dans les pratiques RP n° 13.

2.6. Le système anti éruption et le contrôle de venue des fluides

2.6.1. Définition

Dans l'industrie pétrolière, les venues de fluides et les éruptions nécessitent le recours à un système de contrôle de la pression du puits (Figure 7).

La venue de fluide est l'entrée d'eau, de gaz ou de pétrole dans le puits provenant d'une formation géologique environnante lors du forage (NB, 2013). La venue survient lorsque la pression exercée par le poids du fluide de forage est moins importante que celle exercée par les fluides se trouvant dans la formation forée. Il est alors possible d'utiliser un système anti-éruption (en anglais, *blowout preventer*) pour contrôler la pression des fluides de la formation, le temps

d'augmenter la densité des boues de forage afin de reprendre le contrôle du puits. Pour le contrôle d'un puits, les boues de forage sont considérées comme des barrières passives, alors que les systèmes anti-éruption forment des barrières actives.

Une éruption désigne un débit incontrôlé de fluides depuis un réservoir (eau, pétrole ou gaz) vers un puits de forage, que ces fluides atteignent ou non la surface (NB, 2013).

Les blocs obturateurs de puits (BOP) (Figure 8), sont des valves de sécurité utilisées sur les appareils de forage de l'industrie pétrolière. Installés en surface, ils sont les derniers recours en cas d'éruption dans un puits.

Les BOP annulaires (Figure 9) sont des obturateurs de type diaphragme ou de type sphérique. Dans les deux cas, plus la pression remontante est importante, plus la fermeture est forte. Il est possible de remonter le train de tige pendant la fermeture effective, en régulant la pression qui sert à fermer les obturateurs annulaires. Ils peuvent faire de 1/2" à 21" 1/4 et ne sont pas prévus pour tenir de fortes pressions. Les BOP annulaires peuvent fermer totalement le puits, mais les constructeurs ne le recommandent pas. Afin de garantir la sécurité de l'installation, les systèmes BOP sont inspectés et testés à intervalles réguliers.

Les autres types de BOP sont :

- Les fermetures à mâchoires (en anglais, *pipe rams*) qui ne ferment que sur le diamètre de tube pour lequel elles sont prévus: elles sont constituées de deux mâchoires opposées préformées sur un diamètre donné;
- Les variables, qui comme leur nom l'indique ont une gamme de fermeture variable, en général de quelques pouces (par exemple 3" 1/2 à 5" 1/2);
- Les mâchoires à fermeture totale (en anglais, *blind rams*);
- Les *shear rams*, qui coupent ce qu'il y a dans le puits. Ils sont souvent à double effet, et sont alors appelés *blind/shear*, c'est-à-dire qu'ils coupent et ferment le puits (alors que des *shear rams* classiques coupent, sans être forcément étanches).

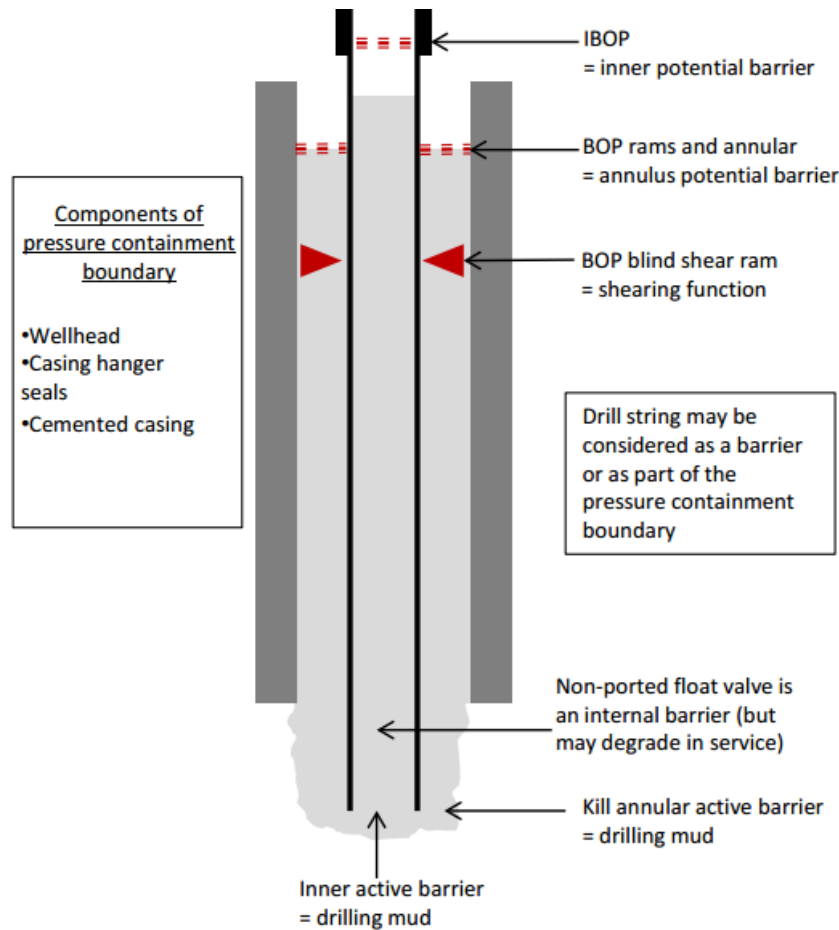
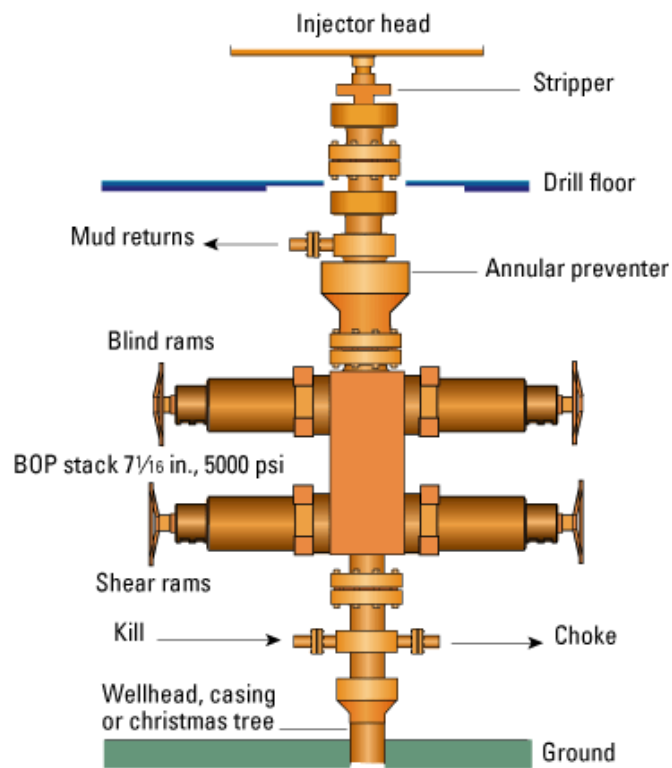


Figure 7 - Schéma des différents composants pouvant maintenir l'intégrité des pressions lors un forage (Oil & Gas UK, 2012).



Blowout preventer. This BOP configuration is typical for a well drilled with a hole size greater than 4-in. diameter.

Figure 8 - Diagramme d'un système BOP (Schlumberger, Oilfield Glossary).



Annular blowout preventer. This mud-drenched annular preventer is located near the top of the BOP stack (left). The red annular BOP (right) awaits installation.

Figure 9 - Photographie d'un BOP annulaire (Schlumberger, Oilfield Glossary).

2.6.2. Revue des conditions dans les autres juridictions et définitions

Que ce soit lors des activités de forage avec l'utilisation d'un BOP ou plus tard, avec la mise en place de la tête de puits, les réglementations des juridictions examinées recommandent une installation des équipements de façon sécuritaire ainsi que des contrôles réguliers. La directive 036 de l'AER : *Drilling Blowout Prevention Requirements and Procedures* fait référence en matière de conception et de surveillance des systèmes anti-éruption. D'autres juridictions comme la Colombie-Britannique et le Nouveau-Brunswick recommandent d'ailleurs de suivre des procédures de forage et d'entretien des puits semblables à celles énoncées dans la Directive 036 de l'AER. Cette directive contient également une section concernant les pratiques à respecter quant à l'utilisation des boues de forage. Que ce soit avec un système de surveillance mécanique ou électronique (variable selon le type de puits), le volume total des boues de forage doit continuellement être mesuré au niveau du réservoir de boues.

En matière de contrôle de l'équipement anti-éruption (comme les tests de pression), les normes de l'API (RP 53 : *Recommended Practices for Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells*) sont une référence pour les états du Texas et de New York. Ces normes fournissent des spécifications particulières en matière de BOP; *choke and kill lines*; *choke manifolds*; *control systems* (Figure 8).

2.6.3. Avis

Parce qu'elle fait référence pour bon nombre de juridictions en matière de système antiéruption, nous suggérons de suivre les pratiques de la Directive 036 : *Drilling Blowout Prevention Requirements and Procedures* de l'AER ainsi que les pratiques du RP 53 de l'API : *Recommended Practices for Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells*.

2.7. La tête de puits

2.7.1. Définition

La tête de puits (en anglais, *wellhead*) est la partie d'un puits visible à la surface du sol (Nouveau-Brunswick – Règles pour l'industrie, 2013). La tête est généralement composée d'une série de valves et de tuyaux (Figure 10) servant à contrôler la pression. La tête de puits peut aussi être équipée d'un « arbre de Noël » (en anglais, *christmas tree*), qui est un assemblage de valves permettant de contrôler la production ou l'injection.

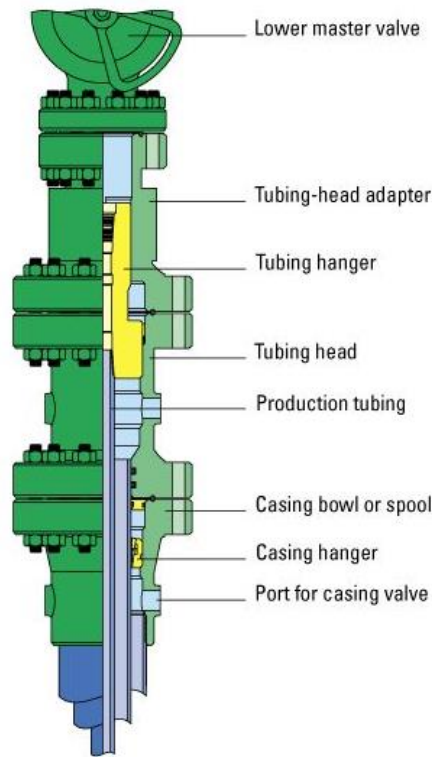


Figure 10 - Schéma des composants d'une tête de puits (Schumberger, Oilfield Glossary).

Pendant les opérations de forage, la pression est contrôlée par les boues de forage et le BOP. Une fois le puits complété, c'est le rôle de la tête de puits de contrôler la pression des fluides (pétrole ou de gaz naturel) sortant du puits. La tête de puits peut aussi être utilisée pour contrôler l'injection de gaz ou d'eau dans un puits qui n'est pas en production afin d'augmenter le taux de production des hydrocarbures dans d'autres puits voisins ou des installations prêtes à produire. Quand les puits ou les installations sont en état de produire ou de recevoir des hydrocarbures, les vannes de la tête de puits sont ouvertes et le passage des fluides est autorisé pour s'écouler le long de la tige de production.

2.7.2. Revue des conditions dans les autres juridictions et définitions

En matière de têtes de puits, la référence est les spécifications 6A : *Specification for the Wellhead and Christmas Tree Equipment* de l'API. Ce standard sert de guide aux juridictions en ce qui concerne la conception des têtes de puits, avec une description et des schémas très détaillés des différentes parties qui les composent. Chaque valve, tube ou connecteur est d'ailleurs soumis à sa propre norme API. Ce standard développe aussi des indications pour les tests de pression que doivent subir les têtes de puits avant et pendant leur mise en service. Une section du document fournit également un guide pour le choix du type de tête de puits selon la nature et la conception du puits (gaz, pétrole, haute teneur en H₂S, etc.).

Même si la majorité des juridictions se réfèrent aux standards de l'API, certaines choisissent de mettre l'emphasis sur des aspects différents. Ainsi, la Colombie-Britannique, le Nouveau-Brunswick et l'État du Texas soulignent que la tête de puits doit être capable d'opérer à des pressions supérieures ou égales à celles pouvant être rencontrées dans les différentes formations du forage, et ce pendant les phases d'exploration, de test et de production du puits. L'État de New York exige particulièrement que toutes les parties assemblées de la tête de puits soient soumises à un test de pression avant d'être montées sur le puits. La Colombie-Britannique et la Grande-Bretagne recommandent qu'un accès, pour effectuer des prélèvements ou pour faire de la surveillance, soit garanti au niveau de la tête de puits. L'Alberta et la Grande-Bretagne exigent que l'installation de la tête de puits soit faite de manière à ce que le puits puisse être visible en tout temps, quel que soit la saison. De plus, la tête de puits étant la partie visible d'un forage, elle doit être porteuse de son numéro d'identification. Certaines juridictions spécifient des distances séparatrices minimum entre la tête de puits et des éléments du site de forage : par exemple, l'Alberta interdit le positionnement d'un réservoir de pétrole à moins de 50 m de la tête de puits; et le Nouveau-Brunswick proscrit le positionnement d'une tête de puits à moins de 100 m d'un cours d'eau.

2.7.3. Avis

En ce qui concerne la tête de puits, nous suggérons de suivre les spécifications 6A : *Specification for the Wellhead and Christmas Tree Equipment* de l'API qui est le standard le plus suivi.

2.8. Les essais de pression et d'étanchéité

2.8.1. Définition

Un essai de pression de puits est un essai servant à établir la résistance d'une formation géologique à la pression et à établir la pression maximale permise pouvant être employée pendant le forage pour éviter que le liquide de forage ne s'infiltre dans les formations environnantes.

2.8.2. Revue des conditions dans les autres juridictions

En ce qui concerne l'étanchéité du ciment et des coffrages, la prise de diagraphies est généralement une méthode pour vérifier l'intégrité d'un forage. Ce travail est effectué lors des opérations de cimentation du puits (voir section 2.4 La conception et la construction des puits (cimentation des coffrages et évaluation de l'ouvrage)).

Si la cimentation semble réussie, des essais de pression peuvent alors être réalisés. En Grande-Bretagne, après l'installation du dispositif anti-éruption, mais avant le forage du ciment se trouvant au niveau du sabot du coffrage, ce dernier doit être mis à l'essai sous pression afin de confirmer l'intégrité du coffrage et des connections. La pression d'essai doit être supérieure à la pression potentielle maximale à laquelle le coffrage pourra être soumis (calculée à l'étape de conception du puits et inscrite au programme). En Alberta, chaque partie du coffrage est ainsi soumise à des essais de pression différents. Par exemple, le coffrage de surface doit pouvoir

supporter une pression 2,5 fois supérieure à celle de la profondeur totale du puits et si un coffrage intermédiaire est fixé, la pression minimale devant être mise à l'essai à la surface correspond à 67 % de la pression de fond à la profondeur fixée du coffrage. Si la pression de fond est inconnue ou si elle est difficile à établir, une échelle de 11 kPa/m peut être utilisée pour calculer une pression de fond théorique (Directive 036 : *Drilling Blowout Prevention Requirements and Procedures*). En Alberta, les directives de l'AER suivantes répertorient différents tests et procédures en fonction de la nature du forage et du contexte géologique :

- Directive 017: *Measurement Requirements for Oil and Gas Operations*
- Directive 005: *Calculating Subsurface Pressure via Fluid-Level Recorders*
- Directive 034: *Gas Well Testing, Theory and Practice*
- Directive 040: *Pressure and Deliverability Testing Oil and Gas Wells*

Dans la plupart des juridictions, la durée d'un essai de pression est de 30 min : le puits est alors mis sous pression graduellement et la pression annulaire est alors surveillée. Pour être concluant, au Nouveau-Brunswick, dans les états de New York et du Texas, la pression enregistrée ne doit pas baisser de plus de 10% lors de l'essai. La Colombie-Britannique et l'État de New York soulignent qu'il est nécessaire d'effectuer régulièrement des contrôles des équipements de mise en pression et également de bien documenter les essais.

2.8.3. Avis

En ce qui concerne les essais de pressions nous suggérons de suivre les directives proposées par l'Alberta à ce sujet qui sont une référence pour la plupart des juridictions.

2.9. Les essais aux tiges

2.9.1. Définition

Les essais aux tiges (en anglais, *Drill Stem Tests* ou DST) visent à mesurer la pression, la perméabilité, et à déterminer le potentiel de production d'une formation géologique à l'intérieur du puits. Ils sont effectués lors de la réalisation du forage. Lors d'un essai aux tiges, des obturateurs mécaniques (en anglais, *packers*) sont installés pour permettre l'échantillonnage d'une zone ciblée (Figure 11).

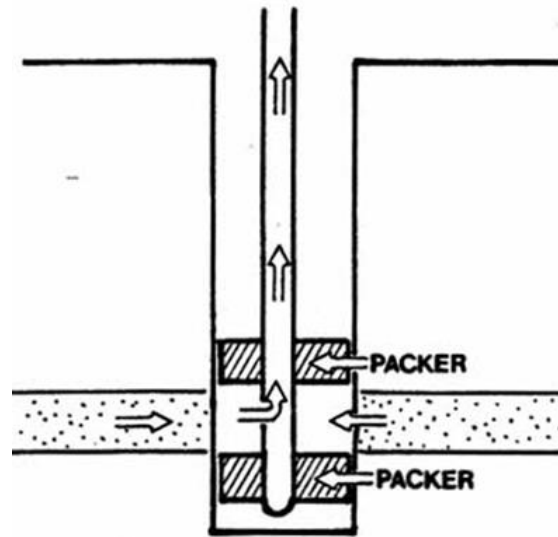


Figure 11 - Schéma simplifié d'un essai aux tiges (<http://www.rigzone.com/>).

Les échantillons peuvent être acheminés, via la tige de production, à la surface ou directement dans la chambre d'échantillonnage du puits. Les hydrocarbures produits peuvent être brûlés à la sortie ou stockés dans des réservoirs à la surface (en anglais, *holding tank*). Parallèlement à la prise d'échantillons, la pression initiale d'écoulement et la température des fluides sont enregistrées (Harvest Chemical, 2013).

En fonction des résultats des essais, on détermine si le puits peut être complété par l'installation du coffrage de production ou s'il doit être abandonné, faute de potentiel.

2.9.2. Revue des conditions dans les autres juridictions et définitions

En Alberta, la Directive 040: *Pressure and Deliverability Testing Oil and Gas Wells* précise qu'il n'y a pas de réglementation pour l'encadrement des DSTs, mais seulement pour la soumission de l'information. En effet, tous les DSTs réalisés devront être soumis à l'*Energy Resources Conservation Board* (ERCB) sous format électronique dans les trente jours après la date de fin de forage.

En Alberta, comme en Colombie-Britannique, les gaz produits lors d'un DST doivent être ventilés en respectant la Directive 60: *Upstream Petroleum Industry Flaring Guide* de l'AER. Comme l'indique la Directive 036: *Drilling Blowout Prevention Requirements and Procedures* de l'AER, d'autres exigences sont requises lors d'un DST, comme :

- Un système de circulation inversée doit être installé dans le train de tige,
- Une valve de contrôle doit être installée au niveau de la tête d'échantillonnage,
- Une tige uniquement utilisée pour les DST doit être utilisée et la fin de la tige doit se situer à 50 m du puits,
- La tige de DST doit avoir un diamètre minimum de 50,8 mm,

- Selon la classe de puits, la tige de DST doit pouvoir supporter des pressions égales ou supérieures à 7 et 14 MPa (respectivement pour les puits de classe II ou III-VI),
- Les tiges pour les DSTs doivent être sécurisées sur des intervalles de 10 m,
- Le collecteur du DST doit avoir la même pression minimale que celle requise pour le BOP,
- Le collecteur du DST doit être sécurisé et ses mouvements doivent être limités,
- Si des liquides sont produits au moment de la réalisation d'un DST, ces liquides doivent être séparés,
- Les liquides produits lors d'un DST ne doivent pas aller directement dans une fosse en terre,
- La gestion des fluides résiduels (en anglais, *waste fluids*) doit être réalisée en accord avec la Directive 58: *Oilfield Waste Management Requirements for the Upstream Petroleum Industry* de l'AER.

Les pratiques *RP5A3: Thread Compounds for Casing, Tubing, Line Pipe, and Drill Stem Elements* de l'API fournissent également une évaluation des matériaux composites utilisés pour les DSTs.

2.9.3. Avis

En ce qui concerne les essais aux tiges, nous suggérons de suivre les pratiques de l'AER et particulièrement, les directives *040 : Pressure and Deliverability Testing Oil and Gas Wells* et *036 : Drilling Blowout Prevention Requirements and Procedures*.

2.10. Les essais d'extraction et de production

2.10.1. Définition

Pour effectuer un essai de production, divers équipements doivent être installés sur le site. Pour l'essentiel, il s'agit d'un séparateur, de réservoirs pour emmagasiner les liquides, et d'une torchère pour brûler les gaz (en anglais, *flaring*). 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 vers le puits. Ces données serviront ensuite dans l'évaluation de la capacité de production du puits. Pendant l'essai de production, le pétrole sera acheminé dans les réservoirs d'entreposage installés près du puits avant d'être transporté à la raffinerie. Le gaz produit sera, pour sa part, utilisé afin d'assurer le fonctionnement des équipements de production et l'excédent sera brûlé.

Au Québec, une distinction est faite dans la réglementation entre les essais d'extraction et les essais de production. Ainsi, dans la réglementation québécoise, on parle d'essai d'extraction lorsque cette activité est menée sur un puits en phase exploratoire, c'est-à-dire lorsque le puits est foré en vertu d'un permis de recherche. Par ailleurs, on parle d'essais de production lorsque cette

activité est menée sur un puits de développement ou de production, c'est-à-dire lorsque le puits est foré en vertu d'un bail d'exploitation de pétrole et de gaz naturel. L'objectif poursuivi par ces deux types d'essais est toutefois le même.

2.10.2. Revue des conditions dans les autres juridictions et définitions

Certains principes fondamentaux reliés à la gestion de la ressource en hydrocarbures peuvent être définis sur la base des pratiques d'autres juridictions. Le document du World Bank Group intitulé *Regulations of Associated Gas Flaring and Venting : A Global Overview and Lessons from International Experience*, donne un aperçu des pratiques dans plusieurs pays concernant la ventilation (en anglais, *venting*) et le brûlage par torchères (en anglais, *flaring*) du gaz naturel pendant les opérations d'exploration et d'exploitation du gaz et du pétrole. Ce rapport traite principalement du gaz qui est produit lors de l'extraction du pétrole, mais aussi du gaz qui est émis lors des tests de production. Lorsqu'il n'y a pas de marché immédiat pour vendre le gaz, l'exploitant essaie généralement d'utiliser le gaz comme source d'énergie directement sur le lieu de production, ou encore de le réinjecter dans les puits pour favoriser la récupération assistée de pétrole (en anglais, *enhanced oil recovery*). Dans plusieurs pays (p. ex. Algérie, Égypte, Lybie), lorsque le gaz n'est pas vendable et que sa production excède la capacité nécessaire pour certaines opérations, le gaz peut être brûlé ou ventilé. Des permis doivent être tout de même obtenus et un plan doit être déposé et suivi. Des pénalités peuvent s'appliquer si le plan n'est pas suivi. Plusieurs pays (p. ex. Oman, Qatar, Argentine) exigent un suivi des volumes et de la qualité des gaz qui sont ventilés ou brûlés. L'Angola n'exige pas de permis si la ventilation et le brûlage sont utilisés pour des tests de production. Le Mexique n'exige pas de permis pour les gaz associés à la production du pétrole; il n'y a donc pas de limite de volume ni de pénalité.

D'autres pays interdisent la ventilation ou le brûlage du gaz. La Norvège interdit ces pratiques depuis 1970 dans le but d'éviter la perte de la ressource. En 1991, la Norvège a renforcé sa réglementation pour éviter la pollution et l'émission de gaz à effet de serre (GES) en imposant une taxe sur les émissions de CO₂. C'est ainsi que la société d'État Statoil a développé le projet de stockage du CO₂ dans le champ de Sleipner dans la Mer du Nord. Même si la ventilation et le brûlage sont interdits, des permissions restreintes sont données lorsque la sécurité des opérations est en jeu. Le Royaume-Uni applique des politiques semblables pour maximiser la ressource et réduire l'émission de GES.

Le Brésil est un des rares pays qui exige une taxe pour la ventilation et le brûlage du gaz naturel à moins que ces opérations ne soient nécessaires pour des raisons de sécurité, des urgences, ou des tests de production. Dans ce dernier cas, la ventilation ou le brûlage peuvent se faire en continu ou non pour une période maximale de 72 heures. Aux États-Unis, les émissions de méthane, incluant celles associées à la ventilation et au brûlage du gaz par l'industrie du gaz et du pétrole, ne sont pas réglementées comme des polluants. L'EPA ne demande donc pas de rapporter ces émissions. Par contre, les émissions des composés organiques volatils et autres polluants comme le benzène, le toluène, le xylène, et le H₂S doivent être rapportés à l'EPA. Des permis sont accordés pour la ventilation et le brûlage lors des tests de production et des opérations de nettoyage ou d'entretien pour des périodes de 48 heures consécutives et n'allant pas au-delà de 144 heures pour une même année. Il n'y a pas de taxes pour les émissions de gaz naturel associées aux tests de production dans la majorité des pays producteurs de pétrole.

L'Alberta est l'une des rares juridictions à avoir imposé des cibles strictes et des volumes annuels d'émissions de gaz naturel dus à la ventilation et au brûlage (World Bank Group, 2004). Nous croyons que la réglementation en Alberta, qui a évolué depuis 2004, s'apparente à ce que l'on pourrait qualifier des bonnes pratiques.

La Directive 060 de l'AER et le guide du BCOGC (version 4.3) sur la réduction des opérations de brûlage par torchère et la ventilation des gaz associés à l'industrie du gaz et du pétrole suivent la même philosophie et sont très semblables.

L'optimisation de la production est le principe fondamental appliqué dans ces réglementations. La production d'hydrocarbures d'un réservoir doit être faite de façon à en assurer la plus grande récupération possible. Le respect de ce principe assure les plus grandes redevances possibles à l'État puisque ces redevances sont fonction des volumes produits. En Alberta, suite à l'implantation d'une réglementation, le brûlage du gaz à la torchère a diminué de 60% entre 1996 et 2012. Le but de l'AER est de continuer à réduire le volume du gaz brûlé, ventilé ou encore incinéré. La Colombie-Britannique s'est même donnée comme objectif d'éliminer le brûlage de routine à la torchère à tous les puits de gaz et pétrole, et aux installations de production pour l'année 2016. À Terre-Neuve, aucune production d'hydrocarbure ne peut être faite sans récupération à moins d'avoir une autorisation préalable pour 1) des cas d'essais de production de longue durée visant à évaluer la capacité de production du puits et les conditions du réservoir; ou 2) des raisons de sécurité. C'est la même pratique en Alberta comme en Colombie-Britannique. Le but est de conserver la ressource pour l'utiliser ou la vendre. L'utilisation de gaz peut se faire aux installations de production pour produire de l'énergie ou encore pour injecter le gaz dans le réservoir afin de maintenir la pression ou faire de la récupération assistée de pétrole. L'utilisation est analysée en fonction de la valeur économique de la ressource.

L'Alberta et la Colombie-Britannique ont adopté les mêmes objectifs pour gérer la ventilation, le brûlage et l'incinération des gaz. Les opérateurs doivent se poser ces questions dans l'ordre suivant :

- 1) Est-ce que le brûlage, l'incinération et la ventilation peuvent être éliminés ?
- 2) Est-ce que le brûlage, l'incinération et la ventilation peuvent être réduits ?
- 3) Le brûlage, l'incinération et la ventilation vont-ils rencontrer des performances standard ?

Il faut donc penser d'abord à éliminer, puis à réduire, et enfin, si nécessaire, améliorer les processus des systèmes de brûlage, d'incinération et de ventilation. Les décisions doivent prendre en considération les inquiétudes du public, les impacts sur la santé, les alternatives économiques, et les impacts ou bénéfices environnementaux de la solution choisie.

La ventilation des gaz n'est pas considérée comme une solution au brûlage par torchère ou à l'incinération. Si le volume de gaz est suffisant pour maintenir une combustion stable, il doit être brûlé ou conservé. Si la ventilation est la seule alternative, elle doit rencontrer des conditions spécifiques. Si le brûlage par torchère est nécessaire et qu'il nuit à la population, il faut considérer l'incinération des gaz comme option. Toutefois, la combustion dans un incinérateur n'est pas une solution alternative à la conservation qui est la première option. En Colombie-Britannique, le brûlage par torchère ne sera pas permis après les tests de production qui ont servi à évaluer économiquement la ressource. D'ici 2016, les opérateurs doivent éliminer ou réduire la pratique, ou atteindre certains objectifs s'ils doivent s'en servir. Après 2016, les exceptions à la

règle seront analysées par les autorités.

La durée des opérations de brûlage des gaz est limitée actuellement en Colombie-Britannique. Par exemple, cette durée est de 72 heures pour les puits de pétrole et de gaz naturel et 120 heures pour les puits de gaz de shale en développement. On ne peut pas non plus faire plus de deux tests par mois. Les quantités de gaz sont également limitées. Pour l'entretien d'un puits, on ne peut émettre plus de 50000 m³ par an.

En général, le producteur paie des redevances pour tout le gaz rendu disponible sur le marché à un puits, même si le gaz est un produit secondaire de la production d'un puits de pétrole. Si le gaz peut être conservé au lieu d'être ventilé ou brûlé, des redevances seront exigées en Alberta. Dans certains cas, des redevances peuvent être exigées sur toute production d'hydrocarbures par un puits, y compris sur les hydrocarbures ventilés ou brûlés lors d'essais de production.

2.10.3. Avis

Le document de l'AER Directive 060: *Upstream Petroleum Industry Flaring, Incinerating, and Venting* correspond aux bonnes pratiques dans l'industrie, et le Québec devrait s'en inspirer.

2.11. Les essais d'injectivité

2.11.1. Définition

Pour les puits de pétrole et de gaz, les essais d'injectivité correspondent aux essais de pompage que l'on peut réaliser en hydrogéologie (avec l'étude du rabattement). Plus particulièrement, un essai d'injectivité est une procédure permettant d'établir le débit et la pression auxquels les fluides peuvent être injectés sans fracturer la formation. Un type d'essai d'injectivité bien connu est le *pressure falloff test* (PFO) pendant lequel l'injection est arrêtée provoquant une chute de pression mesurable dans le temps. La plupart du temps, le PFO est réalisé en injectant de l'eau. Pour une majorité de réservoirs, la pression de la formation est suffisamment élevée pour maintenir en place toute la colonne de fluide ce qui permet de mesurer la pression à la surface. La pression en fond de puits peut alors être calculée en ajoutant le poids de la colonne de fluide à la pression de surface. Dans le cas d'une injection de gaz, le fonctionnement du test est similaire. Théoriquement, l'augmentation de la pression des fluides lors de l'injection pourrait aussi être mesurée mais ce type d'approche est rarement utilisé. Les résultats des PFO sont généralement de bonne qualité dans la mesure où les formations testées sont également remplies d'eau. Il peut arriver que les puits d'injection soient fracturés durant les tests d'injectivité, ce qui entraîne une chute de pression (en anglais, *negative skin effect*).

Un autre type d'essai d'injectivité est le *Diagnostic Fracture Injection Test* (DFIT : voir aussi plus bas 2.14) ou encore le *Fluid Efficiency Test* (FET). Ces deux types d'essais d'injectivité servent normalement à établir les paramètres de fracturation à utiliser pour optimiser la récupération des hydrocarbures dans un contexte de réservoir ayant une faible perméabilité.

2.11.2. Revue des conditions dans les autres juridictions et définitions

Dans toutes les juridictions, les pressions et les débits d'injection lors d'un essai doivent être enregistrés. L'enregistrement des pressions en fonction du débit permet de réaliser un graphique grâce auquel il est possible d'estimer la pression de fracturation de la formation (Figure 12).

Example 1

The well was shut-in and a stabilized shut-in pressure of 2000 kPa (gauge) was recorded. Six rate-steps of equal time increment were then conducted. The formation fracture pressure is estimated at 8000 kPa at surface. In accordance with section 8.1, the maximum wellhead injection pressure would be set at 7200 kPa, or 90 per cent of the estimated fracture pressure.

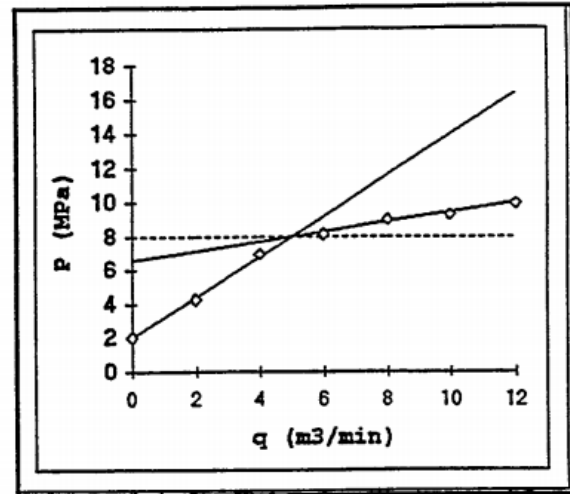


Figure 12 - Figure indiquant comment déterminer la pression maximale d'injection à la tête de puits à partir d'un test d'injection par pallier; extrait de la Directive 051 de l'AER.

La pression d'injection est notablement différente de la pression en fond de puits en raison de la variation de la densité des fluides et des pertes par friction le long du coffrage. La Directive 051 : *Injection and Disposal Wells – Well Classifications, Completions, Logging, and Testing Requirements* de l'Alberta fournit les procédures à respecter pour le déroulement d'un test d'injection par pallier (*step-rate injectivity test*). La pression maximale qui peut être exercée au niveau de la tête de puits doit être limitée à 90 % de la pression de fracture ou à celle de la pression d'intégrité du ciment.

2.11.3. Avis

Pour les essais d'injectivité, nous suggérons de suivre la Directive 051 : *Injection and Disposal Wells – Well Classifications, Completions, Logging, and Testing Requirements* de l'Alberta et particulièrement son Annexe 3 qui détaille, étape par étape, le déroulement d'un test d'injectivité.

2.12. Le contrôle de la déviation des puits

2.12.1. Définition

En traversant une plus grande longueur de formation, les puits déviés ou horizontaux offrent un plus grand potentiel de production que les puits verticaux. La trajectoire d'un puits dévié peut être définie par son inclinaison, sa profondeur et son azimuth. L'inclinaison d'un puits est donnée par l'angle (en degré) entre la verticale et la tangente à l'axe du forage à cette profondeur (Figure 13). Selon la convention d'usage, un angle de 0° correspond à un puits vertical et un angle de 90° correspond à un puits horizontal (IHS Engineering360, 2005). Généralement, on parle de puits dévié lorsque l'angle formé par le puits et la verticale excède 80° (Schlumberger, Oilfield Glossary). Après avoir atteint un angle de 90° , certains puits peuvent être forés vers le haut, et la notation de l'angle est alors continuée.

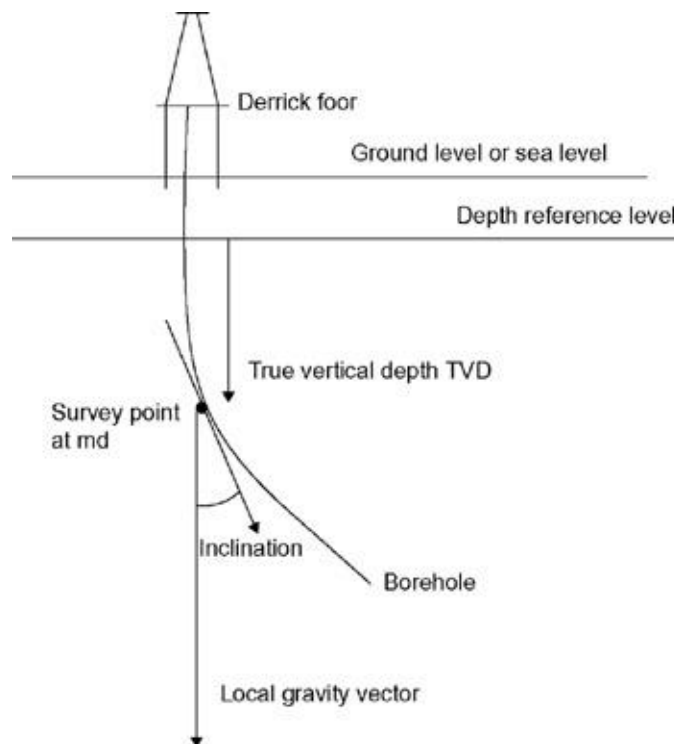


Figure 13 - Schéma d'un puits dévié (IHS Engineering360, 2005).

Pour effectuer la déviation d'un puits vertical, des sifflets déviateurs (en anglais, *whipstock*) sont utilisés (Figure 14). Le trépan est alors dévié selon l'angle choisi. Un système d'instrumentation est utilisé pour mesurer le positionnement du puits en trois dimensions et transmettre les informations à la surface. Le foreur peut aussi exploiter certains paramètres comme le poids de la tête de forage et sa vitesse de rotation pour dévier le puits de son axe existant.

Au cours de la réalisation d'un forage dévié, des instruments de mesure (en anglais, *Measurements While Drilling tools*) peuvent enregistrer en temps réel la trajectoire du puits. Les

instruments utilisés sont des accéléromètres et des magnétomètres qui mesurent l'inclinaison et l'azimut du forage. Avec une série de mesures à des intervalles appropriés (de 30 à 500 pieds), la trajectoire du forage peut alors être retracée (oilfielddirectory.com).

Il est à noter que parfois, la déviation du forage est involontaire et est causée par le pendage des couches géologiques et l'orientation des structures. Dans ce cas, les mesures de la déviation du puits permet de s'en rendre compte et il ensuite possible, à l'aide des sifflets déviateurs, de redresser la trajectoire du forage vers celle prévue par le programme de forage.

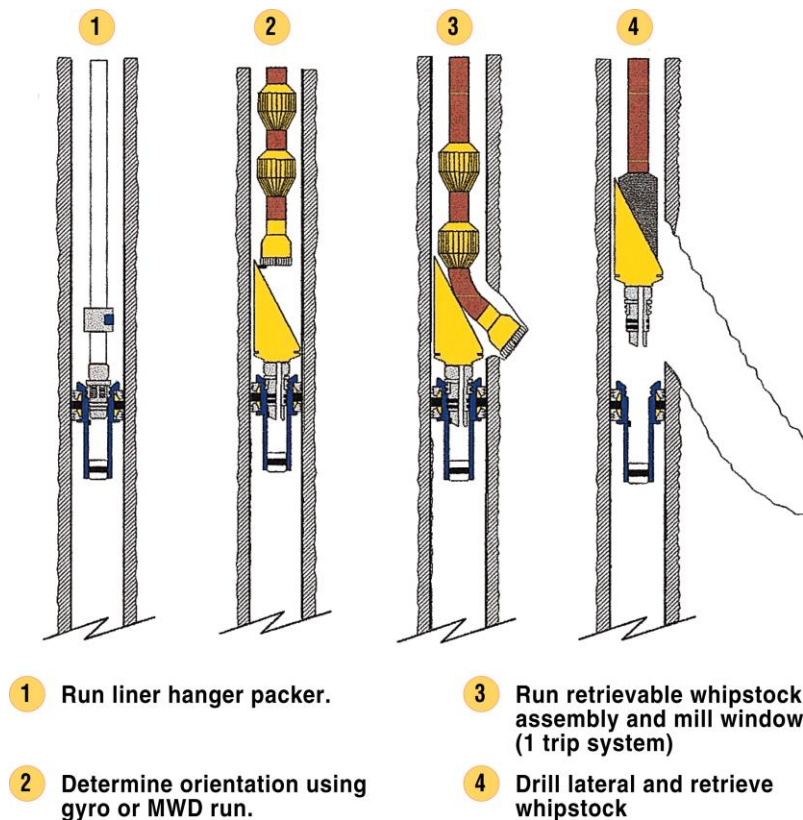


Figure 14 - Schéma d'utilisation d'un sifflet déviateur (Smartoiltool.net).

2.12.2. Revue des conditions dans les autres juridictions et définitions

De manière générale tout forage vertical doit être le plus vertical possible. Dans l'État de New York, la déviation des puits verticaux ne doit pas varier au-delà des limites du raisonnable. Si pour quelques raisons que ce soit, le département responsable juge que le puits présente une déviation excessive, il peut exiger du propriétaire de réaliser un contrôle de la déviation du puits par une compagnie indépendante. Si le puits est destiné à être dévié intentionnellement, un permis de forage approprié doit être rempli par le propriétaire. Dans l'État du Texas, des contrôles peuvent aussi être exigés pour s'assurer de la verticalité d'un forage. Toutefois, ces contrôles ne s'appliquent pas si la longueur totale forée est inférieure à 600 m.

Dans l'État du Texas, la déviation des forages doit être contrôlée si elle est intentionnelle et des contrôles doivent être réalisés tous les 60 m environ. En Colombie-Britannique, selon l'article 33 du *Drilling and Production Regulation*, le détenteur d'un permis doit s'assurer que la surveillance de la déviation du forage est réalisée au cours des activités à des intervalles de profondeur n'excédant pas 150 m. Selon l'article 6.030 du *Oil and Gas Conservation Rules*, les intervalles sont les mêmes en Alberta. Les rapports de surveillance doivent ensuite être envoyés au Régulateur.

Avec son guide des bonnes pratiques (IRP 3: *In situ heavy oil operations*, 2012) l'Enform sensibilise à la nécessité de planifier toutes les étapes de la vie d'un forage dévié en relation avec la proximité de forages présents ou futurs. Cette planification doit tenir compte de l'incertitude dans la trajectoire du forage et dans son enregistrement.

2.12.3. Avis

En raison du nombre important de puits déviés dans ces juridictions, pour les activités de contrôle de la déviation des puits, nous suggérons de suivre la réglementation de l'Alberta ou de la Colombie-Britannique. Outre les aspects techniques, ces juridictions présentent un encadrement concernant les permis pour les forages déviés.

2.13. Les perforations (prévention et contrôle)

2.13.1. Définition

Après la cimentation des coffrages, des perforations peuvent être réalisées à travers ceux-ci et le ciment afin d'établir une communication entre le puits et les formations rocheuses au niveau des zones productrices identifiées lors des essais aux tiges (Figure 15). Selon les caractéristiques du milieu, les perforations peuvent être réalisées en utilisant des charges explosives ou des projectiles (Figure 16).

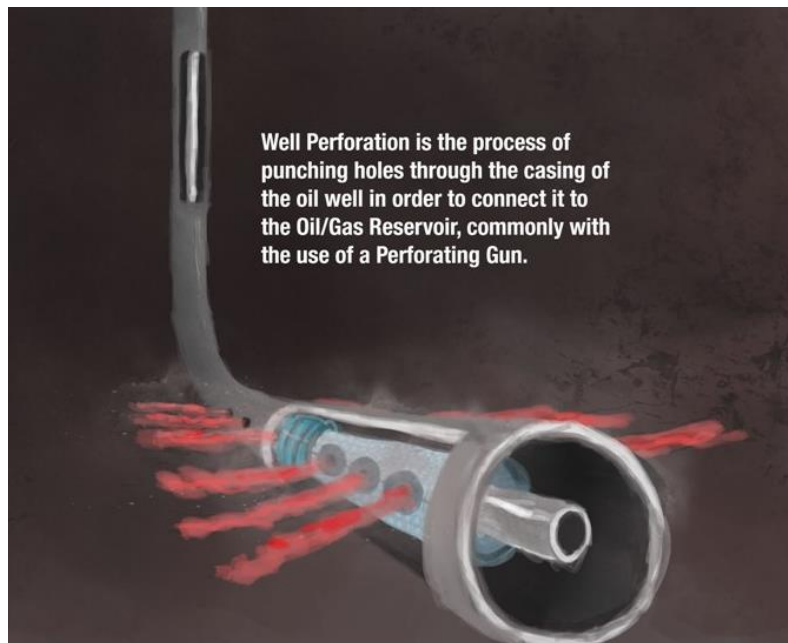


Figure 15 - Illustration d'une perforation dans un puits horizontal (DrillingInfo, 2014).

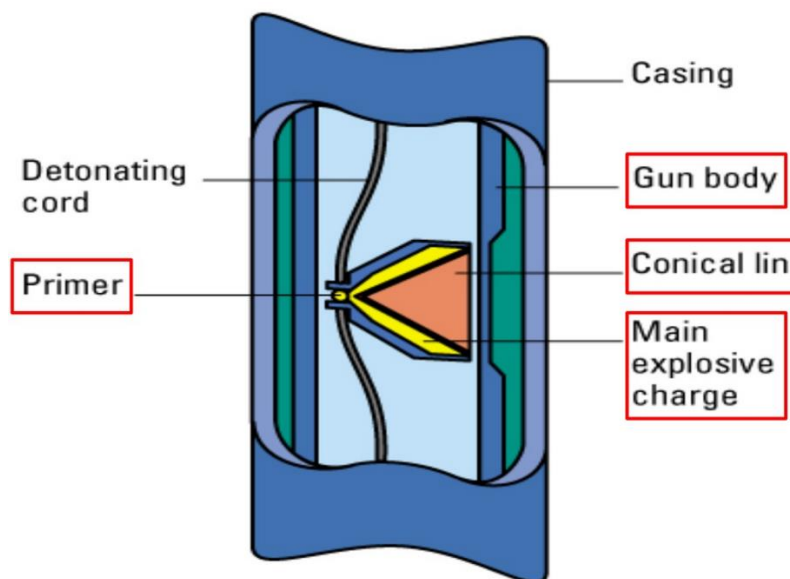


Figure 16 - Schéma d'un système de perforation avec charge explosive. Le cordon détonateur met à feu l'amorce qui fait détonner la charge principale. Le revêtement s'effondre alors pour former un jet de particules métalliques fluidisées qui sont propulsées à grande vitesse dans la formation à travers le coffrage et le ciment (Schlumberger, Oilfield Glossary).

Après la perforation, le puits est nettoyé et un coffrage de production est installé pour permettre la remontée des hydrocarbures. Le puits est alors complété et il est possible de procéder à un essai de production.

L'utilisation d'explosifs est une des techniques de perforation d'un puits. Il existe d'autres méthodes comme l'utilisation de jets perforants (perforation par des charges propulsives, en anglais, *perforating gunshot*). Les explosifs sont généralement composés d'azote et d'oxygène. Le choix d'un explosif est principalement fonction de la profondeur du puits et de la température de la zone ciblée (Figure 17). Par exemple, le RDX ou Cyclotriméthylène trinitramine est principalement utilisé pour des températures inférieures à 150°C, alors que pour des profondeurs et des températures plus extrêmes les HMX, PS, HNS ou PYX sont plus adaptés (Petroleum Production Engineering – Perforation, 2011).

| Explosive | Chemical Formula | Density (g/cc) | Detonation Velocity (ft/sec) | Detonation Pressure (psi) |
|--|-------------------------|----------------|------------------------------|---------------------------|
| RDX Cyclotrimethylene trinitramine | $C_3H_6N_6O_6$ | 1.80 | 28,700 | 5,000,000 |
| HMX Cyclotrimethylene tetranitramine | $C_4H_8N_8O_8$ | 1.90 | 30,000 | 5,700,000 |
| HNS Hexanitrostilbene | $C_{14}H_6N_6O_{12}$ | 1.74 | 24,300 | 3,500,000 |
| PYX Bis(picrylamino)-3,5-dinitropyridine | $C_{17}H_7N_{11}O_{16}$ | 1.77 | 24,900 | 3,700,000 |

Figure 17 - Différents types d'explosifs utilisés pour la perforation d'un puits (Petroleum Production Engineering – Perforation, 2011).

2.13.2. Revue des conditions dans les autres juridictions et définitions

En Colombie-Britannique et en Alberta, les explosifs doivent être entreposés dans des emplacements construits de manière sécuritaire et situés à une distance minimale de 150 m du puits.

Les pratiques de l'API RP 19B : *Evaluation of Well Perforators* fournissent les méthodes pour l'évaluation des systèmes de perforation selon des conditions d'utilisation différentes (températures et pressions variables).

Les pratiques de l'API RP 90-2: *Annular Casing Pressure Management for Onshore Wells* fait

référence à l'utilisation des explosifs à l'intérieur d'un forage de pétrole ou de gaz. Des recommandations sont également émises quant au transport des explosifs, à leur manutention sur le site, à la sélection des types de perforateurs (en anglais, *fire perforating guns* ou *bullet perforating guns*). Des recommandations sont également faites pour les types d'équipements utilisés en surface et en fond de puits. De plus, l'API recommande aussi que le personnel participant à la manipulation des explosifs sur le site possède les qualifications nécessaires et soit correctement entraîné.

2.13.3. Avis

Pour une utilisation sécuritaire des explosifs dans un puits, nous suggérons de suivre les bonnes pratiques de l'API et de conserver des distances de sécurité pour leur entreposage sur le site.

2.14. Les stimulations par fracturation

2.14.1. Définition

La stimulation est le terme général pour désigner les procédés utilisés pour augmenter la perméabilité des roches entourant des puits. Ces puits peuvent servir à plusieurs fins : extraire des hydrocarbures (gaz et pétrole), injecter des fluides pour la récupération assistée d'hydrocarbures, injecter des fluides associés à la production d'hydrocarbures, injecter du CO₂ pour en faire le stockage géologique, ou encore extraire 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. La stimulation d'un puits d'hydrocarbures peut se faire par des procédés chimiques, thermiques et physiques. 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, ou encore du CO₂. 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 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. Ces sections horizontales peuvent s'étendre sur plusieurs centaines de mètres, voire 1 à 2 km. Il faut 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. Chaque étape de fracturation peut nécessiter de 1 000 à 2 000 m³ d'eau. Au Québec, l'industrie a utilisé en moyenne 1 457 m³ d'eau par fracturation (données tirées des rapports de forage disponibles dans SIGPEG). Si une dizaine d'étapes de fracturation sont nécessaires dans un puits horizontal, ce sont donc près de 15 000 m³ d'eau qui seront utilisés, alors que la stimulation d'une zone de

production dans un puits vertical ne nécessiterait que 1 500 m³ d'eau. 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*).

La stimulation d'un puits est utilisée généralement dans la phase d'exploration des réservoirs conventionnels pour différents tests, dont ceux de production. Les volumes de fluides alors nécessaires peuvent varier beaucoup, mais n'atteignent pas les 1 000 m³. Le rayon d'influence de la fracturation induite par ces stimulations pendant la phase d'exploration est restreint autour du puits et varie de quelques millimètres pour les tests de pression des fuites, ou quelques centimètres pour le nettoyage du puits, à quelques mètres pour les essais géomécaniques. Les pressions utilisées n'atteindront pas non plus les mêmes valeurs que celles nécessaires pour la fracturation hydraulique à haut volume.

D'autres opérations ou essais dans un puits utilisent la fracturation hydraulique (voir plus haut : Les essais d'extraction et de production; 2.10), Les essais d'injectivité; 2.11). Les volumes de fluides alors nécessaires peuvent varier beaucoup, mais n'atteignent pas les 1 000 m³. Dans ces derniers cas, on parle de fracturation hydraulique à faible volume. Les essais de fracturation (mini-frac, aussi appelé en anglais, *diagnostic fracture injection test*; DFIT) sont utilisés dans les réservoirs étanches (non-conventionnels). Le volume d'eau, sans agent de soutènement, peut se situer autour de 10 m³. Le rayon d'influence de la fracturation induite par ces stimulations par fracturation hydraulique est restreint autour du puits et varie de quelques millimètres pour les tests d'intégrité (en anglais *formation integrity test*, FIT; ou *leak off test*, LOT), ou quelques centimètres pour le nettoyage du puits, à quelques mètres pour les essais de fracturation. Les pressions utilisées n'atteindront pas non plus les mêmes valeurs que celles nécessaires pour la fracturation hydraulique à haut volume. Les essais de fracturation (mini-frac ou DFIT) font partie des études géomécaniques réalisées avant d'effectuer la fracturation hydraulique qui permettent d'anticiper la longueur des fractures, la réaction des unités géologiques à la fracturation et le potentiel de confinement géologique des eaux de fracturation par les unités de couverture. Ces essais permettent de connaître à quelle pression la roche commence à fracturer et permet de mieux établir le plan de fracturation.

2.14.2. Revue des conditions dans les autres juridictions et définitions

L'État de New York a introduit la notion de fracturation hydraulique à haut volume dans la nouvelle réglementation du *Department of Environmental Conservation*. Les termes stimulation et fracturation hydraulique à haut volume sont ainsi définis dans le glossaire du *Revised Draft Supplementary Generic Environmental Impact Study* (SGEIS) :

- *High volume hydraulic fracturing : the stimulation of a well using 300 000 gallons or more of water as the base fluid in fracturing fluid* (note: 300 000 gallons US sont équivalents à 1 135 m³);
- *Stimulation : the act of increasing a well's productivity by artificial means such as hydraulic, acidizing, and shooting.*

La stimulation d'un puits qui nécessite moins que 1 135 m³ (300 000 gallons) est régie par le *Generic Environmental Impact Study*, tandis que la fracturation hydraulique à haut volume doit

suivre les prescriptions du SGEIS qui ont été adoptées en 2011.

La distinction entre stimulation et fracturation hydraulique à haut volume dans l'État de New York a été mise de l'avant pour mieux réglementer le procédé de fracturation hydraulique dans les puits horizontaux de gaz de shale qui utilisent la fracturation hydraulique à haut volume. La fracturation hydraulique qui vise une zone dans un puits vertical nécessitera souvent moins que 1 135 m³ et pourra être considérée comme une stimulation. Au Québec, sur les 18 puits fracturés, cinq l'ont été avec une seule étape de fracturation et ont utilisé entre 65 et 1 699 m³ de fluide (données tirées des rapports de forage dans SIGPEG). Parmi ceux-ci, quatre étaient verticaux et un seul comportait une section horizontale.

Au Nouveau-Brunswick, la fracturation à haut volume est définie comme une activité de complétion qui nécessite plus de 1 000 m³ de fluides pendant une étape d'un programme de fracturation hydraulique (NB, 2013). Ce seuil autoriserait la majorité des opérations de stimulation sur les puits verticaux réalisées dans les puits d'exploration, comme les tests de pression de fuites (en anglais, *leak off tests*), le nettoyage de puits, les essais de fracturation (mini-frac ou DFIT) et l'amélioration de la perméabilité dans un rayon de 1 à 10 m du puits pour la production. Ces différents tests peuvent nécessiter des volumes d'eau allant de 0,1 m³ (100 litres) à 100 m³. Le critère de 1 000 m³ assurerait que la fracturation hydraulique à haut volume pour les ressources non conventionnelles soit gérée séparément.

Les règlements qui régissent les opérations de fracturation hydraulique en Alberta sont très complets et répondent aux exigences des bonnes pratiques édictées par plusieurs associations ou organismes comme l'API et le CAPP. Le Nouveau-Brunswick s'est d'ailleurs fortement inspiré de cette réglementation pour établir les règles pour l'industrie dans son document intitulé « Gestion environnementale responsable des activités liées au pétrole et au gaz naturel au Nouveau-Brunswick ».

La Directive 083 – *Hydraulic Fracturing-Subsurface Integrity* de l'AER est la principale directive spécifique à la fracturation hydraulique en Alberta, mais plusieurs autres directives qui s'appliquent aux puits de gaz et pétrole en général doivent être suivies par l'industrie.

L'API propose plus de 118 normes, spécifications et guides qui s'appliquent directement à la fracturation hydraulique. Parmi ceux-ci, le document *API Guidance Document HFI* est la référence principale et s'applique autant aux puits verticaux que directionnels et horizontaux. Les principes généraux énoncés s'appliquent à la protection des eaux potables souterraines près de la surface et de l'environnement, à la conception et à la construction du puits, au forage et à la complétion du puits. Des informations générales sont fournies sur la fracturation hydraulique, la propagation des fractures verticales et horizontales, le processus de fracturation, les équipements et les matériaux utilisés pour la fracturation. Le document énonce aussi les données à recueillir pendant les opérations de fracturation et quelles devraient être les activités de suivi. La composition de l'eau de toutes sources dans les environs du puits est l'une des premières données de base à recueillir. Un essai de fracturation (mini-frac ou DFIT) est suggéré pour mieux calibrer les opérations de fracturation hydraulique à haut volume. La pression demeure le principal paramètre à surveiller pendant la fracturation. Elle doit être mesurée à la pompe, à la tête de puits et dans l'espace annulaire entre le coffrage intermédiaire et celui de production lorsque cet espace n'est pas cimenté. Le contrôle microsismique et les levés d'inclinométrie sont suggérés pour les opérations de fracturation dans une nouvelle région ou un nouvel environnement géologique pour

ajuster et raffiner les techniques qui seront utilisées, et calibrer le modèle numérique de fracturation qui permet de simuler les fractures et prévoir leur extension. Les techniques de surveillance post-fracturation sont également présentées. Une de ces techniques consiste à injecter un traceur avec l'agent de soutènement et de suivre son cheminement à l'aide d'une diagraphie. Une diagraphie de température peut également être réalisée afin de retrouver les chemins de propagation des eaux de fracturation qui devraient avoir refroidi la roche en profondeur. Les conditions d'intégrité du puits doivent être surveillées sur une base régulière pendant la fracturation, mais aussi par la suite pendant la production des hydrocarbures. Les tests de pression permettent de détecter les fuites au sein du ciment et des coffrages. La tête de puits doit être inspectée et des tests de scellement sont utilisés pour vérifier son étanchéité. Lorsque l'équipement est enlevé d'un puits pour des travaux de maintenance, il faut faire une inspection visuelle des équipements. Des visites régulières au puits sont nécessaires pour mesurer les pressions. Les pratiques du RP 90 de l'API couvrent le suivi post-complétion, les tests diagnostiques et le maximum de pression qui peut être toléré à une tête de puits en opération.

Le document *The Modern Practices of Hydraulic Fracturing : A Focus on Canadian Resources* préparé pour le *Petroleum Technology Alliance Canada* (PTAC; <http://www.ptac.org/>) présente un chapitre sur les bonnes pratiques de gestion de la fracturation hydraulique. On mentionne un point important, à savoir que les bonnes pratiques peuvent varier d'une région à l'autre en fonction de la géologie du shale fracturé, des conditions de surface, de l'hydrologie, du climat et des conditions démographiques de la région. Les bonnes pratiques discutées dans ce document sont celles qui permettent de réduire les risques associés aux opérations de sous-surface :

- l'établissement des conditions initiales avant la fracturation (conditions géologiques, présence de puits de gaz et pétrole alentours, composition chimique de l'eau dans les puits),
- la construction des puits,
- l'utilisation des produits chimiques écologiques pour la fracturation,
- la réduction de l'utilisation des additifs chimiques,
- les tests d'intégrité de la cimentation des puits,
- l'élaboration d'un plan de traitement de fracturation,
- l'analyse du traitement de pré-fracturation,
- le contrôle pendant la fracturation,
- la modélisation post-fracturation, et
- l'échange d'information.

Le CAPP a également établi des principes pour guider l'industrie lors des opérations de fracturation hydraulique. Par ces principes, le CAPP veut :

- préserver la qualité et la quantité des ressources régionales en eau de surface et souterraine en utilisant de saines pratiques de construction des puits, des sources d'eaux alternatives lorsque possible, et en recyclant l'eau pour la réutiliser;
- mesurer et rendre publique toute utilisation de l'eau dans le but réduire l'impact de l'industrie sur l'environnement;
- supporter le développement des additifs chimiques présentant le moins de risques pour l'environnement;

- supporter la divulgation des additifs chimiques aux eaux de fracturation;
- continuer à faire avancer, communiquer, et collaborer aux nouvelles technologies et aux bonnes pratiques pour réduire les risques environnementaux potentiels de la fracturation hydraulique (<http://www.capp.ca/getdoc.aspx?DocId=218125&DT=NTV>).

Le CAPP a émis sept fiches de guides pour la pratique d'exploitations relatives à la fracturation hydraulique pour ses membres de l'industrie canadienne :

- divulgation des additifs contenus dans les eaux de fracturation;
- évaluation et gestion des risques associés aux additifs dans les eaux de fracturation;
- essais de base sur les eaux souterraines;
- construction de puits de forage et assurance de la qualité;
- approvisionnement en eau, mesure et réutilisation de l'eau;
- transport, manipulation, stockage et élimination des eaux usées;
- activité sismique induite anormale : évaluation, surveillance, mesures d'atténuation et capacité d'intervention.

Dans chaque fiche, 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 du CAPP 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 le CAPP, 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.

2.14.3. Avis

Dans la réglementation, il faudrait spécifier « volume de fluides » pour le volume injecté, plutôt que de mentionner seulement le volume d'eau. Ceci est nécessaire afin de ne pas exclure de la loi ou de la réglementation les opérations de fracturation hydraulique réalisées avec d'autres fluides que de l'eau. Il faut aussi que ce volume soit défini pour chaque puits, et non pas par étape de fracturation dans un même puits horizontal (ou vertical).

Un permis spécifique à la fracturation hydraulique à haut volume devrait être demandé, en plus de celui pour la complétion d'un puits. Cette demande de permis devrait être accompagnée d'un plan des opérations de fracturation qui devrait comprendre les éléments suivants :

- un plan de gestion de l'utilisation de l'eau de surface et de l'eau souterraine, et des eaux usées (transport, manipulation, entreposage, élimination);
- la divulgation des additifs chimiques utilisés;
- une évaluation des risques associés à la manipulation des additifs chimiques dans les eaux de fracturation et un plan de gestion de ces risques;
- l'établissement d'une base de données de référence sur la composition des eaux de surface et souterraine avant la fracturation, état « zéro »;
- un programme de test pour assurer l'intégrité du puits;

- un programme de suivi de la pression pendant les opérations de fracturation;
- un programme de mesure des volumes de fluides pendant les opérations;
- une analyse géologique des données existantes sur la nature des failles et des contraintes naturelles;
- un modèle numérique géomécanique de la fracturation (propagation des fractures);
- un programme de suivi et de vérifications après la fracturation;
- une évaluation du risque de sismicité induite, un programme de surveillance s'il y a un risque, et les mesures d'atténuation et d'intervention;
- un rapport post-fracturation qui compare les résultats obtenus aux prédictions.

2.15. Les stimulations autres que par fracturation

2.15.1. Définition

La stimulation d'un puits d'hydrocarbures peut se faire par des procédés chimiques, thermiques et physiques (comme la fracturation hydraulique). Parce qu'elle utilise des pressions de fracture inférieures, la stimulation par acide n'appartient pas à la classe des stimulations par fracturation, mais à celle des stimulations chimiques. C'est une des méthodes de stimulation la plus répandue après la fracturation. La stimulation par acide est l'injection d'un acide réactif (type acide chlorhydrique ou acide acétique) dans une formation réservoir (Figure 18). Dans les formations gréseuses, l'acide réagit avec le ciment carbonaté soluble qui lie la matrice, augmentant ainsi la porosité. Dans les formations carbonatées, l'acide peut dissoudre entièrement des zones de la formation en créant des chenaux conducteurs (en anglais, *wormholes*). Dans chacun des cas, la stimulation par acide permet d'augmenter la perméabilité de la formation et donc d'améliorer la productivité du réservoir.

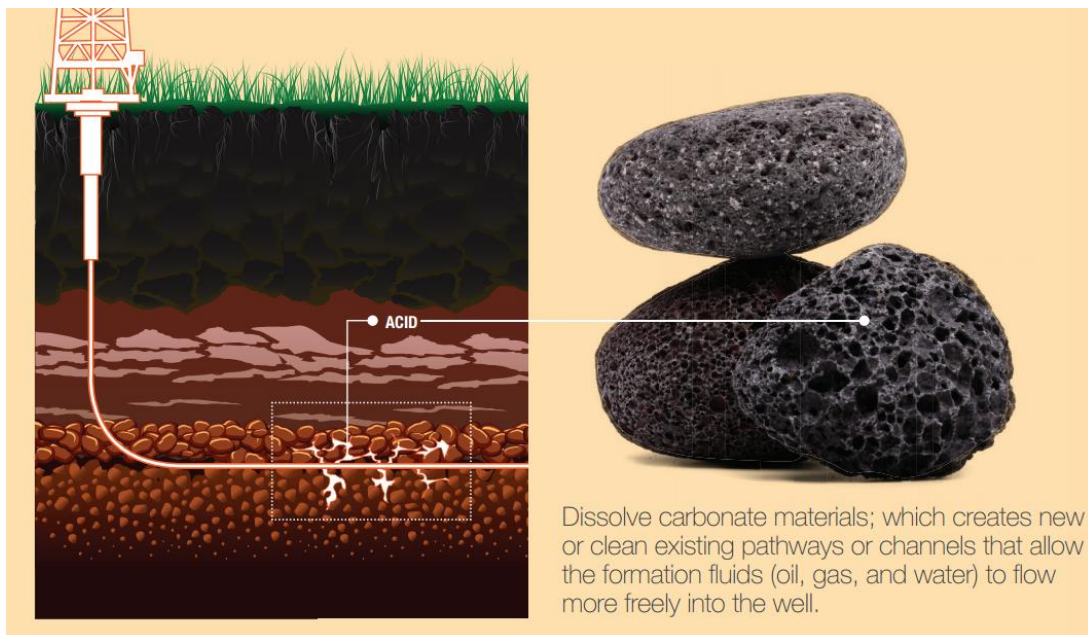


Figure 18 - Schéma de stimulation par acide (tiré de www.api.org).

Lors d'une stimulation, l'acide est maintenu sous pression à l'intérieur du réservoir pendant une certaine période de temps. Au terme de cette période, le puits est tamponné (en référence à une solution tampon de pH neutre, le pH est remonté à sa valeur naturelle) et la phase de production peut commencer ou reprendre.

Outre les traitements à l'acide, différents solvants ou traitements chimiques peuvent également être utilisés pour augmenter les capacités de production du puits.

2.15.2. Revue des conditions dans les autres juridictions et définitions

Dans un *Briefing Paper* sur la pratique de l'acidification, l'API donne des mises en garde pour une utilisation environnementale sécuritaire des acides, qui sont suivies par la majorité des juridictions :

- Les acides doivent être transportés précautionneusement à l'aide de procédures et d'équipements adéquats,
- le transport des acides doit se faire dans des conteneurs appropriés en suivant un itinéraire approuvé,
- le personnel travaillant avec les acides doit porter un équipement de protection et doit être correctement formé,
- tous les équipements doivent subir des opérations de maintenance et tous les composants du forage doivent être testés à des pressions égales ou supérieures à la pression maximale d'injection,
- l'opérateur est encouragé à utiliser des barrières de protection afin de limiter l'accès au périmètre de la zone où l'acide est utilisé,
- au terme des travaux d'acidification, l'opérateur devrait considérer l'utilisation de réservoirs séparés pour isoler la production initiale de fluide (acide et eaux de production). L'acide contenu dans ces fluides ayant été consommé lors de la réaction avec la formation, le pH est généralement supérieur à 3. Une fois remonté à des valeurs supérieures à 4,5, les eaux de production récupérées peuvent être gérées comme les autres.

2.15.3. Avis

Pour les stimulations autres que par fracturation, comme l'acidification, nous suggérons de suivre les bonnes pratiques de l'API. En dehors de la stimulation chimique, il existe également la stimulation thermique, mais qui est très rarement utilisé.

2.16. La surveillance des fuites et/ou migrations (lors des travaux et post-travaux)

2.16.1. Définition

Certaines étapes de la vie d'un forage nécessitent un suivi particulier afin de détecter la présence de fuites ou de migrations. Lors de la complétion, le puits et le réservoir peuvent être surveillés

de manière continue afin de pouvoir ajuster les opérations aux changements de conditions rencontrés. Généralement, un tel système de suivi comprend :

- un système de valves permettant d'isoler différentes zones en fonction des résultats des essais de production (en anglais, *drawdown*) ou des ratios gaz/pétrole,
- des capteurs enregistrant la pression, le débit des fluides et la température dans le puits,
- des lignes de contrôle permettant la transmission des données enregistrées en fond de puits par l'ensemble des capteurs,
- une unité de contrôle en surface pour traiter l'information et permettant également de contrôler le système de valves d'injection des fluides de forage.

La surveillance continue est couramment utilisée pour les forages horizontaux où les opérations de maintenance sont les plus coûteuses. En effet, la surveillance continue est un atout pour la gestion des activités d'un puits, car elle permet des actions rapides et ciblées en cas de fuite ou de migration évitant ainsi des interventions très onéreuses. Cela permet également de maximiser la production en optimisant la récupération des ressources.

2.16.2. Revue des conditions dans les autres juridictions et définitions

Pendant les opérations de complétion, l'intégrité du forage doit être respectée et les pratiques permettant de s'en assurer sont définies pour chacune des étapes, comme par exemple, la pose du coffrage ou les tests d'injection. À la fin des opérations de production, lorsque le forage est temporairement ou définitivement abandonné, certaines exigences persistent afin de garantir l'absence de fuites ou migrations. Pour l'ensemble des juridictions, ces exigences vont être regroupées dans les directives ou règlements portant sur la fermeture des puits. Cependant, dans le cadre de la fracturation hydraulique, certaines pratiques supplémentaires sont mises en place.

En effet, dans le cas des opérations de fracturation hydraulique l'approche « feux de circulation » utilisée par certaines juridictions permet que les opérations de fracturation soient arrêtées si des conditions d'opération sont « anormales ». Les conditions normales sont celles que l'opérateur doit spécifier dans son programme de fracturation. Le Nouveau-Brunswick précise les conditions d'interruption de la fracturation hydraulique : dépassement de la pression maximale de surface prédite par le modèle de fracturation, remontée d'eau supérieure aux prévisions du modèle, pression plus grande que 3500 kPa dans l'annulaire, débit anormal, soupçon de la présence d'une fissure dans le coffrage, soupçon de perte d'isolement dans une zone de source d'eau potable. L'État de New York porte aussi attention à l'augmentation de la pression et à la perte de fluide. La Grande-Bretagne et la Colombie-Britannique suggèrent de surveiller le bruit sismique, c'est-à-dire 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. On suggère donc une surveillance microsismique qui permette de porter une attention à un certain seuil (feu orange), et de stopper les opérations s'il y a dépassement d'un seuil critique (feu rouge).

Après les opérations de fracturation à haut volume, des rapports de travaux sont exigés dans la plupart des juridictions. En Colombie-Britannique et au Nouveau-Brunswick, des rapports sont exigés après 30 jours sur les données techniques qui devaient être mesurées pendant les

opérations afin de savoir s'il y a des différences par rapport aux résultats prévus par le programme de fracturation. Au Nouveau-Brunswick comme dans l'état de New York, on vérifie la quantité d'eau, la concentration et le type d'additifs chimiques réellement utilisés par rapport au programme de traitement. Il faut expliquer les écarts s'il y a lieu. Si un incident est survenu et que les opérations ont été arrêtées, le Nouveau-Brunswick exige un rapport dans les 15 jours après l'arrêt. Des inspections des puits sont demandées dans toutes les juridictions. Une vérification annuelle des têtes de puits et des événements pour détecter les fuites potentielles de gaz est demandée en Colombie-Britannique. Dans les inspections post-complétions, plusieurs juridictions exigent des tests de pression pour les équipements afin de vérifier l'intégrité des puits. Ces tests peuvent être requis annuellement ou encore aux cinq ans comme en Ontario pour les puits d'élimination. L'Alberta exige des mesures de pression dans des puits de contrôle situés à 5 km et 30 km, et une vérification des coffrages chaque année. En Grande-Bretagne, on vérifie l'isolation des aquifères d'eau douce, l'étendue des fractures verticales qui doivent demeurer dans la formation géologique fracturée, le risque de sismicité induite par la fracturation et par l'élimination des eaux usées dans des puits profonds, et l'intégrité des puits. Les eaux de surface sont aussi échantillonnées pour comparer leur composition par rapport aux données d'échantillonnage avant et pendant la fracturation à haut volume.

2.16.3. Avis

Dans le cadre d'une surveillance pendant et après les travaux, nous suggérons de suivre les pratiques liées à chaque étape de la vie d'un forage (conception, pose du coffrage, cimentation, test de production, fermeture, etc.) développées par l'Alberta et la Colombie-Britannique. Plus spécifiquement, les directives et guides suivants fournissent des exigences détaillées en matière de surveillance :

- Directive 017: *Measurement Requirements for Oil and Gas Operations*
- Directive 040: *Pressure and Deliverability Testing Oil and Gas Wells*
- Directive 044: *Requirements for Surveillance, Sampling, and Analysis of Water Production in Hydrocarbon Wells Completed Above the Base of Groundwater Protection*
- Directive 051: *Injection and Disposal Wells – Well Classifications, Completions, Logging, and Testing Requirements de l'Alberta.*
- BCOGC *Measurement Guideline for Upstream Oil and Gas Operations, 2013*
- BCOGC *The Well Testing Requirements, 2015*

2.17. Les mesures correctives

2.17.1. Définition

La migration de gaz est le débit de gaz détectable à la surface, à l'extérieur de la colonne de coffrage la plus éloignée (souvent appelée « migration externe » ou « suintement ») (Figure 19). Les migrations sont détectées au niveau de l'évent du coffrage de surface (en anglais, *surface casing vent flow*), qui est un raccord entre l'air extérieur et l'espace annulaire. Une migration de gaz est considérée grave s'il y a présence d'un risque d'incendie, d'un danger pour la sécurité publique ou d'un dommage écologique, comme la contamination de l'eau souterraine. En Alberta

(<https://www.aer.ca/documents/ids/pdf/id2003-01.pdf>), un volume supérieur à 300 m³ par jour est considérée grave. On considère qu'une migration de gaz est sans gravité lorsqu'elle n'a pas été classée comme une migration grave.

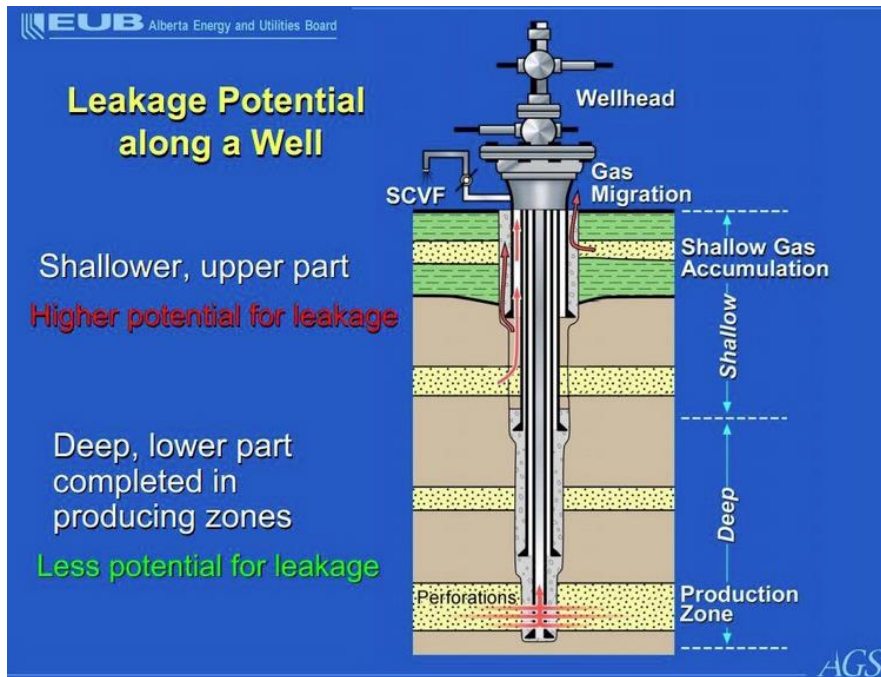


Figure 19 - Schéma des chemins de migration préférentiels pour un puits de gaz (Alberta Energy and Utility Board).

Dans le cas de fuites avérées, certaines opérations de remise en état (en anglais, *well workover*) peuvent être réalisées. Ces opérations consistent à effectuer aussi bien des opérations de maintenance que des traitements curatifs sur les puits. La plupart du temps, le reconditionnement d'un puits implique le retrait et le remplacement du coffrage de production, après avoir « tué » le puits (c'est-à-dire empêché tout écoulement de la formation vers le puits en injectant des boues à densité élevée) et mis en place la plateforme de réparation.

D'autres types d'opérations de remise en état n'impliquent pas le retrait du coffrage de production et peuvent être réalisées lorsque le puits est en production. Il s'agit en général d'utiliser des coffrages de plus petits diamètres pour réaliser les réparations. Ce type d'opération est considérablement moins onéreux et beaucoup plus rapide qu'un reconditionnement total du puits.

2.17.2. Revue des conditions dans les autres juridictions et définitions

En Colombie-Britannique, l'article 36 du *Drilling and Production Regulation* précise que pour chacune des mesures correctives, un rapport détaillé de la chronologie du travail effectué doit être

soumis aux autorités compétentes. Ce rapport n'est pas nécessaire dans le simple cas d'opérations de routine comme l'injection de produits anticorrosion ou la réalisation de tests de pression.

Le guide *Well Completion, Maintenance and Abandonnement*, détaille dans son *Appendix A: Completion/Workover Report Guidelines* toutes les interventions nécessitant la soumission d'un rapport d'activité :

- *Surface casing vent flow / gas migration - repair*
- *Cement squeeze, cement plugs*
- *Casing*
 - *patch or repair*
 - *installation of liner*
 - *removal or replacement*

La Colombie-Britannique suggère également de se référer aux standards de l'Enform IRP#7 *Standards for Wellsite Supervision of Drilling, Completions and Workovers*.

Au Nouveau-Brunswick, il existe une série d'exigences sur les enquêtes et les interventions liées aux débits à l'évent du coffrage de surface (en anglais, *surface casing vent flow*), à la migration des gaz. De plus amples détails à cet effet sont fournis dans les annexes 2 et 4 du guide sur la Gestion environnementale responsable des activités liées au pétrole et au gaz naturel :

- ANNEXE 2 : Essais, signalement et correction des débits provenant de l'évent de coffrage de surface (DETS)/de la migration de gaz ;
- ANNEXE 4 : Enquête et intervention entourant la santé publique et les risques environnementaux découlants des débits de l'évent du coffrage de surface, de la migration de gaz et de gaz isolés.

Dans l'État de New York, la section 3.13 (E) (ii) de l'*Environmental Conservation Laws* spécifie les mesures à suivre au niveau du forage lorsqu'une fuite d'hydrocarbures est avérée. En effet, le puits est alors « tué » en injectant de l'eau ou de la boue à une pression ne permettant pas aux fluides de s'en échapper. Suite à cette opération, des mesures correctives peuvent être réalisées. Avant de pouvoir remettre le forage en activité, des tests devront vérifier l'intégrité du coffrage.

Le document *Primary and remedial Cementing Guidelines* de l'Enform fournit un encadrement des démarches à effectuer lors de la détection d'une fuite de gaz ou d'opérations de cimentation correctives. Les documents suivants du CAPP donnent également un support technique pour la gestion des fuites ou migrations de gaz :

- CAPP : *Management of Fugitive Emissions at Upstream Oil and Gas Facilities*
- CAPP : *Update of Fugitive Equipment Leak Emission Factors*

Dans son guide RP 4G : *Use and Procedures for Inspection, Maintenance, and Repair of Drilling Well Service Structures*, l'API donne aussi une liste de recommandations pour la réparation de puits en production.

2.17.3. Avis

En ce qui concerne les mesures correctives sur les forages, nous suggérons de suivre le guide *Primary and remedial Cementing Guidelines* de l'Enform. Plus particulièrement, lors de fuites de gaz, nous suggérons de se référer aux pratiques du CAPP :

- CAPP : *Management of Fugitive Emissions at Upstream Oil and Gas Facilities*
- CAPP : *Update of Fugitive Equipment Leak Emission Factors*

2.18. Le traitement des hydrocarbures sur le site

2.18.1. Définition

La production d'hydrocarbures est souvent accompagnée de gaz divers et d'eaux de formation. Il est donc nécessaire de séparer les hydrocarbures de ces fluides indésirables. Cette étape est réalisée sur le site de production par un séparateur (Figure 20).

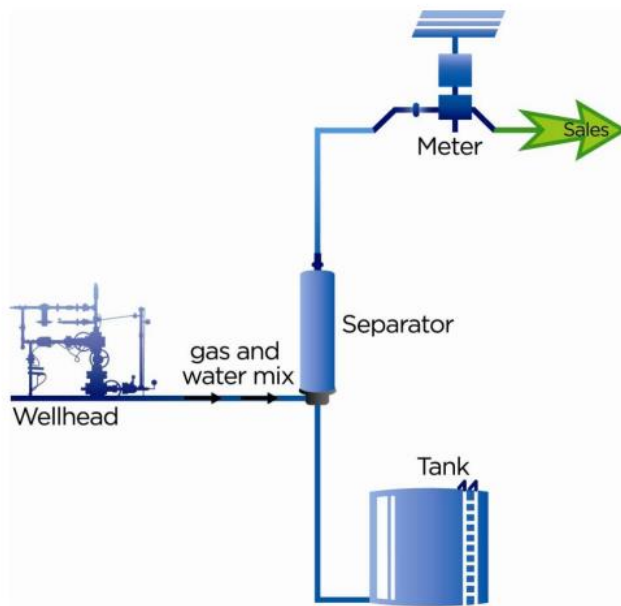


Figure 20 - Schéma simplifié de la production d'hydrocarbure au puits (SGEIS, 2015).

Un séparateur est un contenant qui peut être vertical ou horizontal, utilisé pour séparer le pétrole, le gaz et l'eau (Figure 21). Les séparateurs peuvent être classés en deux catégories : biphasiques (seulement pour la séparation du pétrole et du gaz) et triphasiques (pour la séparation du pétrole, du gaz et de l'eau).

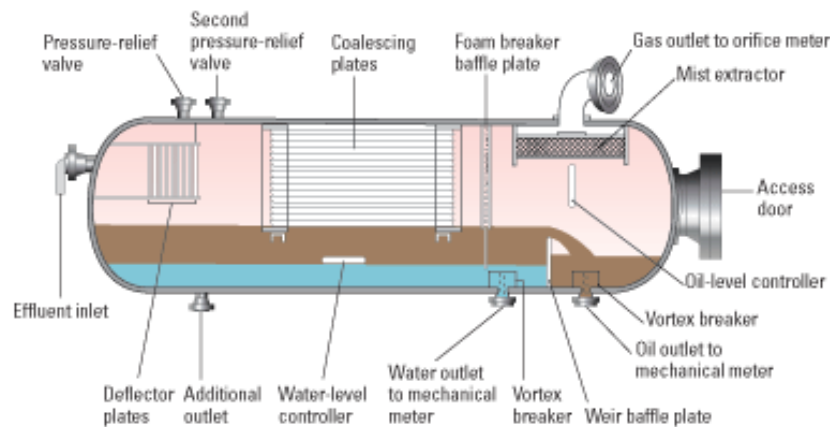
Les séparateurs peuvent également être classés selon leur pression de service :

- pression faible, entre 10 et 180 psi,
- pression moyenne, entre 230 et 700 psi,

- pression forte, entre 975 et 1500 psi.

A l'intérieur du séparateur, les fluides sont différenciés sous l'action de la gravité ce qui signifie que le fluide le plus lourd tombe au fond du réservoir.

Le degré de séparation entre le gaz et les liquides dépendra de la pression d'arrivée, du temps de résidence de la mixture et du type d'écoulement. Un écoulement turbulent engendrera plus de pertes de gaz qu'un écoulement laminaire.



Conventional separators and fluid measurements. **Production** separation begins with well flowstreams entering a vessel horizontally and hitting a series of perpendicular plates. This causes liquids to drop to the bottom of the vessel while gas (red) rises to the top. **Gravity** separates the liquids into oil (brown) and water (blue). The gas, oil and water phases are metered individually as they exit the unit through separate outflow lines. **Mechanical meters** measure fluids; an **orifice meter** measures the gas. Both devices require periodic recalibration.

Figure 21 - Schéma d'un séparateur horizontal (Schlumberger, Oilfield Glossary).

2.18.2. Revue des conditions dans les autres juridictions et définitions

Dans la plupart des juridictions, comme par exemple, celle de la Colombie-Britannique, la réglementation exige que les eaux de production soient séparées des hydrocarbures (Article 70, *Drilling and Production Regulation*). Afin de garantir une utilisation sécuritaire et limiter, entre autres, les risques d'explosion, l'API Spec 12J : *Specification for Oil and Gas Separators* définit un certain nombre d'exigences pour encadrer l'utilisation des séparateurs. Ces exigences concernent :

- le choix des matériaux : anticorrosion, résistant à l'acide devant respecter les normes de l'API,
- le design et le dimensionnement : pression anticipée, capacité estimée en fonction du temps de résidence et de la surface active du séparateur,
- équations de dimensionnement : elles sont fonction de la densité du gaz et/ou du type de séparateur (biphasé ou triphasé),
- les mesures à effectuer pour les essais et l'inspection.

Dans ses recommandations pour l'industrie (IRP 1: *Critical Sour Drilling*), l'Enform s'attarde spécifiquement sur les séparateurs boue/gaz (en anglais, *mud gas separator*). Pour chaque type de séparateur, le document fournit des spécifications sur le dimensionnement, le type de matériaux, les mesures de suivi, etc...

Le document IRP 22: *Underbalanced Drilling and Managed Pressure Drilling Operations Using Jointed Pipe* de l'Enform donne également quelques recommandations concernant l'usage des séparateurs et mentionne notamment que des mixtures non combustibles devraient être utilisées dans des séparateurs.

2.18.3. Avis

Parce que l'API propose les normes les plus suivies par les autres juridictions en matière de séparateur, nous suggérons que la réglementation québécoise s'appuie sur ces normes de l'API.

2.19. Les fermetures temporaires de puits

2.19.1. Définition

La fermeture temporaire d'un puits est l'interruption des travaux de forage, de complétion ou de modification d'un puits avec l'intention de reporter à une date ultérieure la poursuite des travaux dans le puits, lequel est désigné puits suspendu (MERN, 2015).

2.19.2. Revue des conditions dans les autres juridictions et définitions

En ce qui concerne la fermeture temporaire, les exigences peuvent varier en fonction du type de puits et du risque potentiel qui y sont liés. En Alberta, la Directive 013 : *Suspension Requirements for Wells* détaille toutes les exigences selon trois catégories de puits: ceux qui présentent un danger faible, moyen ou élevé. La classification des forages dépend surtout du type de fluide produit (gaz sulfureux ou acide) et du contexte géologique. La directive présente également les équipements nécessaires à la fermeture, les exigences en matière de surveillance et d'inspection, la fréquence des inspections, les tests de pression nécessaires, la gestion des fluides sur place, et la sécurité à mettre en place autour du site (tête de puits visible et identifiée, etc.). En Colombie-Britannique, l'article 26 du *Drilling and Production Regulation* mentionne que le puits doit être fermé de manière à ce que l'isolation hydraulique du forage soit conservée de manière à garantir l'absence de fuites dans le futur. En ce qui concerne les exigences particulières à la

fermeture temporaire de puits, la Colombie-Britannique suit le modèle de l'Alberta (BCOGC, 2015). Un rapport détaillé faisant état des opérations de fermeture, des résultats des tests et du comportement général du puits doit également être transmis aux autorités compétentes.

2.19.3. Avis

Pour les exigences en matière de fermeture temporaire de puits, nous suggérons de suivre les pratiques de l'AER et de sa Directive 013 : *Suspension Requirements for Wells* ou celles du guide *Well Completion, Maintenance and Abandonnement*, de la Colombie-Britannique.

2.20. Les fermetures définitives de puits

2.20.1. Définition

La fermeture définitive d'un puits regroupe toutes les opérations nécessaires à son isolement hydraulique définitif.

Que ce soit parce que le puits ne possède pas de potentiel de production suffisant, ou parce le réservoir a atteint sa limite d'exploitation, les opérations de fermeture d'un puits sont une étape cruciale pour la protection des eaux souterraines et de surface. Une procédure appropriée doit être suivie afin de bloquer efficacement la migration des hydrocarbures, de la saumure ou toutes autres substances nuisibles vers les aquifères d'eau douce.

Les travaux de fermeture d'un puits consistent en 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 la pression dans le puits :

- 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 d'abandon (Figure 22). La longueur, le nombre et l'espacement entre les bouchons de ciment diffèrent selon les juridictions en place.

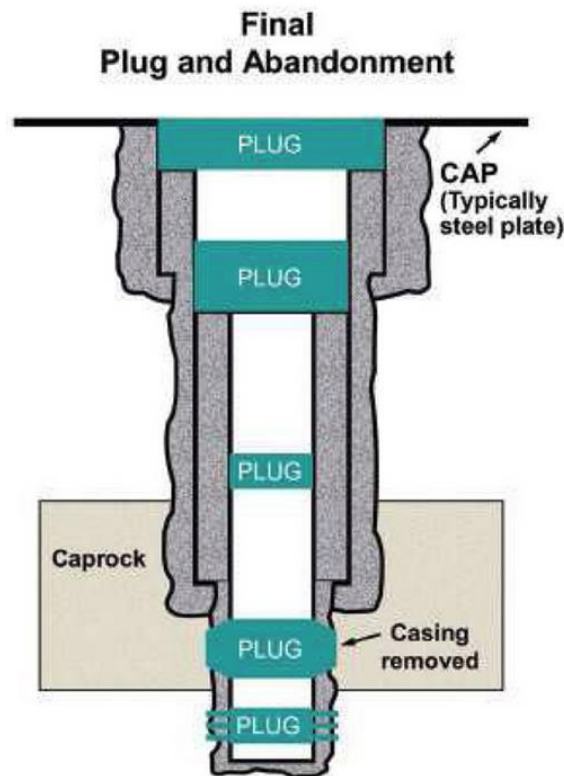


Figure 22 - Schéma de mise en place typique des bouchons de ciment lors de l'abandon d'un puits (Cooper, 2009).

Le processus peut prendre deux jours à une semaine, selon le nombre de bouchons à être fixés dans le puits. Une fois que les travaux de fermeture du puits sont terminés, 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 mètre de profondeur. Une plaque d'acier est alors soudée sur le coffrage. La couverture de sol arable doit être remplacée et le site doit être ensemencé pour rétablir la végétation (Nowamooz et al., 2014).

2.20.2. Revue des conditions dans les autres juridictions et définitions

En Alberta, la pratique habituelle pour la fermeture d'un puits consiste à verser du ciment à l'intérieur de celui-ci et à retirer tous les équipements de forage. Une fois le puits mis hors service, la compagnie doit remettre le terrain dans son état original. Ce processus porte, en anglais, le terme de *reclamation*. Une fois le processus de *reclamation* terminé, l'opérateur obtient un certificat de l'AER. Les directives de l'AER suivantes font état des mesures à suivre et des bonnes pratiques pour la fermeture des puits :

- Directive 013 *Suspension Requirements for Wells*
- Directive 020 *Well Abandonment*

– Directive 079 *Surface Development in Proximity to Abandoned Wells*

En effet, en Alberta, l'*Oil and Gas Conservation Rules* établit à la section 3.013 que la mise hors service d'un puits doit se faire en suivant les pratiques établies par la Directive 020 : *Well Abandonment*. D'autres indications pertinentes pour la fermeture d'un puits peuvent être trouvées dans le guide de la BCOGC, *Well Completion, Maintenance and Abandonment Guideline*.

En Colombie-Britannique, l'article 26 de l'*Oil and Gas Activities Act (Drilling and Production Regulation)* impose une restauration du site et de son entourage aussitôt après la cessation des activités.

La Directive 001 : *Requirements for Site-Specific Liability Assessments in Support of the ERCB's Liability Management Programs* de l'AER fait une revue de l'estimation des coûts pour suspendre, mettre hors service (fermer) ou restaurer un site. Cette directive précise que l'estimation des coûts pour la restauration est spécifique à un site et doit être faite par un tiers parti. Ces coûts sont notamment évalués lors des phases 1 et 2 d'une évaluation environnementale de site.

2.20.3. Avis

Pour les exigences en matière de fermeture définitive de puits, nous suggérons de suivre les pratiques de l'AER et de sa Directive 020 : *Well Abandonment* ou celles du guide *Well Completion, Maintenance and Abandonment*, du BCOGC.

2.21. La restauration et la remise en état des sites

2.21.1. Définition

La restauration regroupe toutes les activités de remise en état d'un site à des conditions jugées acceptables par les réglementations en vigueur. Le plan de restauration doit comprendre les différentes activités telles que le scellement du puits, la réhabilitation des sols contaminés (le cas échéant) et la remise en état du terrain pour un autre usage. Elle doit aussi inclure le suivi du site pour vérifier périodiquement si le puits est bien scellé et qu'il n'émet pas de contaminants.

2.21.2. Revue des conditions dans les autres juridictions et définitions

L'approche préconisée en Alberta donne un exemple de démarche qui pourrait être suivie pour la mise hors service d'un puits et la restauration des sites de forage : Directive 020, *Well Abandonment* de l'AER) :

- Conception d'un plan de mise hors service : identification des 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 enlèvement 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 de la mise hors service en surface : coupe du coffrage 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 coffrage. Enlèvement de tous les équipements de surface du puits.
- Le terrain entourant le puits qui a été fermé doit être réhabilité suivant les normes du ministère de l'environnement.
- Un programme de surveillance (en anglais, monitoring) impliquant des mesures sur le terrain visant à détecter d'éventuelles fuites de gaz ou d'hydrocarbures doit être mis en place 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 proposés 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.
- La Directive 20 de l'AER énonce les conditions minimales pour la fermeture des puits.
- L'objectif principal est de protéger les eaux souterraines potables et d'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.
- La directive définit les zones poreuses et toutes les procédures pour fermer les puits adéquatement, que ce soient des puits ouverts ou des puits avec coffrage.

2.21.3. Avis

Au Québec, les exigences en termes de réhabilitation de site et de fermeture de puits sont assez peu définies et il y a une réelle nécessité de définir plus en détail les procédures à suivre et les conditions spécifiques. Les directives de l'AER de même que la réglementation du MERN pour le secteur minier sont des exemples à suivre.

Les principes appliqués dans le domaine minier pour la restauration des sites, la fermeture du puits et le programme de suivi pourraient être adaptés. Les résultats pourraient être acceptés « à la satisfaction du Ministre » pour garder une marge de manœuvre suffisante.

Les techniques et travaux de restauration de site ainsi que les fermetures de puits sont bien définis par l'AER et le BCOGC; les lois et les réglementations de ces juridictions peuvent être prises en exemples.

Une des difficultés rencontrées par le Ministère pourrait être l'approbation de l'évaluation du

coût des travaux de restauration, les montants pouvant varier selon la nature et l'ampleur des activités.

2.22. Les puits orphelins

2.22.1. Définition

Un puits orphelin (Figure 23) est un puits qui ne possède pas de responsable légal ou financier qui puisse gérer les procédures liées à son abandon ou à sa remise en état (www.orphanwell.ca).



Figure 23 - Photos de puits de pétrole orphelins en Louisiane (Department of Natural Resources, Louisiana).

2.22.2. Revue des conditions dans les autres juridictions et définitions

En dehors des considérations financières, il n'existe pas d'exigences techniques particulières concernant la gestion des puits orphelins.

2.22.3. Avis

Nous suggérons de suivre les bonnes pratiques dédiées à la fermeture définitive des puits (voir section 2.20 *Les fermetures définitives de puits*).

3. Tableaux de synthèse

3.1. Revue des éléments recensés pour chaque juridiction et organisme

| | Alberta | BC | NB | NY | GB | Texas | CAPP | API | ENFORM | SOGRE | IOGCC |
|---|---------|----|----|----|----|-------|------|-----|--------|-------|-------|
| Les distances séparatrices | X | X | | X | | | | | X | X | X |
| Les sites multi puits | X | X | | X | | | | | X | | X |
| Le design et la conception de puits (coffrages) | X | X | | X | | | X | X | X | X | X |
| Le design et la conception de puits (ciment et diagraphies) | X | X | | X | | | | X | X | X | X |
| Les fluides de forage | X | X | | X | | | X | X | X | X | |
| Le système anti éruption et le contrôle de venue des fluides (BOP et diverteur) | X | X | | X | | | X | X | X | | |
| La tête de puits | X | X | | X | | | | X | X | | X |
| Les essais de pression et d'étanchéité | X | X | | X | | | | X | X | X | X |
| Les essais aux tiges (DST) | | X | | | | | | | X | | X |
| Les essais d'extraction et de production (flaring, venting) | X | X | | X | | | X | | X | | X |
| Les essais d'injectivité | X | X | | | | | | X | X | | |
| Contrôle de la déviation des puits | | | | X | | | | | X | | X |
| Utilisation des explosifs dans un puits | X | | | | | | | | X | | |
| Les perforations | | | | | | | | X | X | | X |
| Les stimulations par fracturations | X | X | X | | X | X | | X | X | X | X |
| Les stimulations autres que par fracturation | | | | | | | | | | X | X |
| Monitoring: suivi et contrôle des fuites et/ou migrations | X | X | | X | | | X | X | X | X | X |
| Les mesures correctives des fuites (huile et gaz) | | | | | | | X | X | X | | |
| Gestion en surface des HC produits par le puits (séparateur) | | | | X | | | | X | X | | |
| Les fermetures temporaires de puits | | | | | | | | X | X | X | |
| Les fermetures définitives de puits | X | X | | X | | | | X | X | X | |
| La restauration et la remise en état des sites | X | X | | X | | | X | X | | | X |
| Les puits orphelins | | | | | | | | | | | |

| | |
|---|--------------------------------------|
| X | Présent dans la revue de littérature |
| | Hors contrat |

3.2. Juridictions

3.2.1. Les distances séparatrices (infrastructures et autres puits)

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|---|---|--|--|---|---|
| <p>OIL AND GAS CONSERVATION ACT, OIL AND GAS CONSERVATION RULES</p> <p>Part 2: Licensing of Wells</p> <p>2.110 (1) Il est interdit de forer un puits à n'importe quel endroit situé à moins de :</p> <p>a) 100 mètres de tout ouvrage d'amélioration de la surface autre qu'une route arpentée ou l'emprise d'une route;</p> <p>b) 40 mètres d'une route arpentée ou de l'emprise d'une route, à moins que des circonstances particulières justifient, aux yeux du Conseil, le forage d'un puits à l'intérieur de ce périmètre.</p> <p>2.120(1) Nul ne peut :</p> <p>a) forer un puits, ou encore engendrer ou autoriser le forage d'un puits;</p> <p>b) construire une fosse pour y déposer la boue, le pétrole, l'eau et les autres fluides recueillis dans le puits, ou encore engendrer ou autoriser la construction d'une telle fosse à moins de 100 mètres de la ligne naturelle des eaux hautes d'un plan d'eau ou d'un ruisseau permanent.</p> <p>AUTRES:</p> | <p>Oil and Gas Activities Act, DRILLING AND PRODUCTION REGULATION,</p> <p>Part 3 — Well Position, Spacing and Target Areas</p> <p>5 (1) Si un puits ou une installation se trouve :</p> <p>a) à moins de 100 mètres de la limite naturelle d'un plan d'eau, ou</p> <p>b) à 100 mètres ou plus de la limite naturelle d'un plan d'eau, mais que son emplacement, étant donné la topographie ou d'autres facteurs pertinents, est susceptible d'entraîner l'écoulement incontrôlé de pétrole, de gaz, de saumure ou de tout autre fluide vers le plan d'eau. L'exploitant d'un puits doit vérifier l'existence ou veiller à l'instauration de mesures de contrôle en surface pour contenir toute fuite de fluides.</p> <p>(2) Il est interdit à tout titulaire de permis de forer un puits à moins de :</p> <p>a) 40 mètres de l'emprise d'une route ou d'un service public;</p> <p>b) 100 mètres d'un édifice, d'une installation ou d'ouvrages permanents;</p> <p>c) 100 mètres d'un lieu public;</p> | <p>Gestion environnementale responsable des activités liées au pétrole et au gaz naturel au Nouveau-Brunswick Règles pour l'industrie</p> <p>3.4 La fracturation hydraulique à faible profondeur est interdite (moins de 600m).</p> <p>9.8 Les têtes de puits de pétrole ou de gaz sont interdites à moins de 100 mètres d'un cours d'eau ou d'une terre humide réglementée.</p> <p>9.9 Les plateformes d'exploitation ne peuvent se trouver à moins de : a) 500 mètres de la tête de tout puits d'approvisionnement en eau public; b) 250 mètres de la rive la plus proche d'un réservoir, d'un lac naturel ou d'une retenue servant à l'approvisionnement public; c) 250 mètres d'une prise d'eau de surface alimentant une source d'approvisionnement en eau publique.</p> <p>9.10 Les plateformes d'exploitation sont interdites à moins de 250 mètres d'un puits d'eau, d'une source ou d'un réservoir servant à l'approvisionnement en eau individuel ou à moins de 250</p> | <p>Home » Regulations and Enforcement » Regulations » Chapter V - Resource Management Services »</p> <p>553</p> <ul style="list-style-type: none"> · 30 mètres d'un bâtiment privé · 46 mètres d'un bâtiment public · 23 mètres d'une route · 15 mètres d'un plan d'eau <p>560.4 (nouvelle réglementation proposée pour la fracturation hydraulique à grand volume)</p> <p>1) 152 mètres (500 pi) d'un puits résidentiel, d'une source d'approvisionnement domestique ou encore d'un puits ou d'une source d'approvisionnement en eau destinée à du bétail ou des cultures;</p> <p>2) 152 mètres (500 pi) d'une habitation occupée ou d'un lieu de rassemblement;</p> <p>3) sur le territoire d'un aquifère primaire et à moins de 152 mètres (500 pi) de sa limite naturelle;</p> <p>4) à l'intérieur d'une limite de crue centennale;</p> <p>5) à moins de 610 mètres (2 000 pi) d'un service d'eau public. Toutes les distances indiquées ci-dessus sont mesurées à partir du coin le plus rapproché de la</p> | <p>Department of Energy and Climate Change (DECC), About shale gas and hydraulic fracturing (fracking), July 2013</p> <p>Aucune distance minimale n'a été fixée pour les zones d'activité industrielle et d'habitation. Les planificateurs évaluent au cas par cas les répercussions environnementales de chaque demande soumise. Il faut considérer les facteurs locaux tels que la proximité des autoroutes, le droit de passage, les bâtiments, les habitations, les zones boisées, les champs agricoles, les lignes électriques, les tunnels de service et d'autres éléments pouvant se répercuter sur la sécurité du site.</p> <p>HEALTH AND SAFETY, The Borehole Sites and Operations Regulations 1995,</p> <p>No. 2038 (BSOR) Guidance 7.111 Les directives d'élaboration et de conception de l'architecture d'un site comprises dans le document de SST exigent que la taille et la disposition des sites suffisent à contenir efficacement l'ensemble des risques à l'intérieur de leurs limites. Une distance séparatrice sécuritaire et, au besoin, des coupe-feux doivent séparer les zones de danger des sites et les</p> | <p>M.D. Zoback, Stanford University, personal communication, 30 November 2012).</p> <p>The vast majority of cases of such interwellbore (IWB) communication involve pore-pressure pulses, not breakthroughs. Experience in the Barnett Shale of Texas indicates that a distance of ~200 m (~600 ft) is sufficient to allow such IWB communication.</p> <p>Railroad Commission of Texas, 2004. Texas Administrative Code, Economic regulation, Oil and Gas Division.</p> <p>Rule 3.13. a-2-L) Le terme puits à séparation minimale désigne un puits dans lequel on réalise des activités de fracturation hydraulique et dont la distance entre le fond de la nappe d'eau utilisable et le dessus de la formation à stimuler est inférieure à 300 mètres verticaux, ou pour lequel on a déterminé que la séparation entre ces deux éléments est inadéquate.</p> <p>Railroad Commission of Texas, 2004. Texas Administrative Code, Economic regulation, Oil and Gas Division.</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|---|--|--|---|--|--|
| <p>AER directive 083 -hydraulic fracturing:</p> <p>Licensees must not initiate hydraulic fracturing operations within a zone that extends 200 m horizontally from the surface location of a water well and 100 m vertically from the total depth of the water well (see figure 3), except when using nitrogen as the fracturing fluid for coalbed methane completions</p> <p>AER directive 83 Hydraulic Fracturing Near Top of Bedrock:</p> <p>Licensees must not hydraulically fracture within 100 vertical m of the top of the bedrock surface (see figure 4), except when using nitrogen as the fracturing fluid for coalbed methane completions (see section 7)</p> <p>AER Minimum Distance Requirements Separation New Sour Gas Facilities from Residential and Other Developments</p> <p>Toutefois il existe des exceptions: pour les puits produisant des gaz sulfureux, les distances augmentent en fonction du volume potentiel émis et de la densité de la population:</p> <ul style="list-style-type: none"> - $<0.3 \text{ m}^3/\text{s}=0.1\text{km}$ - $0.3\text{-}0.2 \text{ m}^3/\text{s} =0.1\text{km}$ - $2.0\text{-}6.0 \text{ m}^3/\text{s} = \text{entre } 0.5 \text{ et}$ | <p>d) 100 mètres d'un emplacement réservé aux fins de défense nationale.</p> <p>AUTRES:</p> <p>Oil and Gas Activities Act</p> <p>ENVIRONMENTAL PROTECTION AND MANAGEMENT REGULATION (EPMR), Part 2, section 4</p> <p>The following objectives with respect to water quality, quantity and timing of flow are prescribed for the purposes of the definition of "government's environmental objectives" in section 1 (2) of the Act:</p> <p>(a) that wellsites, facility areas, road right of way and pipeline corridors not be located within</p> <p>(i) 100 m of where water is diverted by a waterworks or stored in a water storage reservoir, or</p> <p>(ii) 100 m of where water is diverted by a water supply well or the ground water capture zone for the water supply well, whichever is greater, unless</p> <p>(iii) any adverse effects on the waterworks, water supply well, water storage reservoir or ground water capture zone can be effectively mitigated, or</p> <p>(iv) the person proposing to locate the operating area is the</p> | <p>mètres d'une prise d'eau de surface alimentant une source d'approvisionnement individuelle</p> <p>9.11 L'exploitant ne doit pas positionner une tête de puits de pétrole ou de gaz, une batterie ou l'extrémité d'une torche ni construire une station de compression ou une usine de conditionnement de gaz à moins de : a) 500 mètres d'une école élémentaire, intermédiaire ou secondaire, d'un hôpital ou d'un foyer de soins; b) 250 mètres d'un logement; c) 250 mètres d'un lieu de confluence extérieur tel qu'un terrain de jeux, un champ de foire, un théâtre en plein air ou un terrain de camping; d) 100 mètres de tout autre bâtiment permanent, de toute voie ferrée, de tout pipeline ou de toute route publique.</p> <p>En résumé:</p> <p>100 mètres d'un bâtiment ou d'une infrastructure</p> <p>250 mètres d'une résidence</p> <p>500 mètres d'une école ou d'un hôpital</p> <p>250 mètres d'un puits individuel</p> <p>250 mètres d'un puits d'eau communautaire</p> <p>500 mètres d'une prise d'eau municipale</p> | <p>plateforme d'exploitation.</p> <p>750-3.3) Les plateformes d'exploitation destinées à des activités de fracturation hydraulique massive sont interdites :</p> <p>1) à moins de 1 220 mètres (4 000 pi) d'un bassin hydrographique utilisé pour l'approvisionnement en eau potable de surface non filtrée;</p> <p>2) à moins de 152 mètres (500 pi) d'un aquifère primaire;</p> <p>3) à l'intérieur d'une limite de crue centennale;</p> <p>4) à moins de 610 mètres (2 000 pi) d'un puits, d'un réservoir, d'un lac naturel, d'un bassin artificiel ou d'une source d'approvisionnement public en eau potable (municipal ou autre);</p> <p>5) à moins de 610 mètres (2 000 pi) du point d'approvisionnement public en eau potable (municipal ou autre) d'une nappe d'eau déversante, de même qu'à moins de 305 mètres (1 000 pi) de chaque côté du principal cours d'eau déversant et de tout affluent situé en amont de ce cours d'eau sur une distance de 1,6 km (1 mi) du point d'approvisionnement en eau potable;</p> <p>6) à moins de 152 mètres (500 pi) d'un puits privé, d'une source domestique ou d'une source d'approvisionnement en eau destinée au bétail ou aux</p> | <p>installations et droits de passage externes.</p> <p>Oil and Gas UK, Well integrity guidelines, Issue 1, july 2012; (WIG) 4.10) On doit quantifier l'incertitude de la position d'un puits extracôtier au moyen d'un modèle. La probabilité que le puits soit foré à l'intérieur de l'ellipse d'incertitude d'un puits existant doit être inférieure à 5 %. Le FS décrit dans la norme NORSOK D-010 est utilisé au Royaume-Uni.</p> | <p>Rule 3.37) Aucun puits ne doit être foré dans un rayon de 360 mètres d'un puits complété ou en cours de forage sur la même couche, le même lot ou la même parcelle de terre. De plus, aucun puits ne doit être foré dans un rayon de 142 mètres de la limite d'une propriété, d'une concession ou d'un lotissement, sauf exception approuvée par la RRC. Les distances susmentionnées représentent les distances minimales assurant la répartition standard d'un puits pour chaque tranche de 40 acres dans les zones où le contingentement reste indéterminé.</p> <p>Railroad Commission of Texas, 2004. Texas Administrative Code, Economic regulation, Oil and Gas Division.</p> <p>Rule 3.38. b-1) Les exigences en matière de densité interdisent le forage d'un puits sur une surface ne répondant pas aux normes, sauf exception approuvée et autorisée par la RRC. Une surface ne répondant pas aux normes est une surface dont la superficie est inférieure au minimum requis pour l'unité d'implantation de forage standard ou optionnel (la superficie prévue pour le forage d'un puits).</p> <p>Railroad Commission of Texas, 2004. Form W-1. Application for permit to drill, recomplete</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|--|--|--|---|--|
| <p>0.1km - $>6.0 \text{ m}^3/\text{s} \approx 1.5\text{km}$</p> <p>(ERBC, Directive 056)</p> <p>(ERBC, Draft Directive-Hydraulic-Fracturing)</p> <p>100 mètres d'une habitation</p> <p>200 mètres d'un puits d'eau</p> | <p>holder of the authorization for the waterworks, water supply well or water storage reservoir;</p> <p>(b) that operating areas not be located</p> <p>(i) within an identified ground water recharge area,</p> <p>(ii) within a designated watershed, or</p> <p>(iii) on top of an identified aquifer unless the operating area will not have a material adverse effect on the quality and quantity of water and the natural timing of water flow</p> | | <p>cultures.</p> <p>New York SGEIS</p> <p>100 pieds (30 mètres) d'une résidence</p> <p>2000 pieds (610 mètres) d'une source d'alimentation en eau publique</p> <p>500 pieds (152 mètres) d'un puits privé</p> | | <p>or re-enter. Oil & Gas Forms</p> <p>Le formulaire FORM W-1 doit indiquer à la RRC l'emplacement et la superficie de la surface, la ville la plus près, la distance jusqu'à la ligne de concession la plus près et le nombre d'acres contiguës dans la concession, les unités combinées ou le lot uni.</p> <p>Dallas Gas Drilling Task Force, presentation au Maire et au conseil de la ville, le 16 mai 2012.</p> <p>En mai 2012, le Dallas Gas Drilling Task Force recommandait une distance minimale de 300 mètres entre une propriété et la limite d'un site de forage</p> |

3.2.2. Les sites multipuits

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|---|--|--|--|---|--|
| <p>Directive 056 – Schedule 4.2 Multiwell Pad Location</p> <p>Directive 080: Well Logging Section 4 sets out new requirements for the logging of vertical and deviated wells on single- and multiwell pads, including coalbed methane (CBM), shallow gas, and observation wells.</p> <p>3.3.2 Within the surface casing interval for at least one well on each multiwell pad, a licensee must take an acceptable log to measure</p> <p>a) gamma-ray response through casing from base of surface casing to surface and</p> <p>b) neutron response through casing from base of surface casing to 25 m below surface.</p> <p>For all other wells on the same pad, acquiring logs over the surface casing interval is not required.</p> <p>4.3.2 Multiwell Pad</p> <p>6) For at least one well on a multiwell pad, the licensee must take an acceptable log to determine the lithology, fluid, and porosity of the strata from the total depth of the well to the base of surface casing and record all pertinent data. See figure 2.</p> <p>7) Log coverage specified in requirement 6 must be obtained</p> | <p>Oil and Gas Activities Act, DRILLING AND PRODUCTION REGULATION</p> <p>Part 6 — Well and Other Data</p> <p>29 (a.1) for horizontal wells drilled from a common drilling pad location and to be completed in a zone listed in Schedule 2, take drilling cutting samples as follows:</p> <p>(i) for a minimum of one horizontal well on the pad location, at 5 m intervals beginning at a point determined by the permit holder to be 50 m measured depth above the shallowest potential reservoir zone expected in the well and continuing to the point at which the drilling of the horizontal portion of the well is begun;</p> <p>(ii) for a minimum of one well on the pad location in each dominant direction of the horizontal portion of the well for each zone listed in Schedule 2, at 10 m intervals beginning at the point at which the drilling of the horizontal portion of the well is begun and continuing to the total depth of the well,</p> <p>Tests, analyses, surveys and logs 34 (2.1) If more than one well has been drilled or has been permitted to be drilled from a common drilling pad location in an unconventional zone listed in Schedule 2, the logs referred to in subsection (1) must be taken in at least one of the wells and, in</p> | <p>Dans le cas de plateformes multipuits, des échantillons devront être prélevés, avant le forage, pour chaque nouveau puits, mais uniquement si plus de 90 jours se sont écoulés depuis le dernier échantillonnage post complétion d'un puits précédemment foré sur la même plateforme.</p> | <p>In New York, ECL 23 title 5 requires that all horizontal wells in a multi-well shale unit be drilled within three years of the date the first well in the unit commences drilling, to prevent operators from holding acreage within large spacing units without fully developing the acreage</p> <p>As described above, the space required for hydraulic fracturing operations for a multi-well pad is dictated by a number of factors but is expected to most commonly be about 3.5 acres.¹⁴⁶ The well pad is often centered in the spacing unit.</p> <p>SGEIS 2015 5.1.2 the well pad size required for drilling and completion operations is estimated at approximately 460 feet by 340 feet, or about 3.6 acres. This estimate does not include areas disturbed due to access road construction.</p> <p>SGEIS 2015 5.1.4.2 The number of wells and well sites that may exist per square mile is dictated by gas reservoir geology and productivity, mineral rights distribution, and statutory well spacing requirements set forth in ECL Article 23, Title 5, as amended in 2008. The statute provides three statewide spacing options for shale wells, which are described below. Although the</p> | | <p>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=24 Check Valves Required (chaque puits doit avoir sa valve de sécurité)</p> <p>Rule 3.86 (e) Multiple drainholes allowed.</p> <p>(1) A single well may be developed with more than one horizontal drainhole originating from a single vertical wellbore.</p> <p>(2) A horizontal drainhole well developed with more than one horizontal drainhole shall be treated as a single well.</p> <p>(3) The horizontal drainhole displacement used for calculating additional acreage assignment for a well completed with multiple horizontal drainholes shall be the horizontal drainhole displacement of the longest horizontal drainhole plus the projection of any other horizontal drainhole on a line that extends in a 180 degree direction from the longest horizontal drainhole.</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|---|--|--|--|---|------------------------------------|
| <p>over the full stratigraphic section penetrated by the wells on the pad (from the deepest formation to base of surface casing).</p> <p>8) If an additional well is drilled from a previously existing pad and penetrates a deeper zone not previously logged, additional well logs must be taken of this zone to determine the lithology, fluid, and porosity of the strata.</p> <p>9) For all remaining wells on the same pad, the licensee must, at a minimum, take an acceptable well log to measure the gamma ray of the strata from the total depth of the well to base of surface casing. The gamma-ray logs may be MWD, LWD, open hole, cased hole, or a combination thereof to determine the lithology of the strata from the total depth of the well to the base of surface casing; all pertinent data must be recorded.</p> <p>The AER recommends that the licensee not leave the open-hole measurement of the lithology, fluid, and porosity to the last well on the pad due to the possibility of encountering unforeseeable technical or operational problems that could prevent acquiring these logs on the last well.</p> <p>5.3 Requirements 11) For each horizontal well drilled from a single- or multiwell pad, regardless of the Lahee classification, the licensee must, at a minimum, take an acceptable well log to measure the gamma ray of the strata from the total</p> | <p>the case of the other well or wells,</p> <p>(a) subsection (1) does not apply, and</p> <p>(b) a gamma ray log must be taken from the base of the surface casing of each well to the total depth of each well.</p> | | <p>options include vertical drilling and single-well pad horizontal drilling, the Department anticipates that multiwell pad horizontal drilling (which results in the lowest density and least land disturbance) will be the predominant approach, for the following reasons:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Industry estimates that 90% of the wells drilled to develop the Marcellus Shale will be horizontal wells on multi-well pads;¹³⁵ • The addition to the ECL of provisions to address multi-well pad drilling was one of the primary objectives of the 2008 amendments, and was supported by the Department because of the reduced environmental impact; • Multi-well pad drilling reduces operators' costs, by reducing the number of access roads and gathering lines that must be constructed as well as potentially reducing the number of equipment mobilizations; and • Multi-well pad drilling reduces the number of regulatory hurdles for operators, because each well pad location would only need to be reviewed once for environmental concerns, stormwater permitting purposes and to determine conformance to SEQRA requirements, including the 1992 GEIS and the Final SGEIS. <p>SGEIS 5.1.4.2</p> | | |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|---|--|--|---|---|------------------------------------|
| <p>depth of the well to the base of surface casing. The gamma-ray measurements may be MWD, LWD, open hole, cased hole, or a combination thereof. See figures 3 and 4.</p> <p>12) For multiwell pads in which one or more vertical or deviated wells and one or more horizontal wells are drilled, the vertical or deviated wells on the pad are subject to the requirements in section 4.3. All horizontal wells on the pad are subject to requirement 11. See figure 5.</p> <p>7.2 Submission of Well Logs and Summary Reports 16) Within one month of the completion of a well logging operation, the licensee must submit to the AER a summary report of all well logs acquired. In the case of multiwell pads, the onemonth time period starts on the date the rig was released from the pad.</p> | | | <p>Statewide spacing for horizontal wells where only one well will be drilled at the surface site provides for one well per 40 acres plus the necessary and sufficient acreage so that there will be 330 feet between the wellbore in the target formation and the spacing unit boundary. This means that the width of the spacing unit will be at least 660 feet and the distance within the target formation between wellbores will also always be at least 660 feet. Surface locations may be somewhat closer together because of the need to begin building angle in the wellbore about 500 feet above the target formation. However, unless the horizontal length of the wellbores within the target formation is limited to 1,980 feet, the spacing units will exceed 40 acres in size. Although it is possible to drill horizontal wellbores of this length, all information provided to date indicates that, in actual practice, lateral distance drilled will normally exceed 2,000 feet and as an example would most likely be 4,000 feet or more, requiring substantially more than 40 acres. Therefore, the overall density of surface locations would be less than 16 wells per square mile. For example, with 4,000 feet as the length of a horizontal wellbore in the target shale formation, a spacing unit would be 4,660 feet long by 660 feet wide, or about 71 acres in size. Nine, instead of 16, spacing units would fit within a square mile, necessitating nine instead of 16</p> | | |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|------------------------------------|
| | | | access roads and nine instead of 16 gas gathering lines. Longer laterals would further reduce the number of well pads per square mile. The Department anticipates that the vast majority of horizontal wells will be drilled from common pads (i.e., multi-well pads), reducing surface disturbance even more | | |

3.2.3. Le design et la conception de puits (coffrages)

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|--|--|--|---|--|---------|-------|-----|----|-------|-----|----|-------|-----|----|-------|-----|----|-----|-----|----|-----|-----|----|-----|-----|-----|---|---|
| <p>Directive 010 Minimum Casing Design Requirements</p> <p>Directive 083 Hydraulic Fracturing – Subsurface Integrity</p> <p>Directive 059 Well Drilling and Completion Data Filing Requirements</p> <p>Directive 009 Casing Cementing Minimum Requirements</p> <p>Directive 008 Surface Casing Depth Requirements</p> <p>Dir.010) 1.3) Assurer l’efficacité du coffrage et des accessoires de coffrage haute pression (ex. : outils par phase, garnitures d’étanchéité de coffrage externes, centreurs en ligne et anneaux de retenue pour bouchons) pour chaque utilisation et pour la durée de vie du puits.</p> <p>1.5) Le coffrage doit être fabriqué selon les spécifications minimales définies dans la norme API 5CT/ISO 11960. Le rendement du coffrage doit satisfaire aux normes du Bulletin 5C2 d’API ou les dépasser. La pression nominale d’écrasement du coffrage est réduite en cas de charge axiale et doit être calculée à l’aide des normes de la dernière</p> | <p>Oil and Gas Activities Act, DRILLING AND PRODUCTION REGULATION</p> <p>Hydraulic isolation</p> <p>22 A well permit holder must establish and maintain hydraulic isolation between all porous zones in a well, except for zones in which commingled production is permitted or authorized as described in section 23.</p> <p>DPR 18 1) L’exploitant d’un puits doit s’assurer que le coffrage est conçu de manière à résister aux charges maximales et aux conditions d’exploitation raisonnablement anticipées pendant la durée de vie prévue du puits.</p> <p>IRP 2 (Puits acide) (2.3.2.5.2) Planification intégrée des ressources (PIR) pour pompage avec pompes à jet. Le corps d’une pompe à jet doit résister à une pression de rendement interne et à une pression d’écrasement équivalente à celle requise pour le tube de production. Les tubes de production ou les colonnes de coffrage qui contiennent le fluide hydraulique doivent être conçues pour résister aux pressions d’éclatement et d’écrasement en tenant compte de la forte pression exercée par le fluide hydraulique. Les mêmes facteurs de conception doivent être</p> | <p>Gestion environnementale responsable des activités liées au pétrole et au gaz naturel au Nouveau-Brunswick Règles pour l’industrie</p> <p>p.3 Le coffrage doit à tout le moins satisfaire aux critères de conception précisés dans la dernière version de la directive 010 (Minimum Casing Design Requirements) préparée par l’Energy Resources Conservation Board (ERCB) de l’Alberta. L’exploitant devrait à tout le moins installer un coffrage fabriqué selon les normes définies dans les plus récentes versions des normes 5CT (Specification for Casing and Tubing) de l’American Petroleum Institute (API) et 11960 (Steel Pipes for use as Casing or Tubing for Wells) de l’Organisation internationale de normalisation (ISO). Le coffrage devrait aussi respecter, voir surpasser, les normes de performance énoncées dans le plus récent rapport technique TR5C3T (Technical Report on Equations and Calculations for Casing, Tubing, and Line Pipe Used as Casing) de l’API</p> <p>p.3 Exception faite du tube-guide, l’ensemble du coffrage dans un puits qui sera soumis à la fracturation hydraulique dans le cadre de la complétion doit avoir une capacité de pression interne au moins 10% plus élevée que la pression maximale anticipée</p> | <p>SPC 5) Le coffrage doit consister soit en un coffrage neuf de nuance API présentant une pression de rupture interne minimale de 12,4 MPa (1 800 psi), soit en un coffrage remis à neuf dont la pression interne a été mise à l’essai à 18,6 MPa (2 700 psi) au moins.</p> <p>C&C P 15). Le coffrage doit résister aux pressions de formation ou de stimulation</p> <p>SPC 5) Il faut une différence d’au moins 63,5 mm (2,5 po) entre le diamètre du trou et celui du coffrage (à l’exclusion des raccords) ou le jeu spécifié dans les pratiques du département en matière de coffrage et de cimentation, s’il est supérieur.</p> <p>C&C P 1). Le diamètre du trou du coffrage de surface foré doit être suffisamment large pour laisser passer les centreurs dans les diamètres de trous recommandés (tailles en mm) :</p> <table><tr><th>Centreur</th><th>Trous</th><th>Jeu min</th></tr><tr><td>114,3</td><td>155</td><td>41</td></tr><tr><td>139,7</td><td>188</td><td>48</td></tr><tr><td>167,6</td><td>191</td><td>48</td></tr><tr><td>177,8</td><td>213</td><td>44</td></tr><tr><td>218</td><td>269</td><td>51</td></tr><tr><td>244</td><td>311</td><td>66</td></tr><tr><td>340</td><td>445</td><td>104</td></tr></table> | Centreur | Trous | Jeu min | 114,3 | 155 | 41 | 139,7 | 188 | 48 | 167,6 | 191 | 48 | 177,8 | 213 | 44 | 218 | 269 | 51 | 244 | 311 | 66 | 340 | 445 | 104 | <p>DCR 15). Dans la mesure du possible, l’exploitant du puits doit veiller à ce qu’il soit conçu et construit de manière à :</p> <p>a) être mis hors service ou abandonné en toute sécurité;</p> <p>b) prévenir tout écoulement imprévu de fluides provenant du puits ou du réservoir auquel il est relié après sa mise hors service ou son abandon.</p> <p>16). L’exploitant du puits doit s’assurer que sa conception, sa modification, sa mise en service, sa construction, son aménagement, son exploitation, son entretien, sa mise hors service et son abandon :</p> <p>a) préviennent, dans la mesure du possible, tout écoulement imprévu de fluides hors du puits;</p> <p>b) minimise les risques que présente le puits, ses déblais et ceux des strates explorées pour la santé et la sécurité des personnes.</p> <p>WIG 4.4.1) Concevoir en vue de la résistance aux pires conditions d’éclatement, d’écrasement ainsi qu’aux charges de tension et triaxiales pendant toute la durée de vie du puits et à toutes les activités raisonnablement prévisibles, en allouant une marge de tolérance suffisante pour la détérioration en service, notamment l’usure, la corrosion et l’érosion. Les coffrages de production et de surface, initiaux</p> | <p>Rule 3.13. 4-A) Tout coffrage utilisé dans un puits doit être en acier et avoir subi un essai de résistance à une pression hydrostatique au moins égale à la pression maximale à laquelle la colonne sera soumise dans le puits. Pour les nouvelles colonnes, l’essai de résistance à la pression, réalisé à l’usine, répond à cette exigence. On peut utiliser un outil d’évaluation du coffrage à la place de l’essai de résistance à la pression hydrostatique. Seuls les coffrages répondant aux exigences de la Spécification 5CT de l’API ou d’une norme équivalente approuvée par la RRC peuvent être utilisés à la profondeur à protéger.</p> <p>Rule 3.13. 2-C) La profondeur à protéger correspond à la profondeur à laquelle l’eau utilisable doit être protégée. Cela peut comprendre des zones où se trouvent des nappes d’eau saline ou saumâtre, si ces zones sont corrélatives ou hydrologiquement liées à d’autres zones contenant de l’eau utilisable.</p> <p>Baer T., (2013) Le coffrage de surface doit être installé près de la plus profonde nappe d’eau utilisable (moins de 3 000 mg/l) et plus profondément de celle-ci pour isoler correctement les ressources d’eau douce. Le</p> |
| Centreur | Trous | Jeu min | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 114,3 | 155 | 41 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 139,7 | 188 | 48 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 167,6 | 191 | 48 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 177,8 | 213 | 44 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 218 | 269 | 51 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 244 | 311 | 66 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 340 | 445 | 104 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|---|---|---|--|
| <p>version du Bulletin 5C3 d'API en combinaison avec l'Annexe E.</p> <p>1.8) L'établissement des charges axiales doit prendre en considération la charge de traction supplémentaire (ex. : traction excessive du coffrage lors de la mise en place des coins de retenue, essai de pression du coffrage) ou la charge de compression ainsi que les conditions relatives à l'entretien. Pour tous les puits déviés, l'exploitant d'un puits doit tenir compte des contraintes additionnelles causées par le fléchissement, peu importe la méthode de conception choisie. Plusieurs exigences de conception dont les facteurs de conception :</p> <p>Éclatement 1, 1,25 (H2S)</p> <p>Écrasement : 1</p> <p>Traction : 1,6</p> <p>Et la conformité aux normes de l'API</p> <p>Dir. 009 3.1 Coffrage initial</p> <p>c) Le diamètre du trou doit être supérieur d'au moins 100 mm plus large à celui du coffrage.</p> <p>Dir 008), 5 S'il est requis pour le contrôle du puits, le coffrage initial doit être introduit à une profondeur se situant entre 20 et 30 mètres, dans une zone compétente. La présence d'un coffrage initial ne remplace pas</p> | <p>utilisés pour le coffrage et le tube de production</p> <p>PRCG 2) Il est recommandé d'effectuer des simulations par ordinateur pour les travaux de ciment critiques. La plupart des fournisseurs de ciment possèdent des logiciels de simulation de cimentation primaire. Des simulations devraient également être effectuées pour les colonnes de coffrage de surface et intermédiaires si le travail vise une nouvelle zone ou si un problème particulier comme la perte de circulation ou la migration de gaz doit être surmonté. Pour régler un problème de migration de gaz, l'accent doit être mis sur le temps de transition de la boue, l'enlèvement de la boue et les pressions d'installation.</p> <p>IRP 5, 5.1.1.1) Le coffrage initial est :</p> <ul style="list-style-type: none"> · typiquement installé à une profondeur de moins 30 mètres; · coupé au niveau du sol; · léger et ne sert pas de support à un équipement permanent de tête de puits; · doté d'un système de déflecteur installé lors des premiers stades de certains forages qui présentent un risque accru de venue de gaz peu profond. | <p>auquel le coffrage sera exposé au cours de la fracturation hydraulique et pendant la durée de vie du puits.</p> <p>p.3 Tous les joints des coffrages utilisés dans un puits de forage, y compris le coffrage initial, mais à l'exception du tube-guide, doivent être filetés plutôt que soudés.</p> <p>2.2) L'exploitant est dans l'obligation d'installer un coffrage en acier ou en acier allié pouvant supporter la tension, l'écrasement et l'éclatement. Le coffrage sera soumis à de telles forces au cours de l'installation et de la cimentation et pendant les activités subséquentes de forage, de fracturation et de production de pétrole et de gaz. Le coffrage doit également être conçu pour supporter d'autres conditions anticipées, entre autres, la corrosion causée par les agents de soutènement utilisés lors de la fracturation hydraulique et la géochimie souterraine. Le coffrage doit à tout le moins satisfaire aux critères de conception précisés dans la dernière version de la Directive 010 de l'Alberta. L'exploitant devrait à tout le moins installer un coffrage fabriqué selon les normes SCT (Specification for Casing and Tubing) de l'American Petroleum Institute (API) et 11960 (Steel Pipes for use as Casing or Tubing for Wells), le</p> | <p>SPC 4) Si un coffrage initial est utilisé, il doit être introduit dans un trou foré et être cimenté jusqu'à la surface par circulation descendante à l'intérieur du coffrage et ascendante dans l'espace annulaire ou installé selon une autre procédure approuvée par la présente agence. Des colmatants doivent être ajoutés au ciment pour garantir des résultats satisfaisants.</p> <p>554.1 d) Sauf indication contraire prévue aux présentes, tous les puits doivent être dotés d'un coffrage de surface suffisant pour dépasser le niveau d'eau potable le plus profond.</p> <p>SPC 5). Une colonne de coffrage de surface doit s'enfoncer à au moins 100 pi sous la nappe d'eau douce la plus profonde et à au moins 100 pi dans le substratum. Si des gaz peu profonds sont présents ou anticipés dans cet intervalle du substratum, la profondeur de pose en puits du coffrage peut être modifiée en fonction des conditions particulières du site.</p> <p>C&C P 2) Toutefois, le coffrage de surface doit s'enfoncer suffisamment pour permettre au BOP de contenir toute pression de formation qui peut survenir avant que le coffrage subséquent soit installé.</p> | <p>et intermédiaires, sont décrits séparément. La conception, la fabrication, l'inspection et la mise à l'essai des coffrages doivent respecter les normes appropriées (BS EN ISO 11960 – API Spec 5CT, ISO 15156 – NACE MR 0175, BS EN ISO 13680 – API Spec 5CRA).</p> <p>WIG 4.4.2) Le plan de conception des coffrages doit comprendre, sans s'y limiter, la progression de la pression des pores estimée, la résistance de la formation et son gradient de température, les programmes de cimentation et de fluide de forage, la possibilité de retrouver du H2S et du CO2, les charges induites par l'entretien du puits et les autres activités et les exigences d'abandon du puits.</p> <p>WIG 4.4.2) On peut calculer les coefficients de sécurité des charges de rupture, d'affaissement et longitudinales selon la norme NORSOK D-010, à moins que l'exploitant dispose d'une norme interne approuvée :</p> <p>Coefficients de sécurité : Éclatement : 1,1</p> <p>Écrasement : 1</p> <p>Tension : 1,3</p> <p>Effort triaxial : 1,25</p> <p>WIG : 4.5.1) Prévenir l'élargissement de sections de</p> | <p>coffrage intermédiaire doit être installé près de la couche cible ou la traverser.</p> <p>Rule 3.13. 6-E-i.) Tous les puits terrestres ou situés dans une baie doivent être équipés de têtes de coffrage cotées pour une assez grande pression de fonctionnement et dotées de branchements adéquats et de vannes nécessaires au pompage de fluides entre deux colonnes de coffrage à partir de la surface.</p> <p>Rule 3.13. 3) Le diamètre du trou de forage dans lequel sera installé et cimenté un coffrage doit être 1,5 pouces plus grand que le diamètre de conception dudit coffrage, sauf sur approbation du district director. Le diamètre des sections du trou de forage dans lesquelles seront installées et cimentées des colonnes de coffrage subséquentes doit être 1 pouce plus grand que le diamètre de conception dudit coffrage, sauf sur approbation du district director. Le district director accorde ou refuse une telle approbation en fonction de la superficie d'une zone. Les exigences susmentionnées en matière de diamètre ne s'appliquent pas aux réinsertions, aux colonnes perdues et aux coffrages non essentiels.</p> <p>Rule 3.13. b-1-A.) L'approbation du district director concerné est</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|---|--|--|---|---|---|
| la nécessité d'un coffrage de surface, à moins que les exigences relatives à l'exemption de coffrage de surface ne soient respectées (voir Section 3). Les coffrages initiaux enfoncés à plus de 30 mètres (afin d'atteindre une zone compétente) sont considérés comme des coffrages de surface et doivent répondre à toutes les exigences réglementaires qui leur sont associées. | DPR 18 3) L'exploitant d'un puits doit s'assurer que le coffrage de surface du puits satisfait aux exigences suivantes : a) le coffrage de surface doit être installé dans une formation compétente à une profondeur suffisante pour offrir un ancrage compétent pour le bloc obturateur de puits et assurer le contrôle des pressions anticipées du puits; | coffrage technique TR5C3T (Technical Report on Equations and Calculations for Casing, Tubing, and Line Pipe Used as Casing) de l'API. 2.3) Capacité de pression interne au moins 10 % plus élevée que la pression maximale anticipée au cours de la fracturation hydraulique et pendant la durée de vie du puits. | C&C P 3) Le coffrage de surface ne doit pas atteindre de zones contenant des quantités mesurables de gaz peu profond. Si une telle zone est rencontrée avant que l'eau douce ne soit isolée, l'exploitant doit aviser le Département et, après avoir reçu l'approbation de ce dernier, prendre toutes les mesures nécessaires pour protéger les zones d'eau douce. | puits durant le forage. Calcul précis du déplacement afin d'empêcher le ciment d'être vidangé par pompage du manchon de retenue en cas de non obturation par le bouchon. WIG 4.3.4) Les diagrammes de puits contiennent un exemple du diamètre des coffrages initial et de surface : un coffrage initial de 762 mm pour les puits forés à partir d'une plateforme, les puits sur plateforme autoélévatrice et les puits sous-marins, et un diamètre de 508 mm pour les puits terrestres. Selon le type de puits, le coffrage de surface indiqué a un diamètre de 508 mm, 340 mm ou 473 mm. | nécessaire à toute proposition d'installation d'un coffrage de surface à une profondeur ³ 1 067 mètres dans le cas d'un puits terrestre ou situé dans une baie. |
| Dir. 009) Être cimenté sur toute sa longueur au moyen de la méthode de circulation | IRP 5, 5.1.1.1) Le coffrage de surface, si requis, est installé de manière à isoler la partie supérieure du puits et à la protéger. L'eau souterraine utilisable se définit comme une eau souterraine qui : satisfait aux Recommandations pour la qualité de l'eau potable au Canada ou aux Recommandations canadiennes pour la qualité des eaux : protection des utilisations de l'eau à des fins agricoles, à savoir qu'elle peut être traitée sans engendrer de coûts excessifs. Les coffrages de surface doivent également être enfoncés à 25 mètres dans une formation compétente et à une profondeur suffisante pour supporter le bloc obturateur. | 2.12) Le diamètre du trou de forage doit être supérieur d'au moins 100 mm à celui du coffrage de surface. | 560.6) Le coffrage de surface doit dépasser d'au moins 23 mètres le fond de toute nappe d'eau douce potable ou s'enfoncer de 23 mètres dans un substratum compétent, s'il est plus profond. | WIG 4.3.5) Supporter structurellement le BOP et l'arbre de Noël. Résister à toutes les charges pendant sa durée de vie, y compris la charge excentrée pendant le forage et après la complétion des travaux. Pour un trou foré, le ciment devrait affleurer la surface. | Rule 3.13. c-B.) Dans le cas d'un puits extracôtier, un coffrage de surface doit être installé avant tout forage dépassant 1 067 mètres de profondeur verticale réelle. Les profondeurs minimales pour les coffrages de surface sont : a) 25 % de la profondeur verticale réelle proposée pour le puits, si celle-ci < 2 134 mètres; b) 600 mètres si la profondeur verticale réelle du puits se situe entre 2 134 et 3 000 mètres; c) 750 mètres si la profondeur verticale réelle du puits > 3 000 mètres. |
| 6.080 (2) L'exploitant d'un puits doit installer un coffrage de surface : | | 2.6) L'exploitant doit effectuer l'installation du coffrage initial nécessaire au maintien de la stabilité du puits de forage pour éviter l'infiltration de l'eau souterraine. Ce maintien est essentiel à la retenue en place des matières de surface non consolidées pendant les activités de forage. Si on se sert d'un coffrage initial en vue de faciliter le contrôle du puits, ce tube doit être introduit à une profondeur d'au moins 20 mètres et on doit y installer un système de dérivation de classe 1, conformément à la Directive 036 (Drilling Blowout Prevention Requirements and Procedures) de l'Energy Resources Conservation Board (ERCB) de l'Alberta. | C&C P 12). La cimentation du coffrage de production doit se poursuivre au moins jusqu'à 150 mètres au-dessus du sabot de coffrage ou se raccorder à la colonne de coffrage précédente, si elle est plus proche. S'il existe des traces de pétrole ou de gaz dans la zone ou si le Département en a connaissance au moment du dépôt de la demande de permis ou encore si le forage en révèle, la cimentation du coffrage de production doit se prolonger au moins 100 pi au-dessus de telles traces. Le Département peut permettre l'utilisation d'un fluide lourd dans l'espace annulaire pour empêcher la migration du gaz dans certains cas où le poids | WIG 4.3.4) Installer au-dessus de toute poche de gaz présumée ou de toute zone où de l'eau sous pression circule. Tenir compte des anomalies décelées lors de l'examen sismique peu profond. En cas d'installation sous un horizon contenant potentiellement des gaz peu profonds, il peut être prudent de forer un trou pilote. Le gradient | |
| 4) si la profondeur du coffrage de surface est inférieure à : a) 180 mètres; b) la profondeur du seuil de protection des eaux souterraines, la colonne de coffrage subséquente au coffrage de surface doivent être cimentées sur toute la longueur. | | 2.7) Le coffrage de surface doit | | | Rule 3.29) Pour protéger les ressources en eau de l'État, la RRC exige que le coffrage de surface de tout puits foré au Texas soit installé sous le niveau de l'eau utilisable. Puisque ce niveau est variable, la Commission's Groundwater Advisory Unit réalise la tâche essentielle de déterminer la profondeur à protéger chaque fois qu'un nouveau puits est foré. |
| Dir. 8) La profondeur du coffrage de surface doit être d'au moins 25 mètres sous le puits d'eau le plus profond se trouvant à moins de 200 mètres de l'emplacement à la surface du puits proposé. Dans le cas où (6) et (7) sont supérieurs, le coffrage de surface doit être installé à au | DPR 18 4) L'exploitant d'un puits pour un puits foré après l'entrée en vigueur de la présente réglementation doit s'assurer que la colonne de coffrage subséquente est cimentée sur toute sa longueur si le coffrage | | | | |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|---|--|---|---|---|------------------------------------|
| <p>moins 10 % de la profondeur verticale réelle indépendamment de la pression prévue (sauf si le coffrage de surface fait l'objet d'une dérogation ou d'une réduction). Cette dernière convient aux puits forés dans des zones où un coffrage de surface doit être installé directement au-dessus d'une zone à problème afin d'obtenir une cimentation à haute résistance du coffrage de surface. La profondeur ne doit pas être à moins de 15 mètres au-dessus du sommet de la zone à problème dans la région et au-dessus de toute zone contenant des hydrocarbures.</p> <p>6.081) L'exploitant d'un puits ne doit pas forer au-delà de 600 mètres sans avoir installé un coffrage intermédiaire, à moins que l'autorité de réglementation estime qu'un tel coffrage n'est pas requis.</p> <p>Dir 083, 2.3) Le détenteur de la licence doit concevoir, construire et opérer son puits pour assurer l'intégrité du puits durant les opérations de fracturation hydraulique.</p> <p>Directive 010 Minimum Casing Design Requirements</p> <p>Directive 005 Calculating Subsurface Pressure via Fluid-Level Recorders</p> | <p>de surface du puits n'est pas installé sous la base de toutes les couches poreuses qui contiennent de l'eau souterraine utilisable ou à une profondeur minimale de 600 mètres.</p> <p>IRP 5, 5.1.1.1) Des colonnes de coffrage subséquentes peuvent être nécessaires pour isoler les formations intermédiaires (coffrage intermédiaire), supporter ou renforcer les activités de production (colonne perdue de production). Celles-ci se trouvent parfois dans des puits profonds ou complexes ou encore des puits horizontaux peu profonds dans lesquels un coffrage partiel peut servir de coffrage de production. Ces colonnes subséquentes peuvent être raccordées hermétiquement à la colonne de coffrage déjà cimentée ou cimentée et rattachée à la surface. Dans ce dernier cas, la tête de puits est conçue pour loger et supporter les colonnes subséquentes.</p> <p>Oil and Gas Activities Act, DRILLING AND PRODUCTION REGULATION</p> <p>Casing requirements</p> <p>18 (1) A well permit holder must ensure that casing is designed so that it will not fail if subjected to the maximum loads and service conditions that can reasonably be anticipated during the expected service life of the well.</p> | <p>atteindre la plus importante des profondeurs suivantes :</p> <p>a) au moins 25 mètres sous la couche poreuse contenant de l'eau souterraine non salée;</p> <p>b) une profondeur de coffrage calculée en fonction de la version la plus récente de la</p> <p>Directive 008 du ERCB de l'Alberta. L'exploitant ne doit pas se servir de la colonne de surface comme colonne de coffrage de production. Le coffrage de surface doit être fixé dans une zone compétente qui peut supporter la pression des pores prévue pendant la complétion de la section de forage suivante :</p> <p>b) le coffrage de surface doit être installé et cimenté aussitôt que possible après l'établissement d'une circulation et d'un conditionnement dans le trou de surface. Il ne devrait pas pénétrer dans des zones où la présence de gaz peu profond est confirmée. Advenant une telle zone, avant que l'eau souterraine non salée ne soit recouverte, l'exploitant doit prendre toutes les mesures nécessaires pour réguler la production du puits et empêcher l'infiltration de gaz de formation dans les zones d'eau souterraine non salée.</p> <p>2.8) Le coffrage utilisé dans tous les puits destinés à la fracturation hydraulique doit être conçu pour</p> | <p>de la colonne de ciment pourrait poser un problème.</p> <p>560.6 13) Un coffrage intermédiaire se prolongeant jusqu'à la surface doit être installé dans le puits. La profondeur de la conception du coffrage doit être déterminée en tenant compte de tous les facteurs applicables en matière de forage, de géologie et de contrôle du puits. En outre, la profondeur du puits doit prendre en considération les exigences de cimentation pour les coffrages intermédiaires et de production.</p> <p>560.6 16) Le coffrage de production doit être installé dans le puits de manière à atteindre la surface. Si l'installation d'un coffrage intermédiaire fait l'objet d'une dérogation du Département, le coffrage de production doit être entièrement cimenté jusqu'à la surface.</p> | <p>de fracture des puits voisins doit être pris en considération. Installer à la profondeur « sécuritaire » maximale pour maximiser la tolérance au sursaut de pression.</p> <p>WIG 4.3.3) Coffrage de production installé sur toute la profondeur du réservoir. L'usure du coffrage doit être prise en considération. Prendre conscience du potentiel d'exposition aux fluides du réservoir. L'érosion et la corrosion devraient être prises en considération.</p> <p>WIG 4.3.6) Les coffrages intermédiaires sont fonction d'un examen des dangers de sous surface et de la pression prévue des pores de la formation entre la profondeur du coffrage de surface et celle de pose du coffrage de production.</p> <p>WIG 4.3.2) La conception d'un puits a comme point de départ la profondeur et la taille des coffrages.</p> <p>WIG 4.3.3) Lors de la conception du coffrage, on doit tenir compte des limites de profondeur imposées par les exigences de l'évaluation de la formation et de la profondeur maximale permise par la marge de tolérance au venue de gaz. L'extrémité du coffrage de production peut</p> | |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|--|---|---|--|------------------------------------|
| <p>Directive 009 Casing Cementing Minimum Requirements</p> <p>Directive 008 Surface Casing Depth Requirements</p> <p>Directive 051 Injection and Disposal Wells – Well Classifications, Completions, Logging, and Testing Requirements</p> | <p>(2) A well permit holder must use non-toxic drilling fluids during the drilling of a well until, in the opinion of a qualified professional, all porous strata that</p> <p>(a) are less than 600 m below ground level, and</p> <p>(b) contain non-saline groundwater that is usable for domestic or agricultural purposes have been isolated from the drilling fluid.</p> <p>(3) A well permit holder must ensure that surface casing for a well conforms to the following requirements:</p> <p>(a) surface casing must be set in a competent formation at a depth sufficient to provide a competent anchor for blowout prevention equipment and to ensure control of anticipated well pressures;</p> <p>(b) the annulus must be filled with cement to the surface.</p> <p>(4) A well permit holder, with respect to a well drilled after this regulation came into force, must ensure that the next casing string is cemented full length if surface casing for the well is not set below the base of all porous strata that contain usable groundwater or to a minimum depth of 600 m.</p> <p>(5) A well permit holder must ensure that surface casing cement is not drilled out until sufficient compressive strength has been reached to allow the safe conduct of drilling operations.</p> | <p>servir de barrière de protection acceptable pendant les activités de stimulation par fracturation hydraulique. L'objectif principal d'une barrière de protection est d'empêcher la perte de contrôle du puits. Le coffrage de surface et le ciment formant le coffrage ne sont pas perçus comme des barrières de pression et ne doivent donc jamais être exposés aux pressions créées par la stimulation par fracturation hydraulique.</p> <p>2.9) Dans les puits de forage qui seront soumis à des activités de fracturation hydraulique, mais qui ne comportent aucun coffrage intermédiaire, il faut installer, dans le puits de forage, un coffrage de production s'étendant jusqu'à la surface.</p> | | <p>pénétrer le réservoir, ou son sabot s'installer au-dessus de lui.</p> | |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|------------------------------------|
| | <p>(6) A well permit holder must ensure that</p> <p>(a) all reasonable measures are taken to cement all intermediate and production casing to the surface or a minimum of 200 m above the shoe of the previous casing string, and</p> <p>(b) the cement is not drilled out until sufficient compressive strength has been reached to allow the safe conduct of drilling operations.</p> <p>(7) If there is any reason to doubt the effectiveness of casing cementation, a well permit holder must ensure that a survey is made to evaluate the cement integrity and that remedial measures are taken if necessary.</p> <p>(8) On detection of a casing leak or failure, a well permit holder must</p> <p>(a) notify the commission about the leak or failure without delay, and</p> <p>(b) repair the leak without unreasonable delay.</p> <p>(9) A well permit holder must ensure that a well is configured such that</p> <p>(a) the surface and intermediate casing annulus can freely vent,</p> <p>(b) excessive pressure cannot occur at the surface casing shoe, and</p> <p>(c) the surface casing is equipped with an open valve.</p> | | | | |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|------------------------------------|
| | <p>Oil and Gas Activities Act, DRILLING AND PRODUCTION REGULATION</p> <p>Pulling casing</p> <p>27 A well permit holder must ensure that casing or other equipment is not removed from the well permit holder's well if the casing or equipment is essential</p> <p>(a) to the proper control of the well, or</p> <p>(b) to the prevention of inter-zonal communication</p> | | | | |

3.2.4. Le design et la conception de puits (cimentation)

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|--|---|--|--|--|
| <p>Directive 005 Calculating Subsurface Pressure via Fluid-Level Recorders</p> <p>Directive 008 Surface Casing Depth Requirements</p> <p>Directive 009 Casing Cementing Minimum Requirements</p> <p>Directive 010 Minimum Casing Design Requirements</p> <p>Directive 051 Injection and Disposal Wells – Well Classifications, Completions, Logging, and Testing Requirements</p> <p>6.090) L'exploitant d'un puits doit cimenter le coffrage conformément à la directive 009 « Exigences minimales relatives à la cimentation du coffrage » :</p> <p>d) Il est permis d'ajouter des charges et des additifs au ciment si la résistance à la compression du mélange est d'au moins 3 500 kPa après 48 heures de durcissement à la température de la zone pétrolière la moins profonde.</p> <p>Dir. 009, 3.2 Coffrage de surface :</p> <p>c) Il est interdit d'ajouter au ciment des charges ou des additifs réduisant sa résistance à la compression</p> | <p>PRCG) Avant d'installer des colonnes de coffrage intermédiaires, le cas échéant, des colonnes de production et des colonnes perdues, l'entreprise de cimentation doit procéder à des essais en laboratoire de l'American Petroleum Institute (API), idéalement avec les mêmes matériaux (y compris l'eau de gâchage) que ceux qui seront utilisés sur le site de forage. Les essais devraient minimalement porter sur la durée d'épaississement du lait de ciment, la rhéologie et la perte de fluide</p> <p>PRCG p.5, 8). Il convient d'utiliser des bouchons de cimentation pour séparer la boue de la solution de lavage, de la solution de lavage du fluide de séparation, du fluide de séparation du ciment et du ciment de la boue.</p> <p>DPR 18 6) L'exploitant d'un puits doit s'assurer que :</p> <p>a) toutes les mesures raisonnables sont prises pour cimenter l'ensemble du coffrage intermédiaire et de production jusqu'à la surface ou au moins 200 mètres au-dessus du sabot de la colonne de coffrage précédente;</p> <p>DPR 18 3) Coffrage de surface :</p> | <p>2.10</p> <p>a) sécuriser le coffrage à l'intérieur du puits de forage;</p> <p>b) assurer un contrôle de puits et éviter en tout temps la migration ascendante de fluides;</p> <p>c) isoler les sources d'eau souterraine non salée;</p> <p>d) isoler les zones productives ou les zones corrosives, éviter la migration verticale de fluides ou de gaz derrière le coffrage. Le ciment doit respecter la dernière version de la norme 10A de l'API ou l'équivalent. La densité du coulis de ciment doit être fondée sur un essai de résonance magnétique nucléaire montrant une perte moyenne de fluides inférieure à 6 millilitres pour 250 millilitres de ciment (API 10 B-2). Systèmes qui réduisent la porosité et la perméabilité du coulis de ciment, améliorent le contrôle de la perte de fluides ou renforcent rapidement la force de prise du ciment. Des additifs pour prévenir la perte de circulation doivent être ajoutés</p> <p>2.12) Le coffrage initial doit être cimenté sur toute sa longueur.</p> <p>2.13) Cimenté sur toute sa longueur grâce à la méthode de circulation. Les charges ou additifs réduisant la résistance à la compression du ciment du coffrage de surface à un point</p> | <p>C&C P 9) Le lait de ciment doit être préparé selon les spécifications du fabricant ou de l'entrepreneur pour minimiser la teneur en eau du ciment. 560.6 v) Le ciment doit répondre aux spécifications énoncées sur le permis de forage, d'approfondissement, de rebouchage ou de conversion, et le lait de ciment doit être préparé de façon à minimiser sa teneur en eau en suivant les spécifications approuvées par le service et contenir un additif qui bloque les gaz ou, avec l'approbation du service, être un mélange de ciment jugé équivalent sur le plan fonctionnel.</p> <p>C&C P 5) Coffrage de surface : Des paniers de cimentation doivent être installés convenablement au-dessus des principales zones de perte de circulation.</p> <p>C&C P 14) Si des bouchons sont utilisés, il convient de placer un récupérateur de bouchon sur le raccord de coffrage le plus profond.</p> <p>C&C P 6) Il convient d'utiliser un fluide de rinçage, un fluide de séparation ou du ciment supplémentaire pour isoler le ciment du fluide de séparation ou encore d'utiliser du ciment supplémentaire pour isoler le</p> | <p>WIG 4.5) Le poids du lait de ciment et du séparateur de fluides doit permettre au puits de demeurer en surpression et empêcher la fracturation de la formation pendant la cimentation :</p> <p>a) prévient les venues pendant la prise du ciment;</p> <p>b) offre rapidement une résistance à la compression;</p> <p>c) offre une protection longue durée contre les écoulements.</p> <p>4.51) Activité de cimentation qui vise à obtenir une pression hydrostatique plus élevée dans l'annulaire que dans le coffrage au terme de l'opération. Le lait de ciment peut comporter certains additifs précis pour en améliorer l'intégrité :</p> <p>a) éléments de contrôle de la migration des gaz;</p> <p>b) matières fibreuses;</p> <p>c) silice.</p> <p>Essais relatifs à la spécification 10 de l'API</p> <p>WIG 5.6.5.2) Mise en place du sabot de coffrage dans une section régulière d'une formation imperméable. Installation du sabot à la bonne profondeur, inventaire du coffrage et comptage des raccords restants. Fixation du support de coffrage</p> | <p>Rule 3.13. 4-E) Le ciment de base doit répondre aux exigences de la spécification 10A de l'API, de la spécification C150/C150M de l'ASTM ou de toute autre norme équivalente approuvée par la RRC.</p> <p>Rule 3.13. b-1-D-iii.) Au besoin, il faut concevoir un laitier de ciment pour contrôler les migrations de gaz dans l'espace annulaire dans le respect des exigences de la norme 65, partie 2, de l'API. Le laitier de ciment utilisé dans la zone de cimentation critique doit contenir le moins d'eau libre possible. Le rapport moyen de séparation de l'eau libre, déterminé selon la norme RP 10b-2 de l'API7, ne doit jamais dépasser 2 ml d'eau par 250 ml de ciment dans la zone critique ou 6 ml d'eau par 250 ml de ciment hors de la zone critique.</p> <p>Rule 3.13. b-1-D-iv.) La RRC peut exiger l'emploi d'un mélange de ciment de meilleure qualité pour éviter la pollution, pour colmater les zones productrices, les zones à risque d'écoulement et les fluides de formation corrosifs, ou pour prévenir tout danger dans le puits.</p> <p>Rule 3.13) L'exploitant doit installer et cimenter</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|--|--|
| <p>Dir. 009, 3.2 a) Le coffrage de surface doit être cimenté sur toute sa longueur.</p> <p>3.3 Coffrage de production, intermédiaire et de doublure :</p> <p>c) Le volume de ciment requis doit s'appuyer sur les dimensions du trou de forage, mesurées par diagraphie diamétrale, plus un excédent d'au moins 20 %. Une exemption de l'excédent de 20 % peut être accordée sur demande.</p> <p>5 a) Dans tous les cas, si un coffrage de surface de moins de 180 mètres a été installé, ou si le coffrage n'est pas mis en place à plus de 25 mètres sous un aquifère renfermant de l'eau utilisable, le coffrage intermédiaire ou de production doit être cimenté sur toute sa longueur</p> <p>Dir. 009) Le coffrage initial doit être cimenté par la méthode de circulation.</p> <p>3.3 Coffrage de production, intermédiaire et colonnes perdues</p> <p>a) Le ciment ne doit pas être pompé dans l'espace annulaire à partir de la surface. Durant les opérations de cimentation, les retours de fluides en surface doivent être surveillés visuellement. Si un retour de ciment n'est pas obtenu en surface ou que les retours de fluides de déplacement indiquent que la longueur requise de ciment n'a pas été atteinte, une</p> | <p>b) l'annulaire doit être rempli de ciment jusqu'à la surface.</p> <p>WDG, 3.2) Les coffrages de surface et les coffrages faisant l'objet de travaux de forage en sous-pression sous le sabot doivent être cimentés sur toute la longueur. Les colonnes de coffrage intermédiaire et de production doivent être cimentées jusqu'à la surface ou au moins 200 mètres au-dessus de la colonne précédente</p> <p>DPR 18 (9) L'exploitant d'un puits doit veiller à ce qu'un puits soit configuré de telle manière que :</p> <p>a) l'espace annulaire entre le coffrage de surface et le coffrage intermédiaire permette une libre circulation de l'air;</p> <p>b) le sabot du coffrage de surface ne puisse pas être soumis à une pression excessive;</p> <p>c) le coffrage de surface soit muni d'une valve d'ouverture</p> <p>PRCG p.6.1) Les essais effectués sur le ciment doivent être conduits autant que possible selon les spécifications de l'API, sauf avis contraire d'un professionnel</p> <p>DPR (6) b) le ciment ne doit pas être foré tant et aussi longtemps qu'il n'a pas atteint la résistance</p> | <p>inférieur à la force minimale requise ne doivent pas être utilisés. Le volume de ciment requis doit être calculé en fonction des mesures du trou, auxquelles on ajoute au moins 50 % de volume de ciment excédentaire, ou des mesures du trou issues d'une diagraphie diamétrale, auxquelles on ajoute au moins 20 % de volume de ciment excédentaire. Les retours de débit doivent faire l'objet d'une surveillance visuelle.</p> <p>2.14) Le coffrage intermédiaire doit être cimenté depuis le sabot jusqu'à une profondeur d'au moins 200 mètres au-dessus de celui-ci ou, si toute zone poreuse est à découvert dans le puits de forage au-dessus du sabot de coffrage, il faut cimenter le coffrage à partir du sabot jusqu'à au moins 200 mètres au-dessus de la zone poreuse la moins profonde ou jusqu'à au moins 50 mètres au-dessus du sabot de la prochaine colonne de coffrage moins profonde. Le volume de ciment requis doit être fondé sur les mesures du trou, issues d'une diagraphie diamétrale, auxquelles on ajoute au moins 20 % de volume de ciment excédentaire.</p> <p>2.15) Production : cimenter le coffrage à partir du sabot jusqu'à au moins 200 mètres au-dessus de la zone poreuse la moins profonde ou jusqu'à au moins 50 mètres au-dessus du sabot de la prochaine colonne de coffrage</p> | <p>ciment des fluides de forage et ainsi prévenir toute dilution.</p> <p>560.6 vii) il convient d'injecter un fluide de séparation de volume, de composition et de consistance appropriés avant de couler le ciment</p> <p>554.4 b) Cimenter le coffrage de surface avec un volume de ciment suffisant pour qu'il s'élève jusqu'au sommet du trou.</p> <p>SPC 5) Le ciment doit s'élever jusqu'à la surface avec un excédent minimum de 50 %. Des additifs de réduction des fuites doivent être ajoutés au ciment pour garantir des résultats satisfaisants.</p> <p>554.4 d) S'il est convenu de compléter un puits par forage rotatif et d'installer un coffrage de production, ce dernier doit être cimenté selon la méthode de la pompe et du bouchon ou par déplacement de façon à ce que le ciment s'élève à une hauteur suffisante au-dessus de la zone de complétion pour prévenir tout écoulement de pétrole, de gaz ou de fluides à l'extérieur.</p> <p>C&C P 13) Un excédent minimum de 25 % de ciment doit être utilisé. Si on emploie la diagraphie de diamètre, un</p> | <p>dans la tête de puits.</p> <p>4.5.1) En règle générale, les vannes à flotteurs ne devraient pas être verrouillées en position ouverte pendant la descente du coffrage dans le trou de forage</p> <p>WIG 4.5) Il devrait y avoir au moins 300 mètres de ciment au-dessus de l'intervalle d'hydrocarbures le moins profond si le sommet est calculé directement (pressions et volumes de déplacement). Si une vérification de la mesure directe du sommet de ciment est prévue, la hauteur peut être réduite. Dans la mesure du possible, les formations perméables renfermant des hydrocarbures devraient être scellées avec du ciment dans l'annulaire pour réduire le risque d'écoulement à l'extérieur du coffrage, de corrosion ou d'écoulement dans une formation.</p> <p>4.5.2) La hauteur intérieure de ciment laissé au-dessus du sabot doit être étudiée et précisée lorsque les méthodes de coffrage interne et de sabot de guidage flottant sont utilisées. Il convient de prévoir un volume suffisant pour recouvrir l'extérieur du sabot de ciment non contaminé.</p> <p>WIG, 3.2.14.3) La méthode de placement ou de déplacement du ciment devrait être sélectionnée</p> | <p>suffisamment de coffrage de surface pour protéger toute couche d'eau utilisable, telle que définie par la Groundwater Advisory Unit of the Oil and Gas Division La quantité de ciment employée doit suffire à remplir l'espace annulaire à l'extérieur du coffrage de surface du sabot à la surface ou jusqu'au fond de la cave d'avant-puits. Il faut cimenter chaque colonne de coffrage intermédiaire ou de production à partir du sabot jusqu'à au moins 180 m (profondeur mesurée) au-dessus du sabot. Si une zone productive, une zone d'écoulement potentiel ou une zone abritant des fluides corrosifs est ouverte sur le trou de forage au-dessus du sabot de coffrage, la longueur de la partie cimentée au-dessus du sommet de la moins profonde de ces zones doit être : de 180 m (profondeur mesurée) si le COT est déterminé par calcul; d'au moins 75 m (profondeur mesurée) si le COT est déterminé par mesure de la température; d'au moins 30 m (profondeur mesurée) si le COT est déterminé par un diagramme d'évaluation du ciment; atteindre un point au moins 60 m (profondeur mesurée) au-dessus du sabot de la colonne de coffrage qui suit installée et cimentée dans le puits (ou jusqu'à la surface si le sabot se trouve à moins de 60 m de la surface); ou toute autre profondeur approuvée par le District director. On doit installer et cimenter le coffrage initial à une profondeur d'au moins 91 m</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|--|---|---|
| <p>diagraphie de localisation de la hauteur du ciment doit être effectuée. La diagraphie et la méthode proposée pour remédier à la situation doit être soumise à l'Office à l'intérieur d'un délai de 60 jours après le retrait de la foreuse ou avant le début des opérations de complétion.</p> <p>Dir. 009, 3.3 h) Lors des activités de cimentation, le retour de ciment en surface doit être surveillé. Si un retour de ciment à la surface n'est pas observé lors d'une cimentation sur la longueur totale d'un coffrage, ou si un retour des fluides de forage déplacés indique que la hauteur de ciment exigée n'a pas été atteinte, une diagraphie est nécessaire afin de déterminer la hauteur du ciment. La diagraphie et un programme de cimentation corrective doivent être soumis au conseil dans les 60 jours suivants la fin du forage, ou avant le début des activités de complétion</p> <p>6.170) Le ciment situé au niveau du sabot de la colonne de coffrage traversant le charbon ne doit pas être foré lors des 24 heures suivant la l'achèvement de la cimentation ou, dans certains cas particuliers, pendant une période déterminée par le responsable de la réglementation. Le ciment ne doit pas être foré lors des 24 premières heures suivant la l'achèvement de la cimentation</p> | <p>à la compression requise pour assurer la sécurité de ces activités</p> | <p>moins profonde.</p> <p>2.10) Le ciment devrait être mélangé et pompé à une vitesse et à un régime assurant une densité uniforme et empêchant le cheminement préférentiel du ciment dans l'espace Annulaire. Pour toute activité de cimentation du coffrage, l'exploitant du puits doit désigner un représentant de l'emplacement qui doit être sur place tout au long du processus de cimentation et qui doit en assurer la surveillance pendant le mélange et le pompage. Lorsque l'on procède à la cimentation, le représentant désigné doit surveiller la vitesse de pompage dans le but de vérifier si elle respecte les paramètres de conception de sorte à permettre une bonne efficacité de déplacement.</p> <p>2.16) En l'absence de retour de ciment à la surface ou si le niveau du ciment dans l'annulaire descend sous la surface, les résultats de la diagraphie du contrôle de cimentation des coffrages et le programme de cimentation corrective proposé doivent être présentés à l'organisme de réglementation aux fins d'approbation*. La cimentation corrective doit être effectuée avant le forage de la prochaine section du trou, et ce, conformément au plan approuvé.</p> | <p>excédent de 10 % suffit. Le ministère peut exiger des excédents supplémentaires dans certaines régions.</p> <p>560.6) La cimentation doit être réalisée selon la méthode de la pompe et du bouchon avec un excédent de ciment d'au moins 25 % et un colmatant approprié, à moins qu'un autre volume de ciment excédentaire ne soit autorisé par le ministère.</p> <p>560.6 16) En présence de coffrage intermédiaire, le ciment du coffrage de production doit être coulé dans la colonne de coffrage intermédiaire de manière à s'élever à au moins 150 mètres au-dessus du siège de coffrage intermédiaire, exprimés en profondeur verticale réelle</p> <p>C&C P 7) La méthode de la pompe du bouchon doit être utilisée pour cimenter le coffrage de surface. Lors de toute cimentation d'un coffrage de production effectuée à plus de 460 m de profondeur. Lorsque la méthode de la pompe du bouchon n'est pas utilisée (cimentation à moins de 460 m de profondeur), l'exploitant ne doit pas déplacer le ciment situé à moins de 10,5 m du sabot du coffrage.</p> <p>560.6 viii) le ciment doit être pompé à une vitesse et à un</p> | <p>en fonction de sa capacité à placer du ciment non contaminé à l'endroit désiré de façon fiable. Dans le cas des coffrages de petite taille (diamètre inférieur à 340 mm), la méthode la plus fiable est souvent celle du bouchon double. On devrait faire tourner le coffrage partiel sur lui-même pendant qu'on le cimente. Le sabot et les vannes à flotteur de la bague peuvent s'endommager pendant la cimentation, même s'ils ont été mis à l'essai sous pression avant leur installation</p> <p>3.2.14.2) Un bon ciment pour le prolongement du sabot consiste en un laitier homogène, bien mélangé et non contaminé. Toute fuite autour des bouchons ou au-dessus du ciment déplacé peut réduire la qualité et le volume de ciment non contaminé dans le sabot de coffrage</p> <p>4.12.1.2) Tous les équipements et les matériaux doivent être conçus, fabriqués, examinés et mis à l'essai selon les normes en vigueur et doivent subir un contrôle de qualité approprié afin de garantir leur capacité à remplir leur fonction tout au long de leur cycle de vie.</p> <p>Essais sur le ciment API 10</p> <p>WIG, 5.6.1) Étape importante à faire : surveillance de qualité du ciment : mesure de la densité du coulis et collecte d'échantillons.</p> | <p>(profondeur verticale réelle) sans dépasser 240 m (profondeur verticale réelle) sous la ligne de boue.</p> <p>Rule 3.13 b) La cimentation doit se faire selon la méthode de la pompe et du bouchon, ou une autre méthode approuvée par la RRC. Si la distance entre le sabot de coffrage et le sommet de la zone productive la moins profonde, de la zone d'écoulement potentiel ou de la zone contenant des fluides corrosifs rend impossible ou irréalisable la cimentation, on peut appliquer le processus à étages multiples pour isoler et rendre étanche efficacement les zones et prévenir la migration de fluide entre les couches à l'intérieur du puits de forage. L'exploitant du puits doit s'assurer que le ciment circule et prend bien.</p> <p>Rule 3.13 b) Le ciment pour lequel on n'a aucune donnée sur la résistance à la compression doit être mis à l'essai par échantillonnage du mélange de base de ciment et d'additifs utilisés, à l'aide de l'équipement et des procédures décrites dans la norme API RP 10B en fonction des pressions et température spécifiques au puits. L'exploitant peut utiliser du ciment contenant des extendeurs au-dessus de la zone critique pour cimenter le coffrage à partir de ce point jusqu'à la surface, mais en aucun</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|--|
| | | <p>2.10) un représentant doit être sur place tout au long du processus de cimentation et assurer la surveillance pendant le mélange et le pompage. Le représentant doit surveiller la vitesse de pompage dans le but de vérifier si elle respecte les paramètres de conception de sorte à permettre une bonne efficacité de déplacement. La densité du coulis de ciment montrant une perte moyenne de fluides n'atteignant pas plus de 6 millilitres par 250 millilitres de ciment.</p> <p>2.18) essais sur des échantillons représentatifs des mélanges de ciment et d'additifs, en utilisant la source d'eau dont on se servira pour préparer le coulis. Ces essais doivent être réalisés à l'aide de l'équipement et des procédures adoptées par RP 10B de l'API.</p> <p>2.17) n'exercer aucune pression sur le coffrage avant que le ciment n'atteigne une résistance à la compression d'au moins 3 500 kPa. Dans tous les cas, il ne faut pas toucher au coffrage pendant au moins huit heures. Attendre au moins sept jours après la fin de la cimentation initiale du coffrage ou des colonnes avant de procéder à un essai de pression* sur ces composantes qui seront exposées aux pressions créées par la stimulation par fracturation</p> | <p>régime empêchant son cheminement préférentiel dans l'espace annulaire;</p> <p>560.6 (19) L'espace annulaire compris entre le coffrage de surface et la colonne de coffrage adjacente ne doit en aucun cas être scellé, sauf en cas d'essai sous pression</p> <p>C&C P 6 Si un retour de ciment en surface n'est pas observé, l'exploitant peut avoir à effectuer une diagraphie afin de déterminer la position du ciment.</p> <p>8. L'exploitant doit déterminer ou exiger que l'entrepreneur en cimentation détermine le pH et la température de l'eau utilisée pour le mélange du ciment et inscrire ces valeurs sur la fiche de cimentation.</p> <p>SPC 7 De plus, aucun forage ne peut être effectué à l'extérieur ou en dessous du coffrage de surface tant que des mesures correctives n'auront pas été prises si quelque chose indique ou laisse présager qu'il y a circulation derrière le coffrage de surface.</p> <p>554.4 b) Les activités de forage ne peuvent reprendre avant que le temps d'attente pour la prise du ciment tel que décrit dans les pratiques exemplaires de l'industrie ne soit écoulé.</p> | <p>5.6.5.2) mise à l'essai en laboratoire de la recette de coulis en utilisant des matériaux provenant du site de forage (une vérification effectuée par un laboratoire indépendant peut être envisagée).</p> <p>WIG, 4.5) La cimentation doit se faire de façon à assurer rapidement une résistance à la compression</p> | <p>cas le ciment ne doit avoir une résistance à la compression de moins de 690 kPa au moment du retrait des tiges, ni moins de 1724 kPa 24 heures après avoir été mis en place.</p> <p>Rule 3.13 b) Le mélange de ciment dans la zone critique doit offrir une résistance à la compression d'au moins 8274 kPa après 72 heures. Pour savoir si on a atteint le minimum de résistance à la compression, on doit tenir compte des températures suivantes à la pression atmosphérique : pour la zone critique, la température doit être à moins de 10 °F de la température d'équilibre de la formation au sommet de la zone critique; pour le ciment de charge, la température doit être la plus élevée parmi celle qu'on observe 30 m sous la surface et 60 °F</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|------------------------------------|
| | | hydraulique. | <p>d) Dans un tel cas, les activités de forage ne peuvent reprendre avant que le temps d'attente pour la prise du ciment tel que décrit dans les pratiques exemplaires de l'industrie ne soit écoulé.</p> <p>C&C P 10). Après la cimentation et le retrait de l'équipement, l'exploitant doit attendre que le ciment atteigne une résistance à la compression de 3447 kPa avant de pouvoir toucher au coffrage. Le temps d'attente pour la prise du ciment doit être inscrit au rapport de forage.</p> <p>560.6 ix) après le pompage du ciment, le propriétaire ou l'exploitant doit laisser le ciment reposer un minimum de huit heures, jusqu'à l'atteinte d'une résistance à la compression de 3447 kPa, avant tout déplacement ou toute modification du coffrage, incluant l'installation d'un obturateur antiéruption ou d'un traîneau. Le propriétaire ou l'exploitant peut faire une demande d'exonération au temps d'attente de la part du département si le lot et le mélange de ciment utilisés pour la cimentation ont été mis à l'essai en utilisant de l'eau provenant de source utilisée lors de l'opération et qu'il a été déterminé qu'une période de huit heures n'est pas requise pour atteindre une résistance à la compression de 3447 kPa.</p> | | |

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|------------------------------------|
| | | | | | |

3.2.5. Les diagraphies

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|--|--|--|--|--|
| <p>Directive 080 Well Logging</p> <p>Directive 059: Well Drilling and Completion Data Filing Requirements</p> <p>Dir. 009,.3.3) Si un retour de ciment à la surface n'est pas observé, ou si un retour des fluides de forage déplacés indique que le recouvrement minimal n'a pas été atteint, une diagraphie est exigée afin de déterminer la position du ciment.</p> <p>Dir. 036 13.2.3) au moyen d'une diagraphie ou d'une combinaison de diagraphies, interprétées pleinement, un branchement à la fois, servant à :</p> <ul style="list-style-type: none"> - déterminer le pourcentage (%) de pénétration des anomalies, - détecter les trous, les perforations, les pertes de métal et l'épaisseur du métal. <p>Coffrage de surface – lorsqu'une diagraphie est effectuée afin d'évaluer l'intégrité et l'état du coffrage de surface, la résistance à l'éclatement maximale, mesurée en fonction de la section la plus mince de la paroi et de la limite minimale d'élasticité du coffrage, doit être égale ou supérieure à 2,5 fois la profondeur totale du puits. Coffrage intermédiaire – la résistance maximale à l'éclatement, mesurée en fonction de la section la plus</p> | <p>DPR 18 (7) S'il y a quelque raison que ce soit de douter de l'efficacité de la cimentation d'un coffrage, L'exploitant d'un puits doit veiller à ce qu'un examen soit fait afin d'évaluer l'intégrité du ciment et prendre les mesures appropriées le cas échéant</p> | <p>2.15) et la position du ciment doit être déterminée au moyen d'une diagraphie de contrôle de cimentation des coffrages et signalée à l'organisme de réglementation.</p> <p>2.18) d'adhérence du ciment radiale ou les diagraphies d'adhérence du ciment omnidirectionnelles réalisées en association avec une diagraphie d'adhérence du ciment. Lorsqu'une diagraphie d'évaluation du ciment s'impose (selon la description qui suit), elle doit être interprétée et signée par un professionnel compétent. L'interprétation en question devra comprendre l'avis de ce professionnel quant à la capacité du ciment installé à remplir sa fonction, c'est-à-dire, notamment, à prévenir la migration de fluides dans l'espace annulaire</p> <p>2.21) peut exiger une évaluation de la qualité de l'adhérence entre le ciment et le coffrage et celle de l'adhérence entre le ciment et la formation.</p> | <p>560.6 11) Le coffrage de surface doit être installé et cimenté le plus tôt possible après la circulation et le conditionnement du trou de forage. Pour des raisons environnementales et de sécurité publique, le département peut exiger qu'une diagraphie d'adhérence du ciment ou toute autre évaluation approuvée soit réalisée afin de confirmer l'adhérence du ciment au coffrage de surface. La présence d'eau douce et potable doit être déterminée, et les mesures suivantes doivent être prises :</p> <p>ii) après avoir installé et cimenté le coffrage de surface, le trou intermédiaire allant jusqu'au siège du coffrage de surface et l'incluant doit subir une diagraphie géophysique afin de déterminer la présence possible de nappes d'eau potable. L'absence de telles nappes confirme que toutes les nappes d'eau potable se trouvent derrière le coffrage de surface.</p> <p>15) doit réaliser une diagraphie radiale d'adhérence du ciment ou toute autre évaluation approuvée par le département afin de valider l'adhérence du ciment au coffrage intermédiaire. Une cimentation corrective est requise si l'adhérence du ciment est jugée insuffisante pour continuer le forage (p. ex. si un détournement ou une fermeture des obturateurs sont requis).</p> <p>17) Le propriétaire ou l'exploitant doit réaliser une</p> | <p>WIG 5.6.2.1) position du ciment – surveillance des retours, surveillance des pressions de déplacement du ciment ou diagraphie suivant la cimentation afin de déterminer la position du ciment.</p> <p>5.6.5.3) si le ciment situé dans l'espace annulaire doit assurer une étanchéité à long terme, une méthode directe doit être privilégiée afin de déterminer sa position.</p> <p>6.5.4) Les barrières actives de l'espace annulaire sont la garniture d'étanchéité d'essai et le sceau formé par l'obturateur antiéruption autour de la tige d'essai. On peut confirmer la profondeur de pose en puits de la garniture d'étanchéité au moyen de traceurs radioactifs dans le coffrage ou le coffrage partiel et dans la tige d'essai.</p> | <p>Rule 3.13 b) Si aucun retour de ciment en surface ou au fond de la cave avant-puits n'est observé, l'exploitant doit faire une diagraphie de la température ou faire une diagraphie d'adhésivité du ciment.</p> <p>Rule 3.16) On doit soumettre une diagraphie électrique de base (une diagraphie de densité, sonique ou de résistivité de la totalité du trou de forage) à la RRC. En l'absence d'une telle diagraphie, l'exploitant du puits doit soumettre une diagraphie pétrographique ou gamma de la totalité du trou de forage. Le suivi des boues de forage est une technique d'évaluation utile qui livre des renseignements en continu sur les constituants. Lors d'une diagraphie par câble, une sonde attachée à un câble est descendue au fond du trou pour déterminer sa taille et ses propriétés électriques, radioactives, acoustiques et magnétiques</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|------------------------------------|
| mince de la paroi et de la limite minimale d'élasticité du coffrage, doit être égale à 0,67 fois la pression de formation au niveau fixe du coffrage | | | diagraphie d'adhérence du ciment ou toute autre évaluation approuvée par le département afin de valider l'adhérence du ciment au coffrage de production. Une cimentation corrective est requise si l'adhérence du ciment est insuffisante pour isoler adéquatement les activités de fracturation hydraulique. | | |

3.2.6. Les fluides de forage

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|--|---|--|--|--|
| <p>Directive 036 Drilling Blowout Prevention Requirements and Procedures</p> <p>19.1) Il est interdit d'utiliser des fluides de forage à base de pétrole (ou tout autre additif de forage potentiellement toxique) lors d'activités de forage réalisées à une profondeur située au-dessus de la base de protection des eaux souterraines. La base de protection des eaux souterraines désigne une profondeur de 15 mètres sous l'aquifère non salé le plus profond.</p> <p>Dir. 059) L'exploitant d'un puits doit soumettre un résumé électronique des données concernant la composition des fluides de fracturation et la source de l'eau entrant dans leur composition à l'ERCB dans les 30 jours suivant la conclusion d'une activité. Veuillez noter que les données concernant l'intervalle de fracturation doivent être soumises avant les données concernant la composition des fluides et la source de l'eau entrant dans leur composition.</p> <p>Dir. 083 2.3.3) barrière simple</p> <p>6) si le coffrage de surface n'est pas fixé en fonction du seuil de protection de l'eau souterraine, L'exploitant d'un puits doit :</p> <p>a) s'abstenir d'utiliser des fluides de fracturation hydraulique qui</p> | <p>DPR 37 1) L'exploitant d'un puits doit tenir un registre détaillé de la composition de tous les fluides de fracturation utilisés dans un puits dont il est responsable. Ce registre doit comprendre, sans s'y limiter, les renseignements suivants :</p> <p>c) une liste de tous les ingrédients composant le fluide, y compris une description de leur fonction individuelle;</p> <p>d) la teneur de tous les ingrédients contenus dans l'additif et le fluide de fracturation hydraulique;</p> <p>e) le numéro CAS de chaque ingrédient;</p> <p>f) le volume total d'eau injecté avec les ingrédients;</p> <p>g) le nom commercial et le fournisseur de chaque ingrédient</p> <p>Oil and Gas Activities Act, DRILLING AND PRODUCTION REGULATION</p> <p>Casing requirements</p> <p>18 2) L'exploitant d'un puits doit utiliser des fluides de forage non toxiques lors du forage d'un puits jusqu'à ce qu'un professionnel qualifié détermine que toutes les strates poreuses :</p> <p>a) sont situées à moins de 600 mètres de la surface;</p> <p>b) renfermant de l'eau souterraine non salée propre à la</p> | <p>Gestion environnementale responsable des activités liées au pétrole et au gaz naturel au Nouveau-Brunswick Règles pour l'industrie</p> <p>2.1) utiliser de l'air, de l'eau douce, un fluide à base d'eau douce ou un autre fluide de forage approuvé par l'organisme de réglementation lors du forage d'un puits, et ce, jusqu'à ce que le trou de surface ait été foré et que la couche poreuse contenant l'eau souterraine non salée ait été isolée du fluide de forage par le coffrage de surface installé et cimenté.</p> <p>2.21 Il faut exiger d'effectuer, avant le début d'un programme de fracturation hydraulique, des essais à l'aide d'eau douce, de boue ou de saumure sur toutes les colonnes de coffrage cimentées et toutes les colonnes qui seront sollicitées pendant la fracturation, et ce, à une pression atteignant au moins 3 500 kPa de plus que la pression maximale anticipée lors de la fracturation hydraulique ou lors de la durée de vie de la complétion. Si, après 30 minutes d'essai, la pression indique une diminution de 10 p. 100 ou plus par rapport à la pression d'essai de départ, il faut en aviser l'organisme de réglementation, et la fracturation hydraulique ne doit pas avoir lieu tant que la condition pertinente n'est pas corrigée. La condition d'un coffrage soustrait des activités, conformément à la</p> | <p>NYSDEC : Energy and Climate, Oil and Gas, Well Owner and Applicants</p> <p>Information Center, Designing and Drilling Your Well, Fresh Water Aquifer Supplementary Permit Conditions. (SPC)</p> <p>3) Tous les trous de forage pratiqués pour l'installation de coffrage initial ou de surface (ex. : colonne de fermeture des eaux) doivent être forés avec de l'air, de l'eau douce ou un fluide de forage à base d'eau douce. Dans le cas de trous forés avec de la boue, il convient d'envisager l'utilisation de techniques de retrait du gâteau de filtration (séparateurs de fluides, ciment supplémentaire, régimes d'écoulement appropriés) avant tout travail de cimentation primaire sur le coffrage initial ou de surface.</p> <p>560.6 9) Seuls les biocides homologués dans l'État de New York sont autorisés sur le site de forage.</p> <p>560.3 (proposition) la demande doit contenir les renseignements suivants : 3) le volume total proposé de fluide à base d'eau, 4) les sources d'eau et d'autres fluides proposées et l'état des approbations requises afin d'obtenir l'eau susmentionnée;</p> <p>d) le registre de divulgation des</p> | <p>Scottish Environment Protection Agency, The Water Environment (Controlled Activities) (Scotland) Regulations 2011 (as amended), A Practical Guide, (Version 7 July 2013) CAR</p> <p>a) Il importe de construire le puits de façon à éviter la contamination de l'eau souterraine par des matières polluantes ou des eaux d'une composition chimique différente.</p> <p>b) Au besoin, il est permis d'introduire des fluides de forage dans le puits ou le trou pour en faciliter le forage, à condition de ne pas polluer le milieu aquatique.</p> <p>The United Kingdom Onshore Operators' Group, UK Onshore Shale Gas Well Guidelines, Issue 1 February 2013 (OSGWG)</p> <p>Les activités de forage dans des sols peu profonds et des aquifères locaux doivent être réalisées à l'aide de systèmes de forage utilisant de l'eau ou des fluides de forage à base d'eau.</p> <p>Oil and Gas UK, Well integrity guidelines, Issue 1, July 2012; (WIG)</p> <p>5.1.3) L'équipe de forage doit régulièrement prendre une</p> | <p>Railroad Commission of Texas, 2004. Texas Administrative Code, Economic regulation, Oil and Gas Division</p> <p>Rule 3.13. a-6-c.) Il faut maintenir un approvisionnement suffisant en fluide de forage de poids adéquat. Un équipement de mise à l'essai du fluide de forage doit être présent sur le site de forage en tout temps. La RRC doit avoir accès au registre des fluides de forage et pouvoir réaliser tout essai jugé essentiel sur le fluide de forage. Tous les intervalles de trous forés avant d'atteindre la base d'eaux abritées doivent être forés à l'aide d'air, d'eau douce ou d'un fluide de forage à base d'eau douce. On ne doit utiliser aucun fluide de forage à base d'huile.</p> <p>Railroad Commission of Texas, 2004. Texas Administrative Code, Economic regulation, Oil and Gas Division</p> <p>Rule 3.8. d-3-C.) Les fluides de forage d'une concentration en chlorure $\leq 3\,000$ mg/l peuvent s'éliminer par épandage sur la concession où ils sont générés avec la permission écrite du propriétaire de la surface.</p> <p>Railroad Commission of Texas, 2004. Texas Administrative Code, Economic regulation, Oil and Gas Division</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|---|---|---|---|---|---|
| <p>pourraient avoir un effet indésirable sur les aquifères non salines;</p> <p>Directive 017 Measurement Requirements for Oil and Gas Operations</p> <p>Directive 040 Pressure and Deliverability Testing Oil and Gas Wells</p> <p>Directive 005 Calculating Subsurface Pressure via Fluid-Level Recorders</p> <p>Directive 034 Gas Well Testing, Theory and Practice</p> | <p>consommation personnelle ou pouvant être utilisées à des fins agricoles ont été isolées des fluides de forage.</p> | <p>phrase précédente, ne sera réputée corrigée que lorsque le coffrage présentera une diminution de la pression inférieure à 10 p. 100 par suite d'un essai de pression de 30 minutes, tel qu'il a été décrit ci-dessus.</p> <p>Avant le début d'un régime de fracturation hydraulique et du pompage des fluides de fracturation, il faut procéder à l'essai des conduites d'injection et du collecteur de duses, des valves connexes, de la tête ou de l'arbre de fracturation ou de toute autre composante ou tout autre raccord faisant partie de la tête de puits qui n'aurait pas été mis à l'épreuve à une pression d'au moins 3 500 kilopascals. Cet essai doit être fait à l'aide d'eau douce, de boue ou de saumure à une pression équivalente à la pression maximale anticipée pendant la fracturation, la perte de pression ne pouvant pas dépasser 10 p. 100. Si, après 30 minutes d'essai, la pression indique une diminution de 10 p. 100 ou plus par rapport à la pression d'essai de départ, l'organisme de réglementation doit en être avisé, et la fracturation hydraulique ne doit pas avoir lieu tant que la condition pertinente n'est pas corrigée. La condition d'une composante soustraite des activités, conformément à la phrase précédente, ne sera réputée corrigée qu'une fois que la composante aura été soumise à un autre essai et qu'elle aura présenté une diminution de la</p> | <p>fluides de fracturation hydraulique. Le volume de chaque produit ii) la liste complète des additifs, y compris leur nom et une brève description de leur fonction; iii) une fiche signalétique ou une fiche technique sur la sécurité des substances; iv) la quantité de chaque additif et de chaque agent de soutènement, le cas échéant, exprimé en pourcentage de la masse du fluide de base;</p> <p>v) une liste de tous les constituants chimiques, qui seront ajoutés intentionnellement au fluide de base, y compris leur nom et leur numéro CAS; vi) la teneur actuelle ou maximale de chaque constituant chimique; vii) les renseignements concernant l'entreprise de fracturation hydraulique;</p> <p>560.6 (24) Le carburant diesel ne peut être utilisé comme fluide de base lors d'activités de fracturation hydraulique.</p> <p>SGEIS 5.2.3 Drilling Mud : The vertical portion of each well, including the portion that is drilled through any fresh water aquifers, will typically be drilled using either compressed air or freshwater mud as the drilling fluid. Operators who provided responses to the Department's information requests stated that the horizontal portion, drilled after any fresh water aquifers have been sealed behind cemented surface casing, and typically cemented intermediate</p> | <p>mesure directe de la masse volumique de la boue issue du trou de forage. Un ingénieur des boues doit confirmer la mesure, si possible.</p> <p>Oil and Gas UK, Well integrity guidelines, Issue 1, july 2012; (WIG)</p> <p>5.1.6) L'entrepreneur en forage, les analyseurs de boue et les ingénieurs des fluides de forage doivent contrôler chaque facette des activités liées aux boues, notamment la pression interstitielle, les augmentations et les réductions du débit de retour des boues, la masse volumique de la boue en aval et en amont et les propriétés des boues. Ils doivent rendre compte des anomalies et des irrégularités.</p> <p>OSGWG, 9.1) Les exploitants doivent s'engager à réduire, voire éliminer, les risques pour la santé et l'environnement associés aux fluides de fracturation et à leurs additifs. Ils doivent ainsi établir des plans de gestion de ces risques pour contrôler l'utilisation d'additifs et divulguer le processus d'élaboration de ces plans</p> <p>9.2) Les exploitants doivent, pour chaque puits, divulguer les additifs chimiques que contiennent leurs fluides de fracturation au moyen du formulaire Public Disclosure of Fracture Fluid, disponible sur le</p> | <p>Rule 3.8. d-3-D) S'ils ont été déshydratés, les fluides de forage à base d'eau d'une concentration en chlorure > 3000 mg/l peuvent être éliminés par enfouissement sur la concession où ils sont générés.</p> <p>Le 1er février 2012, la Hydraulic Fracturing Disclosure Rule (Statewide rule 29, Title 16, Part 1, paragraph 3.29 of the Texas Administrative Code) de la RRC, l'une des règles les plus complètes qui soit en matière de divulgation des ingrédients chimiques entrant dans la composition des fluides de fracturation hydraulique, est entrée en vigueur.</p> <p>Rule 3.13 (C) Drilling fluid program.</p> <p>(i) The characteristics, use, and testing of drilling fluid and conduct of related drilling procedures shall be designed to prevent the blowout of any well. Adequate supplies of drilling fluid of sufficient weight and other acceptable characteristics shall be maintained. Drilling fluid tests shall be performed as needed to ensure well control. Adequate drilling fluid testing equipment shall be kept on the drilling location at all times. Sufficient drilling fluid shall be pumped and maintained to ensure well control at all times, including when pulling drill pipe. Mud pit levels shall be visually or mechanically</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|---|--|---|---|--|---|
| | | <p>pression de moins de 10 p. 100 par suite d'un essai de pression de 30 minutes, tel qu'il a été décrit ci-dessus.</p> <p>11.3) L'exploitant doit communiquer la teneur de tous les fluides et de toutes les substances chimiques utilisés pour la fracturation hydraulique. Il doit également présenter une évaluation des risques liés à la présence des additifs</p> <p>4.15) Les exploitants doivent tenir un inventaire des produits chimiques utilisés ou entreposés sur chacun des sites d'activités pétrolières ou gazières, dont le combustible et les autres produits utilisés lors du forage, de la complétion et des activités de reconditionnement, y compris la fracturation hydraulique.</p> <p>ANNEXE 19 Lorsque la fracturation hydraulique est proposée dans le cadre du processus échelonné d'examen de l'étude d'impact environnemental entrepris en vertu du Règlement sur les études d'impact sur l'environnement – Loi sur l'assainissement de l'environnement, le promoteur doit présenter autant des éléments énumérés sous « Renseignements requis relativement aux fluides de fracturation hydraulique » (ci-après) que possible. Au moins 30 jours avant d'entreprendre un programme de fracturation</p> | <p>casing, may be drilled with a mud that may be (i) water-based, (ii) potassium chloride/polymer-based with a mineral oil lubricant, or (iii) synthetic oil-based. Synthetic oil-based muds are described as “food-grade” or “environmentally friendly.”</p> <p>When drilling horizontally, mud is needed for (1) powering and cooling the downhole motor and bit used for directional drilling, (2) using navigational tools which require mud to transmit sensor readings, (3) providing stability to the horizontal borehole while drilling and (4) efficiently removing cuttings from the horizontal hole. Other operators may drill the horizontal bore “on air,” (i.e., with compressed air) using special equipment to control fluids and gases that enter the wellbore. Historically, most wells in New York are drilled on air and air drilling is addressed by the 1992 GEIS. Drilling mud is contained and managed on-site through the rig's mud system which is comprised of a series of piping, separation equipment, and tanks. Photo 5.16 depicts some typical mudsystem components. During drilling or circulating mud is pumped from the mud holding tanks at the surface down hole through the drill string and out the drill bit, and returns to the surface through the annular space between the drill string and the walls of the bore hole, where it enters the flowline and is directed to the separation equipment. Typical separation equipment includes shale</p> | <p>site Web de l'UKOOG</p> <p>9.3) On doit divulguer les renseignements suivants concernant la récupération et la gestion des eaux de reflux et des fluides de fracturation : le volume estimé et actuel d'eau de reflux récupérée, la cadence et les pressions et températures anticipées lors de la production et de la récupération des fluides, les résultats de l'analyse minéralogique et compositionnelle de l'eau; tout problème de contamination rencontré; la méthode proposée pour la récupération des fluides, y compris leur transport et leur élimination; le volume de fluide recyclé et réutilisé, les approbations réglementaires et, enfin, les rapports de conformité</p> | <p>monitored during the drilling process. Mud-gas separation equipment shall be installed and operated as needed when abnormally pressured gas-bearing formations may be encountered. The Commission shall have access to the drilling fluid records and shall be allowed to conduct any essential tests on the drilling fluid used in the drilling or recompletion of a well. When the conditions and tests indicate a need for a change in the drilling fluid program in order to insure control of the well, the operator shall use due diligence in modifying the program.</p> <p>(ii) Wells drilled with air shall maintain well control using blowout preventer systems and/or diverter systems.</p> <p>(iii) All hole intervals drilled prior to reaching the base of protected water shall be drilled with air, fresh water or a fresh water based drilling fluid. No oil-based drilling fluid may be used until casing has been set and cemented to the protection depth.</p> <p>Rule 3.19 In cable tool drilling, no operator shall drill into a known oil, gas, or geothermal resource producing formation with water from a higher formation in the hole, or with a sufficient head of water introduced into the hole to prevent gas blowing to the surface. The well shall either be</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|---|--|---|---|
| | | <p>hydraulique, le titulaire d'un permis de forage doit communiquer au ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux les détails prévus pour chacun des éléments énumérés sous « Renseignements requis relativement aux fluides de fracturation hydraulique », ainsi que les résultats de l'évaluation des risques (ci-après). Les autres produits chimiques qui seront utilisés dans le trou de forage, outre ceux utilisés dans un fluide de fracturation hydraulique (les adjuvants du béton, les boues de forage, etc.), doivent également être décrits.</p> <p>Fluide de forage (boue de forage) : Fluide qui est versé par pompe dans un puits de forage pour refroidir et lubrifier le trépan. Après avoir atteint le trépan, le fluide remonte généralement à la surface du puits.</p> | <p>shakers, desanders, desilters and centrifuges which separate the mud from the rock cuttings. The mud is then re-circulated back into the mud tanks where it is withdrawn by the mud pump for continued use in the well. As described in the 1992 GEIS, used drilling mud is typically reconditioned for use at a subsequent well. The subsequent well may be located on the same well pad or at another location.</p> | | <p>allowed to blow until it has been drilled-in or it shall be drilled under a head of fluid whose weight shall average not less than 9 1/2 pounds per gallon; but in no case shall gas be allowed to blow for a longer period than three days after completion of the well. Mud-laden fluid used for protecting oil, gas, or geothermal resource bearing sands in upper formations while oil, gas, or geothermal resource is being produced from deeper formations shall have an average weight of not less than 91 pounds per gallon.</p> |

3.2.7. Le système anti éruption et le contrôle de venue des fluides

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|---|---|--|---|---|---|
| <p>Directive 040 Pressure and Deliverability Testing Oil and Gas Wells</p> <p>Directive 005 Calculating Subsurface Pressure via Fluid-Level Recorders</p> <p>Directive 034 Gas Well Testing, Theory and Practice</p> <p>Directive 036 Drilling Blowout Prevention Requirements and Procedures</p> <p>Directive 017 Measurement Requirements for Oil and Gas Operations</p> | <p>https://www.bcogc.ca/node/5892/download</p> <p>Oil and Gas Activities Act, DRILLING AND PRODUCTION REGULATION</p> <p>Well control equipment</p> <p>9 (1) A well permit holder must ensure that, during all well operations, reliably operating well control equipment is installed to control kicks, prevent blow-outs and safely carry out all well operations.</p> <p>(2) If a well barrier fails, the well permit holder must ensure that no other activities, other than those intended to restore or replace the barrier, take place in the well</p> | <p>2.27. ACTIONNEUR DE PRÉVENTION DES ÉRUPTIONS À DISTANCE II faut exiger que l'équipement de prévention des éruptions installé dans les puits et soumis à un processus de fracturation hydraulique comprenne un actionneur à distance qui : a) fonctionne à même une autre source d'énergie que le système hydraulique de l'appareil de forage; b) est situé à au moins 25 mètres de la tête du puits. Toutes les conduites et valves et tous les raccords situés entre l'équipement de prévention des éruptions et l'actionneur à distance ou tout autre actionneur doivent être ininflammables et avoir une capacité de pression d'utilisation supérieure à la pression de surface maximale anticipée au niveau de la tête de puits.</p> <p>2.28. MESURES AMÉLIORÉES DE PROTECTION CONTRE LES ÉRUPTIONS La Province doit améliorer ses mesures actuelles de prévention et de contrôle des éruptions et, à cette fin, elle doit adopter et imposer des procédures de forage et d'entretien des puits semblables à celles énoncées dans les versions les plus récentes des directives 036* (Drilling Blowout Prevention Requirements and Procedures) et 037 (Service Rig Inspection Manual) du Energy Resources</p> | <p>556.1 b) Tous les puits de pétrole aptes à produire doivent être équipés de contrôles de tête de puits adéquats afin de limiter et confiner leur flux.</p> <p>c) Les puits éruptifs, à l'exception de ceux dont l'éruption est artificiellement créée au moyen d'une inondation ou d'une autre technique de récupération, doivent utiliser un séparateur huile/gaz adéquat. De plus, des raccords d'une taille adéquate pour permettre la mesure efficace des gaz effluents par mètre, par orifice ou par toute autre métrique acceptée par l'industrie dans le but d'établir le rapport gaz/huile doit être installé sur la conduite de ventilation du gaz du séparateur. L'équipement de tête de puits doit aussi être installé et maintenu en excellent état afin que le département puisse obtenir une lecture de la pression statique au fond du trou à tout moment jugé raisonnable, après avoir prévenu le propriétaire ou l'exploitant. Des vannes doivent aussi être installées afin de pouvoir connaître rapidement les pressions de surface des coffrages et de la tige de production.</p> <p>556.2 c) Tous les puits de gaz aptes à produire doivent être équipés de contrôles de tête de puits adéquats afin de limiter et confiner leur flux.</p> <p>556.3 Il est interdit d'utiliser une pompe à vide ou tout autre</p> | <p>DCR ,13) L'exploitant du puits doit s'assurer que le puits est conçu, modifié, mis en service, construit, aménagé, exploité, entretenu, mis hors service et abandonné de manière à :</p> <p>a) prévenir, dans la mesure du possible, tout écoulement imprévu de liquides hors du puits;</p> <p>b) minimiser les risques que présentent le puits, ses déblais et ceux des strates explorées pour la santé et la sécurité des personnes.</p> <p>WIG, 3.6.3) Avant le début des activités, l'exploitant doit veiller à ce que l'équipement de contrôle adéquat soit mis en place, puis vérifié par une personne indépendante et compétente</p> <p>7.1) Il faut installer des barrières de fond (garniture d'étanchéité, bouchon de tige de production) et des barrières à faible profondeur (collier à coins pour tubes de production) comme mesure de confinement de la pression avant de retirer l'obturateur antiéruption pour installer l'arbre de Noël</p> <p>7.3) Les éléments importants du point de vue de l'intégrité du puits sont :</p> <p>Garniture d'étanchéité</p> <p>Tube de production.</p> <p>Collier à coins pour tubes de production</p> | <p>http://texreg.sos.state.tx.us/public/readtac\$ext.TacPage?sl=R&ap=p=9&p_dir=&p_rloc=&p_tloc=&p_ploc=&pg=1&p_tac=&ti=16&pt=1&ch=3&rl=20</p> <p>Notification of Fire Breaks, Leaks, or Blow-outs</p> <p>Rule 3.24 (a) Where two or more wells are being produced through a common line, a common separator, or a common manifold, the flow lines leading from each well to such common line, common separator, or common manifold shall be equipped with a check valve or other means of shut-off which shall at all times be kept in good working order. The check valve or other means of shut-off shall be placed in each flow line above the surface of the ground and shall be located in the flow line as close to the wellhead connection as is practicable. Where a manifold system is employed in which each well produced through the manifold system has its own individual flow line leading from the wellhead to the manifold, then it shall be permissible for the check valve or other means of shut-off to be placed in the flow line near a point where the flow line enters the manifold system. The check valve or other means of shut-off must be above ground, and must be in the flow line serving the well and must be located between the wellhead and the point where the flow line connects with any other flow</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|---|--|--|--|--|--|
| | | <p>Conservation Board (ERCB) de l'Alberta. Lorsque les forages ont lieu à des endroits où du méthane peut être présent à faible profondeur, il faut exiger que les mesures de sécurité qui s'imposent soient prises, y compris l'utilisation des mesures appropriées de contrôle des puits et la mise en place de torches ou de circuits de torches.</p> | <p>dispositif dans le but de créer un vide dans toute strate contenant du pétrole ou du gaz.</p> <p>556.4 a) Un réservoir de terre ne peut être utilisé à des fins de production, d'entreposage ou de confinement du pétrole.</p> <p>SGEIS p.5.22 An important component of the drilling rig is the blow-out prevention (BOP) system. This system is discussed in the 1992 GEIS. In summary, BOP system on a rotary drilling rig is a pressure control system designed specifically to contain and control a "kick" (i.e., unexpected pressure resulting in the flow of formation fluids into the wellbore during drilling operations). Other than the well itself, the BOP system basically consists of four parts: 1) the blow-out preventer stack, 2) the accumulator unit, 3) the choke manifold, and 4) the kill line. Blow-out preventers are manually or hydraulically operated devices installed at the top of the surface casing. Within the blow-out preventer there may be a combination of different types of devices to seal off the well</p> <p>6 NYCRR §554.4, the BOP system must be maintained and in proper working order during operations. A BOP test program is employed to ensure the BOP system is functioning properly if and when needed.</p> <p>SGEIS p.7.37 The Department proposes to require, via permit</p> | <p>Valve de sécurité de sous surface</p> <p>Tout dispositif installé avec le tube de production qui permet la communication avec l'espace annulaire</p> <p>7.4) L'équipement doit être conçu, fabriqué, inspecté et mis à l'essai selon les normes appropriées (ISO 14310 Downhole equipment, packer and bridge plugs, et API spéc. 14A Subsurface safety valve equipment). Garniture d'étanchéité fixée dans le coffrage cimenté, aussi près que possible du réservoir. Les garnitures d'étanchéité doivent être conçues en fonction de la pression différentielle et de la température maximale anticipée en fond de trou et des fluides de production, d'injection et de garniture rencontrés et utilisés</p> <p>Les coffrages et les raccords des puits qui contiennent des hydrocarbures doivent être étanches aux gaz sous pression et résister à l'éclatement, à l'affaissement, aux efforts de tension et aux charges longitudinales en tout temps. L'exploitant peut utiliser les coefficients de sécurité pour les tubes de production de la norme NORSOK D-010 s'il ne dispose pas déjà de normes internes approuvées L'équipement de complétion doit être homologué pour la totalité de sa durée de vie utile, ce qui exige parfois des essais spécifiques qui dépassent le cadre des normes ISO et de l'API</p> | <p>line, common separator, or common manifold. Each check valve or other means of shut-off shall be placed in the flow line serving the well so that it will permit the passage of fluids from the well and will act as a check to prevent any fluid from entering the well through the flow line from any outside source.</p> <p>(b) Operator shall do all things necessary to keep the check valve or other means of shut-off in good working order, and operators, when requested by an agent of the commission, will test the check valve or other means of shut-off for leakage.</p> <p>Rules 3.13 (B) Well control equipment.</p> <p>(i) An operator shall install a blowout preventer system or control head and other connections to keep the well under control at all times as soon as surface casing is set. When conductor casing is set and/or shallow gas is anticipated to be encountered, operators shall install a diverter system on the conductor casing. For bay and offshore wells, at a minimum, such systems shall include a double ram blowout preventer, including pipe and blind rams, an annular-type blowout preventer or other equivalent control system, and a shear ram.</p> <p>(ii) For wells in areas with hydrogen sulfide, the operator shall comply with §3.36 of this</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|--|--|
| | | | <p>condition and/or regulation, the following requirements:</p> <p>1. Individual crew member's responsibilities for blowout control would be posted in the doghouse or other appropriate location and each crew member would be made aware of such responsibilities prior to spud of any well being drilled or when another rig is moved on a previously spudded well and/or prior to the commencement of any rig, snubbing unit or coiled tubing unit performing completion work. During all drilling and/or completion operations when a BOP is installed, tested or in use, the operator or operator's designated representative would be present at the wellsite and such person or personnel would have a current well control certification from an accredited training program that is acceptable to the Department (e.g., International Association of Drilling Contractors). Such certification would be available at the wellsite and provided to the Department upon request;</p> <p>2. Appropriate pressure control procedures and equipment in proper working order would be employed while conducting drilling and/or completion operations including tripping, logging, running casing into the well, and drilling out solid-core stage plugs. Unless otherwise approved by the Department, a snubbing unit and/or coiled tubing unit with a BOP would be used to enter any well with pressure and/or to drill out one or</p> | <p>Oil & Gas UK, 2012. Well integrity guidelines</p> <p>3.2.2 During tophole drilling, before the rig BOP is installed, there should be at least one barrier in place.</p> <p>3.2.3 The main potential barrier during drilling is the rig BOP which is open during normal operations but can be closed quickly when needed.</p> <p>3.2.10 After a well barrier is installed, it should be tested to ensure: it is functioning correctly (e.g. BOP function test); and it can withstand the maximum potential differential pressure by: a pressure (positive) test (see Section 3.4 for details); an inflow (negative) test (see Section 3.5 for details).</p> <p>4.3.4 In these guidelines, the surface casing is attached to the high pressure wellhead. The rig BOP is installed on the wellhead, forming the first part of the pressure containment boundary. This ensures that there will be two well barriers when drilling through sections with the potential for flow of hazardous fluids. The active barrier is the mud column supported by the rig BOP as the potential barrier.</p> <p>5.2.1 The drilling contractor (communicating to the drilling supervisor) should: install, function and pressure test BOP equipment according to agreed programme; monitor and maintain BOP equipment</p> | <p>title (relating to Oil, Gas, or Geothermal Resource Operation in Hydrogen Sulfide Areas).</p> <p>(iii) Ram type blowout prevention equipment shall have a rated working pressure that equals or exceeds the maximum anticipated surface pressure of the well. Blowout preventer rams shall be of a proper size for the drill pipe being used or production casing being run in the well or shall be variable-type rams that are in the appropriate size range. Alternatively, an annular preventer may be used in lieu of casing/pipe rams or variable bore rams when running production casing provided the expected shut-in surface pressures would not exceed the tested pressure rating of the annular preventer.</p> <p>(iv) Operators shall install a drill pipe safety valve to prevent backflow of water, oil, gas, or other formation fluids into the drill string.</p> <p>(v) Operators shall install a choke line of sufficient size and working pressure.</p> <p>(vi) When using a Kelly rig during drilling, the well shall be fitted with an upper Kelly cock in proper working order to close in the drill string below hose and swivel, when necessary for well control. A lower Kelly safety valve shall be installed so that it can be run through the blowout preventer. When needed for well control, the operator shall maintain at all times on the rig</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|--|--|
| | | | <p>more solidcore stage plugs; and</p> <p>3. Pressure testing of the blow-out preventer (BOP) and related equipment for any drilling and/or completion operation would be performed in accordance with the approved BOP use and test plan, and any deviation from the approved plan would be approved by the Department. Testing would be conducted in accordance with American Petroleum Institute (API) Recommended Practice (RP) 53, RP for Blowout Prevention Systems for Drilling Wells, or other procedures approved by the Department.</p> | <p>(including accumulator, IBOP); ensure suitable stab-in valves and circulating swedges are available for all connection sizes and types in use; carry out well control drills and record results; visually inspect surface BOP, report any leaks or problems; and monitor shakers and report any debris that could indicate failure of downhole equipment (e.g. pieces of rubber or toolpusher)</p> <p>5.6.2 The surface casing is attached to the high pressure wellhead which supports the BOP and is the first part of the well pressure containment boundary. The casing should be pressure tested to check the integrity of the pipe body and connections after BOP has been installed and before drilling out the shoe track.</p> <p>5.6.4 The BOP system should be function and pressure tested before being put into operation. After landing, the connection between the BOP and the high pressure wellhead should be pressure tested to the highest potential pressure that may be experienced in the next well section.</p> <p>6.5.4 BOP elastomers should be checked to confirm they are compatible with predicted flowing conditions, especially temperature. The rig BOP should be function and pressure tested before running the test string</p> <p>7.1.3 When removing the main potential barrier (the rig BOP) active barriers (in addition to the</p> | <p>floor safety valves to include:</p> <p>(I) full-opening safety valve; and</p> <p>(II) inside blowout preventer valve with wrenches, handling tools, and necessary subs for all drilling pipe sizes in use.</p> <p>(vii) All control equipment shall be consistent with API Standard 53: Recommended Practices for Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells. Control equipment shall be certified in accordance with API Standard 53 as operable under the product manufacturer's minimum operational specifications. Certification shall include the proper operation of the closing unit valving, the pressure gauges, and the manufacturer's recommended accumulator fluids. Certification shall be obtained through an independent company that tests blowout preventers, stacks and casings. Certification shall be performed every five (5) years and the proof of certification shall be made available upon request of the Commission.</p> <p>(viii) All well control equipment shall be in good working condition at all times. All outlets, fittings, and connections on the casing, blowout preventers, choke manifold, and auxiliary wellhead equipment that may be subjected to wellhead pressure shall be of a material and construction to withstand or exceed the anticipated pressure. The lines</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|--|--|
| | | | | <p>completion fluid) are needed. There should be at least two independent, tested barriers for all flow paths from the reservoir to surface. There should be deep-set barriers (e.g. completion packer and tubing plug) as well as near-surface barriers (e.g. tubing hanger and seals plus tubing hanger plug). The well-operator should consider a contingency plan in case one or more barriers fail during the operations to replace the BOP with a xmas tree.</p> <p>10.1 Pressure control equipment (rig BOP, workover riser, snubbing unit BOP) should be installed on top of the xmas tree and tested before any well barrier is opened, compromised or removed.</p> | <p>from outlets on or below the blowout preventers shall be securely installed, anchored, and protected from damage.</p> <p>(ix) In addition to the primary closing system, including an accumulator system, the blowout preventers shall have a secondary location for closure.</p> <p>(x) Testing of blowout prevention equipment.</p> <p>(I) Ram type blowout prevention equipment shall be tested to at least the maximum anticipated surface pressure of the well, but not less than 1,500 psi, before drilling the plug on the surface casing.</p> <p>(II) Blowout prevention equipment shall be tested upon installation, after the disconnection or repair of any pressure containment seal in the blowout preventer stack, choke line, or choke manifold, limited to the affected component, with testing to occur at least every 21 days. When requested, the district director shall be notified before the commencement of a test.</p> <p>(III) A record of each test, including test pressures, times, failures, and each mechanical test of the casings, blowout preventers, surface connections, surface fittings, and auxiliary wellhead equipment shall be entered in the logbook, signed by the person responsible for the test, and made available for inspection by the Commission</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|--|
| | | | | | <p>upon request.</p> <p>Rule 3.13 (D) Diverter systems for bay and offshore wells. Any bay or offshore well that is drilled to and/or through formations where the expected reservoir pressure exceeds the hydrostatic pressure of the drilling fluid column shall be equipped to divert any wellbore fluids away from the rig floor. When the diverter system is installed, the diverter components including the sealing element, diverter valves, control systems, stations and vent lines shall be function and pressure tested. For drilling operations with a surface wellhead configuration, the system shall be function tested at least once every 24-hour period after the initial test. After all connections have been made on the surface casing or conductor casing, the diverter sealing element and diverter valves shall be pressure tested to a minimum of 200 psig. Subsequent pressure tests shall be conducted within seven days after the previous test. All diverter systems shall be maintained in working condition. No operator shall continue drilling operations if a test or other information indicates that the diverter system is unable to function or operate as designed.</p> |

3.2.8. La tête de puits

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|--|---|--|--|---|
| <p>(7) A licensee who drills more than one well from one surface location shall identify the bottom hole location of each well on a sign affixed to the wellhead.</p> <p>(8) Unless the licensee of a well equips and operates the well so that the maximum operating flow line gauge pressure cannot exceed 1400 kilopascals, the licensee shall install on the wellhead a mechanism that halts the flow of oil or gas in the event of an uncontrolled drop in pressure or an equipment failure.</p> <p>(2) Where the licensee or operator of a well uses a high vapour pressure hydrocarbon in an operation at a well other than in the hydraulic fracturing of a formation, he shall observe the following rules:</p> <p>(a) no open tanks shall be used for storing or gauging or measuring the pumping rate;</p> <p>(b) a minimum distance of 50 metres shall be maintained between the wellhead and storage tank;</p> <p>(c) positive shut-off valves shall be installed between the tank and pump and between the pump and wellhead;</p> <p>8.192 The licensee of a well shall ensure that the wellhead is conspicuously marked or fenced in a manner that makes it visible in all seasons.</p> | <p>Oil and Gas Activities Act, DRILLING AND PRODUCTION REGULATION Wellhead requirements</p> <p>17 A well permit holder must ensure that the wellhead equipment, including valves, is designed to operate safely under the conditions anticipated during the life of the well and that the wellhead is not subjected to excessive force.</p> <p>19 (2) The well permit holder of a completed well must ensure that the surface equipment at the well site includes</p> <p>(a) the valve connections necessary to sample the oil, gas or water produced, and</p> <p>(b) in the case of a gas well, facilities for determining the wellhead fluid temperature.</p> <p>39 (6) The permit holder of a completed well must do all of the following if the hydrogen sulphide content of the gas exceeds 5 mole percent or a populated area or a numbered highway is within the emergency planning zone for the well:</p> <p>(a) for a completed well not produced by artificial lift,</p> <p>(i) equip the well with 2 master valves,</p> <p>(ii) install a production packer set as closely above the producing formation as is</p> | <p>Tête de puits : Partie d'un puits de pétrole ou de gaz complété située à la surface du sol. La tête est généralement composée d'une série de valves et de tuyaux servant à contrôler la pression.</p> <p>4.16 Dans les 30 jours suivant le retrait de la tige de forage, l'exploitant doit entourer la tête de puits et tout matériel connexe d'une clôture convenable afin de prévenir toute tentative d'altération du matériel.</p> <p>9.8 Les têtes de puits de pétrole ou de gaz sont interdites à moins de 100 mètres d'un cours d'eau ou d'une terre humide réglementée.</p> | <p>http://www.dec.ny.gov/docs/materials_minerals_pdf/dgeisv1ch10.pdf The production wellhead on gas wells is also called a Christmas tree. The Christmas tree is approximately 3' to 7' tall and consists of a series of fittings, valves and gauges that provide control over the wellbore at the surface</p> | <p>Oil & Gas UK, 2012. Well integrity guidelines</p> <p>4.6.1 Wellhead equipment should be manufactured, inspected and tested to the appropriate ISO standard : BS EN ISO 10423 (API Spec 6A) Specification for wellhead and the tree equipment, BS EN ISO 13628-4 (API Spec 17D)</p> <p>5.6.3 Casing hangers may be locked in the wellhead where assessment indicates it is required to prevent movement that could break the seals. Surface wellheads should have access to annuli(sidearms) for monitoring and bleeding off pressures. They should be fitted with two full-bore valves during drilling (and workover) operations. Surface wellheads that require the BOP to be removed to gain access for installing seal assemblies shouldnot be used for new wells because of the potential for well flow up the annulus withoutpotential barriers. For existing wells, sidetracks and emergency slips (where needed) on surface wellheads that require the BOP to be removed to gain access for installing seal assemblies: there should be adequate procedures to ensure the casing annulus is fully isolated before BOP removal; the annulus should be flow checked for a long enough period of time to ensure that the well is stable before lifting the BOP; there</p> | <p>Rule 3.17 (a) All wells shall be equipped with a Bradenhead (=vieux nom pour wellhead). Whenever pressure develops between any two strings of casing, the district office shall be notified immediately. No cement may be pumped between any two strings or pipe at the top of the hole, except after permission has been granted by the district office.</p> <p>(b) Any well showing pressure on the Bradenhead, or leaking gas, oil, or geothermal resource between the surface and the production or oil string shall be tested in the following manner. The well shall be killed and pump pressure applied through the tubing head. Should the pressure gauge on the Bradenhead reflect the applied pressure, the casing shall be condemned and a new production or oil string shall be run and cemented. This method shall be used when the origin of the pressure cannot be determined otherwise.</p> <p>Rule 3.21 (1) An operator seeking an exception to allow swabbing, bailing, or air jetting of a well shall: (B) present evidence at the hearing establishing (iv) that wellhead control is sufficient to prevent releases from the well;</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|---|--|--|---|---|---|
| 8.193 The licensee and operator of a well shall ensure that no vehicles operate within a 3-metre radius of the wellhead, except vehicles that are specifically required to do so as part of an operation being performed on a well. | <p>practicable and fill the annular space between the tubing and production casing with a suitable corrosion inhibiting liquid,</p> <p>(iii) install wellhead equipment for which the working pressure rating is not less than the bottom-hole pressure of the producing formation, but with a minimum rating of 14 000 kPa,</p> <p>IRP 5, 5.1.2.3) La cote API/ISO de toutes les composantes de la tête de puits et de l'arbre de Noël doit être égale ou supérieure aux conditions de fonctionnement anticipées. Même si la résistance à la pression de l'équipement est mise à l'essai au-delà de sa cote API/ISO par le fabricant d'origine, le sceau de l'API demeure la norme pour laquelle l'équipement est coté.</p> | | | <p>should be barriers in place before lifting the BOP; and there should be a procedure for nipping down the BOP (including a lift plan as per LOLER [Ref 17] for a complicated lift).</p> <p>7.4.5 The well-operator should have a policy covering surface wellhead sidearm valve and plug configurations. These should have the same ratings as the wellhead. Wellhead sidearm valves should be configured to enable isolation and pressure bleedoff for removal or changeout of instrumentation or gauges. Assemblies should be mounted directly on to sidearms to minimise the risk of damage to extension pipework. Configuration should be such that a sidearm valve can be closed to effect isolation should the instrumentation or gauge assembly be knocked off the wellhead. Surface wellheads should usually be equipped with two side outlets for each annular space between casings. Wellhead components above the surface casing housing should have a valve removal capability. Protection sleeves or plugs should be fitted to any VR profile on an annulus outlet which sees regular flow (e.g. gas lift wells). Where annuli are exposed to open formations, both casing spool side outlets should have valves fitted and should not be blanked off. This is to allow circulation across the annulus. For annuli not exposed to open formation the minimum configuration should be that at</p> | <p>Rule 3.13 (6) Well control.</p> <p>(A) Wellhead assemblies. After setting the conductor pipe on offshore wells or surface casing on land or bay wells, wellhead assemblies shall be used on wells to maintain surface control of the well at all times. Each component of the wellhead shall have a pressure rating equal to or greater than the anticipated pressure to which that particular component might be exposed during the course of drilling, testing, or producing the well.</p> <p>Rule 3.13 (F) Christmas tree.</p> <p>(i) All completed non-pumping wells shall be equipped with Christmas tree fittings and wellhead connections with a rated working pressure equal to, or greater than, the surface shut-in pressure of the well. The tubing shall be equipped with a master valve, but two master valves shall be used on all wells with surface pressures in excess of 5,000 psi. All wellhead connections shall be assembled and tested prior to installation by a fluid pressure equal to the test pressure of the fitting employed.</p> <p>(ii) The Christmas tree for completed bay and offshore wells shall be equipped with either two master valves, one master valve and one wing valve, or two wing valves. All bay and offshore wells shall have at least five feet of spacing between the bottom of the Christmas tree and the surface of the water at high</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|---|--|--|---|---|---|
| | | | | <p>least one side outlet has a valve installed. If sidearm valves are likely to be cycled on a regular basis, a second valve should be installed on the outlet, and the outer valve used preferentially. The tubing head should have both outlets fitted with double valve configurations. The outlets, valve apertures and annular space between casing and tubing should be sized appropriately to allow well kill. If wells are gas lifted, the surface wellhead should be designed to reduce the risk of loss of “A”-annulus gas containment to ALARP.</p> <p>p.93 Wellhead and xmas tree: Schematic showing installed components with manufacturer, component description, serial number, material, maximum OD, minimum ID, working pressure, test pressure, and any required operating data</p> <p>9.5 Wellhead designs and seal configurations provide void spaces within the wellhead. On surface wellheads, these should be accessed to confirm the integrity of barriers between different annuli and the environment. Casing void spaces should be tested at installation and at regular subsequent intervals (for surface wells) to ensure the continued integrity of packoff seals and ring gaskets. Annual testing of voids may be used to confirm the absence of pressure and verify wellhead integrity. The pre-job risk assessment should include potential mitigation if the check valve fails to hold pressure after</p> | <p>tide, where applicable. Any newly completed bay and offshore well or existing well on which the Christmas tree is being replaced shall be equipped with a back pressure valve wellhead profile at the flange where the tubing hangs on the Christmas tree.</p> <p>Rule 3.7 Whenever hydrocarbon or geothermal resource fluids are encountered in any well drilled for oil, gas, or geothermal resources in this state, such fluid shall be confined in its original stratum until it can be produced and utilized without waste. Each such stratum shall be adequately protected from infiltrating waters. Wells may be drilled deeper after encountering a stratum bearing such fluids if such drilling shall be prosecuted with diligence and any such fluids be confined in its stratum and protected as aforesaid upon completion of the well. The commission will require each such stratum to be cased off and protected, if in its discretion it shall be reasonably necessary and proper to do so.</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|------------------------------------|
| | | | | stinging operations. Positive pressure testing should be carefully considered in relation to the wellhead design and the function that some seals provide within the wellhead. A variety of bleed, test and other port fittings and buried check valves may have been installed. Most wellhead voids should be isolated from pressure sources and therefore the presence of pressure may indicate seal failure and potential communication. | |

3.2.9. Les essais de pression et d'étanchéité

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|--|--|--|---|---|
| <p>Directive 036 Drilling Blowout Prevention Requirements and Procedures</p> <ul style="list-style-type: none"> • Coffrage de surface : si le coffrage de surface seul est fixé, la pression minimale devant être mise à l'essai à la surface (en kPa) est de 2,5 fois la profondeur totale du puits ou du trou foré. Si une colonne de coffrage intermédiaire doit être fixée, la pression minimale requise à la surface est de 2,5 fois la profondeur du sabot du coffrage intermédiaire. • Coffrage intermédiaire : si un coffrage intermédiaire est fixé, la pression minimale devant être mise à l'essai à la surface correspond à 67 % de la pression de fond à la profondeur fixée du coffrage. Si la pression de fond est inconnue ou si elle est difficile à établir, une échelle de 11 kPa/m peut être utilisée pour calculer une pression de fond théorique. <p>OIL AND GAS CONSERVATION RULES</p> <p>8.191) À la demande de l'organisme de réglementation ou de son représentant, l'exploitant d'un puits doit déterminer la pression de fracturation de la formation au niveau du sabot de coffrage.</p> <p>Directive 017 Measurement</p> | <p>DRILLING AND PRODUCTION REGULATION</p> <p>18 (7) S'il y a quelque raison que ce soit de douter de l'efficacité de la cimentation d'un coffrage, L'exploitant d'un puits doit veiller à ce qu'un examen soit fait afin d'évaluer l'intégrité du ciment et prendre les mesures appropriées le cas échéant.</p> <p>Oil and Gas Activities Act, DRILLING AND PRODUCTION REGULATION</p> <p>Testing of well control equipment</p> <p>10 (1) A well permit holder must ensure that</p> <p>(a) pressure-control equipment associated with well operations is pressure-tested on installation and as often as necessary during well operations to ensure the continued safe operation of the equipment, and</p> <p>(b) the rig crew conducting the well operation has an adequate understanding of, and is able to operate, the blowout prevention equipment.</p> <p>(2) At the request of an official, a well permit holder's contractor or rig crew, when it is safe to do so, must test the operation and effectiveness of the blowout prevention equipment installed on the permit holder's well in accordance with the Well</p> | <p>Gestion environnementale responsable des activités liées au pétrole et au gaz naturel au Nouveau-Brunswick Règles pour l'industrie</p> <p>2.21) l'exploitant doit mettre à l'essai les équipements et le ciment à une pression atteignant au moins 3 500 kPa de plus que la pression maximale anticipée lors de la fracturation hydraulique et ne doit pas perdre plus de 10 % de pression après 30 minutes.</p> <p>2.18) après avoir foré sous le sabot du coffrage de surface et du coffrage intermédiaire dans le but : a) de vérifier l'intégrité du ciment dans l'espace annulaire au niveau du sabot du coffrage; b) d'établir que l'intégrité de la formation est adéquate et qu'elle peut supporter la pression de puits maximale anticipée tout au long du forage de la prochaine section ou à la profondeur totale du puits.</p> | <p>Home » Energy and Climate » Oil and Gas » Well Owner and Applicants Information Center » Designing and Drilling Your Well » Casing and Cementing Practices (site consulté en octobre 2013) (C&C P)</p> <p>560.6 (20) le coffrage compris entre la surface du puits et les équipements doit être mis à l'essai à l'aide d'eau propre, de boue ou de saumure à une pression correspondant au moins à la pression maximale anticipée pendant une période de 30 minutes lors de laquelle il ne doit pas perdre plus de 10 % de sa pression. Cette mise à l'essai de résistance à la pression doit se dérouler au minimum 7 jours après la l'achèvement des activités de cimentation principales sur la colonne de coffrage. Un registre des mises à l'essai de résistance à la pression doit être gardé par le propriétaire ou l'exploitant et doit être remis au département sur demande.</p> | <p>WIG 3.2.10) On doit soumettre les éléments de barrière de puits à un essai de pression et à un essai d'entrée pour s'assurer qu'ils fonctionnent bien et qu'ils sont aptes à résister à la pression différentielle maximale. Les procédures d'essai doivent comprendre des critères de réussite et d'échec et la réaction à certaines tendances, comme l'augmentation de la pression dans l'espace annulaire</p> <p>3.3) Il faut utiliser un liquide, idéalement de l'eau, plutôt que l'air ou un autre gaz lors des essais sous pression</p> <p>3.4) Les essais sous pression positive augmentent la pression d'un espace fermé en amont de la barrière. On doit réaliser une série d'essais pour qualifier chaque élément d'une barrière qui en comporte plusieurs (obturateur antiéruption, arbre de Noël). On commence généralement par un essai à basse pression (1380 à 2070 kPa). En cas de succès, on augmente la pression au maximum prévu pour l'essai. On procède à un essai de venue pour les barrières unidirectionnelles ou pour lesquelles il n'y a aucun accès direct, comme les bouchons mécaniques dans les coffrages, les vannes d'isolement de la formation, les garnitures d'étanchéité et les soupapes de sécurité et de l'arbre de Noël</p> <p>3.5) Pour créer une pression différentielle, on abaisse la</p> | <p>Rule 3.13 c) Mise à l'essai du coffrage de surface : On doit laisser le ciment sous pression pendant au moins 8 heures avant d'entreprendre les essais. On doit mettre le coffrage à l'essai à une pression pompée d'au moins 6 895 kPa. Après 30 minutes, si on détecte une perte de pression supérieure à 690 kPa, on doit condamner le coffrage et faire une cimentation corrective. Après la cimentation, on doit mettre le coffrage à l'essai à une pression pompée d'au moins 10 342 kPa. Après 30 minutes, si on détecte une perte de pression supérieure à 1 034 kPa, on doit condamner le coffrage et faire une cimentation corrective</p> <p>b) Si, après avoir atteint la profondeur totale ou la profondeur de la colonne de coffrage subséquente, le coffrage de surface est exposé à plus de 360 heures de rotation, l'exploitant doit vérifier son intégrité au moyen d'un outil d'évaluation du coffrage, d'une mise à l'essai mécanique ou d'une autre méthode d'évaluation du coffrage approuvée par la RRC. L'objectif de cette vérification est de s'assurer que les activités de forage n'ont pas endommagé le coffrage de surface ou les autres colonnes de coffrage. On doit mettre à l'essai le coffrage de surface à une pression correspondant à la profondeur verticale totale en pieds de la colonne de coffrage, multipliée</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|---|---|--|---|---|--|
| <p>Requirements for Oil and Gas Operations</p> <p>Directive 005 Calculating Subsurface Pressure via Fluid-Level Recorders</p> <p>Directive 034 Gas Well Testing, Theory and Practice</p> <p>Directive 040 Pressure and Deliverability Testing Oil and Gas Wells</p> | <p>Control Procedure placard issued by the Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors or the Enform Blowout Prevention Manual.</p> <p>(3) A well permit holder must maintain, for 60 days from the date of rig release, a record of the results of tests required under subsection (1) (a).</p> <p>BCOGC The Well Testing Requirements, April 2015</p> | | | <p>pression en aval du côté de la surface de la barrière à un niveau inférieur à la plus basse pression anticipée pendant le cycle de vie du puits. On injecte un fluide plus léger par la tige de forage, plutôt que par l'espace annulaire. Lors de l'essai de venue, on doit isoler la charge hydrostatique de l'espace annulaire au moyen d'une garniture d'étanchéité réutilisable ou d'une tige de forage ouverte. On peut commencer par un essai de venue à basse pression. En cas de succès, on peut remplir la tige de forage d'un fluide plus léger et procéder à l'essai de venue à pleine pression</p> <p>5.6.2.2) Après l'installation du dispositif antiéruption, mais avant le forage du ciment se trouvant au niveau du manchon de retenue, le coffrage doit être mis à l'essai sous pression afin de confirmer l'intégrité du coffrage et des connections. La pression d'essai doit être supérieure à la pression potentielle maximale à laquelle le coffrage pourra être soumis (calculée à l'étape de conception du puits et inscrite au programme)</p> <p>4.8.2) Lors de la conception du puits, des essais d'intégrité de la formation doivent être planifiés après le forage des sabots de coffrage de surface et en profondeur. Ces essais permettent de mesurer la pression de fond de trou maximale que la formation située immédiatement sous le sabot peut supporter. Lorsque la</p> | <p>par un facteur de 23 kPa/m, jusqu'à un maximum de 10 342 kPa, pendant 30 minutes. Si la baisse de pression est inférieure à 10 % après 30 minutes, l'essai est un succès.</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|--|------------------------------------|
| | | | | <p>résistance de la formation est plus élevée que le poids planifié de la boue pour la section, un essai d'intégrité de la formation peut être effectué. Un tel essai permet d'augmenter la pression interne à un niveau spécifique sans créer de fuites. Il est possible qu'une formation située plus profond dans la section soit plus faible que le sabot de coffrage. Il reste envisageable de procéder à un essai de pression si de longues sections non tubées sont exposées, mais le risque de complication est plus élevé. Si une formation fragile est exposée, un essai de pression peut entraîner des pertes.</p> <p>7.4.6) Il faut soumettre l'arbre de Noël à des essais de pression et de fonctionnement avant d'ouvrir le puits au flux ou à l'injection. On doit aussi mettre à l'essai les branchements à la tête de puits et au reste de l'équipement et des systèmes de contrôle associés. On doit mettre à l'essai la résistance hydraulique des soupapes par le bas : puisqu'il y a plusieurs soupapes, les procédures utilisées doivent spécifier une séquence précise pour garantir qu'elles sont toutes mises à l'essai à la pression exigée. Si le puits contient du gaz, il faut aussi mettre à l'essai l'étanchéité au gaz des soupapes. L'essai de fonctionnement doit comprendre les contrôles principaux de chaque système et les systèmes d'arrêt d'urgence</p> | |

3.2.10. Les essais aux tiges

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|------------------------------------|
| <p>Directive 080 Well Logging</p> <p>Directive 051 Injection and Disposal Wells – Well Classifications, Completions, Logging, and Testing Requirements</p> | <p>DPR 16,5) Si les essais aux tiges, au câble ou de production initiale d'un puits produisent un bon échantillonnage. L'exploitant d'un puits doit soumettre à la Commission, dans les 30 jours de l'analyse, un rapport de toutes les analyses du pétrole, du gaz ou de l'eau de formation extraits de chaque formation.</p> <p>Oil and Gas Activities Act, DRILLING AND PRODUCTION REGULATION</p> <p>Drill stem test recovery</p> <p>46 (1) If a permit holder has recovered oil or gas during a drill stem test, the permit holder must ensure that the drill pipe is not pulled during hours of darkness, unless positive steps have been taken to ensure that there is no possibility of oil or gas being present in the drill pipe.</p> <p>(2) A permit holder must ensure that gas produced to the atmosphere for a period exceeding 10 minutes during a drill stem test is flared</p> | | | | |

3.2.11. Les essais d'extraction et de production

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|---|---|---|--|--|--|
| <p>Directive 060 Upstream Petroleum Industry Flaring, Incinerating, and Venting</p> <p>Directive 039 Revised Program to Reduce Benzene Emissions from Glycol Dehydrators</p> <p>Flaring is the controlled burning of natural gas in the course of routine oil and gas production operations. This burning occurs at the end of a flare stack or boom. Venting is the controlled release of gases into the atmosphere in the course of oil and gas production operations. These gases might be natural gas or other hydrocarbon vapours, water vapour, and other gases, such as carbon dioxide, separated in the processing of oil or natural gas. Flaring and venting are associated with a wide range of energy development activities and operations, including disposal of gas associated with:</p> <ul style="list-style-type: none"> - oil, bitumen, and gas well drilling, - oil, bitumen, and gas well completion or well servicing (well "cleanup"), - gas well testing to estimate reserves and determine productivity, - routine oil or bitumen production (solution gas), - planned nonroutine depressuring of processing equipment and gas pipelines | <p>BCOGC FLARING AND VENTING REDUCTION GUIDELINE April 2015, version 4.4</p> <p>WELL COMPLETION, MAINTENANCE AND ABANDONMENT GUIDELINE https://www.bcogc.ca/node/5893/download</p> <p>Oil and Gas Activities Act, DRILLING AND PRODUCTION REGULATION Venting and fugitive emissions</p> <p>41 (1) A permit holder must not vent gas unless the gas heating value, volume or flow rate is insufficient to support stable combustion and</p> <p>(a) the venting is conducted in a manner that does not constitute a safety hazard,</p> <p>(b) the venting does not cause off-site odours,</p> <p>(c) the quantity of vented gas is minimized, and</p> <p>(d) the duration of venting is minimized.</p> <p>(2) A well permit holder must check each well for evidence of a surface casing vent flow</p> <p>(a) during initial completion of the well,</p> <p>(b) as routine maintenance throughout the life of the well,</p> | <p>7.6. PLAN DE GESTION DES ÉMISSIONS FUGITIVES ET DE RÉDUCTION DES GAZ À EFFET DE SERRE Les exploitants de puits de pétrole et de gaz, de batteries, d'usines de conditionnement de gaz et de stations de compression doivent préparer, adopter et suivre, lors de la construction, de l'exploitation et de la fermeture de ces installations – y compris lors du forage et de la complétion des puits, de la production, de la collecte et du traitement initial du pétrole et du gaz – un plan de gestion des émissions fugitives et de réduction des gaz à effet de serre. Le plan doit décrire les mesures d'atténuation des émissions qui seront employées lors de la conception et de l'exploitation de ces installations. Il doit être préparé et présenté aux fins d'approbation d'une manière déterminée par l'organisme de réglementation.</p> <p>7.7. GAZ À EFFET DE SERRE – PRODUCTION DE RAPPORTS SUR LES ÉMISSIONS Les exploitants de puits de pétrole ou de gaz, d'usines de conditionnement de gaz et de stations de compression doivent rendre compte à la Province de leurs émissions annuelles de gaz à effet de serre, d'une manière déterminée par l'organisme de réglementation.</p> | <p>5.14 Well Cleanup and Testing Wells are typically tested after drilling and stimulation to determine their productivity, economic viability, and design criteria for a pipeline gathering system if one needs to be constructed. If no gathering line exists, well testing necessitates that produced gas be flared. However, operators have reported that for Marcellus Shale development in the northern tier of Pennsylvania, flaring is minimized by construction of the gathering system ahead of well completion. Flaring is necessary during the initial 12 to 24 hours of flowback operations while the well is producing a high ratio of flowback water to gas, but no flow testing that requires an extended period of flaring is conducted. Operators report that without a gathering line in place, initial cleanup or testing that require flaring could last for 3 days per well. ²⁶³ Under the SGEIS, permit conditions would prohibit flaring during completion operations if a gathering line is in place. (263 ALL Consulting, 2010, pp. 10-11).</p> | <p>UK: How will air pollution due to site operations be monitored locally and who is responsible? https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/268017/About_shale_gas_and_hydraulic_fracturing_Dec_2013.pdf</p> | <p>Rule 3.27 (a) All natural gas, except casinghead gas, produced from wells shall be measured, with each completion being measured separately, before the gas leaves the lease, and the producer shall report the volume produced from each completion to the commission. For commission purposes, the measurement requirements of this section are satisfied by the use of coriolis or turbine meters or any other measurement device or technology that conforms to standards established, as of the time of installation, by the American Petroleum Institute (API) or the American Gas Association (AGA) for measuring oil or gas, as applicable, or approved by the Director of the Oil and Gas Division as an accurate measurement technology. Exceptions to this provision may be granted by the commission upon written application.</p> <p>(b) All casinghead gas sold, processed for its gasoline content, used in a field other than that in which it is produced, or used in cycling or repressuring operations, shall be measured before the gas leaves the lease, and the producer shall report the volume produced to the commission. Exceptions to this provision may be granted by the commission upon written application.</p> <p>(c) All casinghead gas produced</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|--|--|---|---|--|
| <p>for maintenance, unplanned nonroutine depressuring of process equipment and gas pipelines due to process upsets or emergency, and</p> <p>Oilfield waste management facilities.</p> <p>The AER has several directives and bulletins that control and regulate flaring and venting in the province of Alberta.</p> <ul style="list-style-type: none"> Directive 039 Revised Program to Reduce Benzene Emissions from Glycol Dehydrators Directive 060 Upstream Petroleum Industry Flaring, Incinerating, and Venting http://www.aer.ca/rules-and-regulations/by-topic/flaring-and-venting <p>AER</p> | <p>and</p> <p>(c) during abandonment of the well.</p> <p>(3) On discovery of a surface casing vent flow that presents an immediate safety or environmental hazard or an occurrence of gas migration, a well permit holder must</p> <p>(a) immediately take steps to eliminate the hazard or gas migration,</p> <p>(b) immediately notify the commission of the surface casing vent flow, and</p> <p>(c) submit to the commission without delay a report respecting the surface casing vent flow and the steps taken under paragraph (a).</p> <p>(4) On discovery of a surface casing vent flow other than one referred to in subsection (3), a well permit holder must</p> <p>(a) test the flow rate and buildup pressure of the surface casing vent flow, and</p> <p>(b) submit to the commission within 30 days of the discovery a record of the test.</p> <p>(5) A facility permit holder must have an adequate fugitive emissions management program.</p> <p>(6) A permit holder of a well drilled or facility constructed after the date this regulation came into force may use gas containing hydrogen sulphide for pneumatic instrumentation or to</p> | | | | <p>in this state which is not covered by the provisions of subsection (b) of this section, shall be measured before the gas leaves the lease, is used as fuel, or is released into the air, based on its use or on periodic tests, and reported to the commission by the producer. The volume of casinghead gas produced by wells exempt from gas/oil ratio surveys must be estimated, based on general knowledge of the characteristics of the wells. Exceptions to this provision may be granted by the commission upon written application.</p> <p>(d) Releases and production of gas at a volume or daily flow rate, commonly referred to as "too small to measure" (TSTM), which, due to minute quantity, cannot be accurately determined or for which a determination of gas volume is not reasonably practical using routine oil and gas industry methods, practices, and techniques are exempt from compliance with this rule and are not required to be reported to the commission or charged against lease allowable production.</p> <p>Rules 3.32 (e) Gas Releases to be Burned in a Flare.</p> <p>(1) Except as otherwise provided in subsections (d), (f)(1)(B) and (C), (g)(2), or an exception granted under subsection (h) of this section, all gas releases of greater than 24 hours duration authorized under the provisions of this section shall be burned in a flare if the gas can be burned safely. All gas</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|---|---|--|---|---|--|
| | <p>provide motive force to pumps only if the gas contains no more than 20 parts per million of hydrogen sulphide.</p> <p>Oil and Gas Activities Act, DRILLING AND PRODUCTION REGULATION</p> <p>Flaring limits</p> <p>42 (1) A permit holder must ensure that the duration of flaring and the quantity of gas that is flared is minimized.</p> <p>(2) Subject to subsections (3) to (5), a permit holder must not flare gas unless flaring is required for emergency purposes or for drilling operations.</p> <p>(3) A well permit holder may flare gas at a well if</p> <p>(a) flaring is required for a workover or maintenance and the cumulative quantity of gas flared does not exceed 50 000 m³ in one year, or</p> <p>(b) permission to flare is included in the well permit.</p> <p>(4) A holder of permit that was, immediately before section 116 of the Act came into force, an authorization referred to in that section may flare gas for the purposes of well clean up and testing if</p> <p>(a) the well is not completed before the date this regulation comes into force, and</p> <p>(b) the cumulative quantity of</p> | | | | <p>releases of 24 hours' duration or less authorized under the provisions of this section may be vented to the air if flaring is not required for safety reasons or by other regulation and the gas can be safely vented.</p> <p>(2) Gas releases authorized under this section must be managed in accordance with the provisions of §3.36 of this title (relating to Oil, Gas, or Geothermal Resource Operation in Hydrogen Sulfide Areas) when applicable.</p> <p>(3) An exception to the requirements of this subsection may be granted under subsection (h) by the commission or the commission's delegate to allow the venting of gas to the air for releases of greater than 24 hours' duration if the operator presents information that shows the gas cannot be both safely and continuously burned in a flare, and the gas can be safely vented.</p> <p>(4) Notwithstanding the provisions of paragraph (1) of this subsection or an exception granted under subsection (h), the commission or the commission's delegate may require that the gas be flared if flaring is required for safety reasons.</p> <p>(f) Gas Releases in Oil and Gas Production Operations.</p> <p>(1) The following releases of gas resulting from routine oil and gas production operations are necessary in the efficient drilling and operation of oil and gas wells and are hereby authorized</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|---|--|--|---|---|--|
| | <p>flared gas does not exceed</p> <p>(i) 400 000 m3, if the well is classified as a development well, and</p> <p>(ii) 600 000 m3, if the well is classified as an exploratory outpost well or an exploratory wildcat well.</p> <p>(5) A facility permit holder may flare gas at a facility if</p> <p>(a) flaring is required for maintenance purposes, or</p> <p>(b) permission to flare is included in the facility permit.</p> <p>Oil and Gas Activities Act, DRILLING AND PRODUCTION REGULATION</p> <p>Metering and measurement of gas</p> <p>64 (1) A measurement of a volume of gas required by the Act or this regulation must be computed as the number of cubic metres it would occupy at standard conditions of 101.325 kPa and 15°C.</p> <p>(2) A well permit holder must make provision to allow for proving taps to be used in conjunction with wet meter testing of gas wells.</p> | | | | <p>subject to the requirements of subsection (e) of this section. The released gas shall be measured or estimated in accordance with §3.27 of this title (relating to Gas To Be Measured and Surface Commingling of Gas) and reported and charged against lease allowable production.</p> <p>(A) Gas may be released for a period not to exceed ten producing days after initial completion, recompletion in another field, or workover operations in the same field, including but not limited to perforating, stimulating, deepening, cleanout, well maintenance or repair operations.</p> <p>(B) Gas from a well that must be unloaded or cleaned-up to atmospheric pressure may be vented to the air for periods not to exceed 24 hours in one continuous event or a total of 72 hours in one calendar month.</p> <p>(C) In the event of a full or partial shutdown by a gas gathering system, compression facility, or gas plant, gas from a lease production facility served by that gas gathering system, compression facility or gas plant may be released for a period not to exceed 24 hours. The operator shall notify the appropriate commission district office by telephone or facsimile as soon as reasonably possible after the release of gas begins. An operator may continue the release by flaring or by venting of the gas, if flaring is not</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|---|
| | | | | | <p>required for safety reasons or by other regulation, beyond the initial 24-hour period, pending commission approval or denial of a request for an administrative exception under subsection (h) of this section. The operator shall file the request with the commission by the end of the next full business day following the first 24 hours of the release unless the deadline is extended by the commission or the commission's delegate.</p> <p>(D) Hydrocarbon gas contained in the waste stream from a membrane unit or molecular sieve used to remove carbon dioxide, hydrogen sulfide, or other contaminants from a gas stream may be released, provided that at least 85% of the hydrocarbon gas in the inlet gas stream is recovered and directed to a legal use.</p> <p>(E) Low pressure separator gas, not to exceed 15 mcf of hydrocarbon gas per gas well or 50 mcf of hydrocarbon gas per commission-designated oil lease or commingling point for commingled operations, may be released.</p> <p>(2) The commission or the commission's delegate may administratively grant or renew an exception to the requirements or limitations of this subsection subject to the requirements of subsection (h) to allow additional releases of gas if the operator of a well or production facility presents information to show the necessity for the release. The</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|--|
| | | | | | <p>volume of gas that is released must be measured or estimated in accordance with §3.27 of this title (relating to Gas To Be Measured and Surface Commingling of Gas) and reported on the appropriate commission form and shall be charged to the operator's allowable production. Necessity for the release includes, but is not limited to, the following situations:</p> <p>(A) Cleaning a well of solids or fluids or both for more than ten producing days following initial completion, recompletion in another field, or workover operations in the same field, including but not limited to perforating, stimulating, deepening, cleanout, or well maintenance or repair operations;</p> <p>(B) Unloading excess formation fluid buildup in a wellbore for periods in excess of 24 hours in one continuous event or 72 hours total in one calendar month;</p> <p>(C) Volumes of low pressure gas that can be measured with devices routinely used in oil and gas exploration, development, and production operations and that are not directed by an operator to a gas gathering system, gas pipeline, or other marketing facility, or other purposes and uses authorized by law due to mechanical, physical, or economic impracticability;</p> <p>(D) For casinghead gas only, the unavailability of a gas</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|---|
| | | | | | <p>pipeline or other marketing facility, or other purposes and uses authorized by law; or</p> <p>(E) Avoiding curtailment of gas production which will result in a reduction of ultimate recovery from a gas well or oil reservoir.</p> |

3.2.12. Les essais d'injectivités

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|---|--|---|---|---|--|
| Directive 051 Injection and Disposal Wells – Well Classifications, Completions, Logging, and Testing Requirements | <p>Oil and Gas Activities Act, DRILLING AND PRODUCTION REGULATION</p> <p>Measurement of fluids injected</p> <p>74 A well permit holder must ensure that the quantity and rate of water, gas, air or any other fluid injected through a well to an underground formation is metered.</p> <p>Oil and Gas Activities Act, DRILLING AND PRODUCTION REGULATION</p> <p>Reporting of injection and disposal</p> <p>75 If a well permit holder injects or disposes of water, gas, air or any other fluid into an underground formation, the well permit holder must submit a monthly injection or disposal statement, indicating the quantity of fluid injected or disposed of, to the commission no later than 25 days after the end of the month in which the activity occurred.</p> | <p>2.21. ESSAI DE PRESSION SUR LE COFFRAGE DU PUIT ET L'ÉQUIPEMENT DE SURFACE Il faut exiger d'effectuer, avant le début d'un programme de fracturation hydraulique, des essais à l'aide d'eau douce, de boue ou de saumure sur toutes les colonnes de coffrage cimentées et toutes les colonnes qui seront sollicitées pendant la fracturation, et ce, à une pression atteignant au moins 3 500 kPa de plus que la pression maximale anticipée lors de la fracturation hydraulique ou lors de la durée de vie de la complétion. Si, après 30 minutes d'essai, la pression indique une diminution de 10 p. 100 ou plus par rapport à la pression d'essai de départ, il faut en aviser l'organisme de réglementation, et la fracturation hydraulique ne doit pas avoir lieu tant que la condition pertinente n'est pas corrigée.</p> <p>2.24 La pression du traitement de fracturation hydraulique ne doit dépasser en aucun temps la pression d'essai de toute composante donnée au cours de la fracturation hydraulique. Les pressions différentielles contre les parois d'une colonne de coffrage ne doivent pas être supérieures à 80 p. 100 de la pression de rupture interne minimale du coffrage établie par l'API, et ce, tout au long du traitement de fracturation</p> | | | <p>Rule 3.46 (f) Casing. Injection wells shall be cased and the casing cemented in compliance with §3.13 of this title (relating to Casing, Cementing, Drilling, and Completion Requirements) in such a manner that the injected fluids will not endanger oil, gas, or geothermal resources and will not endanger freshwater formations not productive of oil, gas, or geothermal resources.</p> <p>(g) Special equipment.</p> <p>(1) Tubing and packer. Wells drilled or converted for injection shall be equipped with tubing set on a mechanical packer. Packers shall be set no higher than 200 feet below the known top of cement behind the long string casing but in no case higher than 150 feet below the base of usable quality water. For purposes of this section, the term "tubing" refers to a string of pipe through which injection may occur and which is neither wholly nor partially cemented in place. A string of pipe that is wholly or partially cemented in place is considered casing for purposes of this section.</p> <p>(2) Pressure valve. The wellhead shall be equipped with a pressure observation valve on the tubing and for each annulus of the well.</p> <p>(h) Well record. Within 30 days after the completion or conversion of an injection well, the operator shall file in duplicate in the district office a</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|--|
| | | hydraulique. | | | <p>complete record of the well on the appropriate form which shows the current completion.</p> <p>(i) Monitoring and reporting.</p> <p>(1) The operator shall monitor the injection pressure and injection rate of each injection well on at least a monthly basis, or on a more frequent basis for a disposal well permitted under this section as required by the commission under conditions described in subsection (b)(1)(D) of this section.</p> <p>(2) The results of the monitoring shall be reported annually, or on a more frequent basis for a disposal well permitted under this section as required by the commission under conditions described in subsection (b)(1)(D) of this section, to the commission on the prescribed form.</p> <p>(3) All monitoring records shall be retained by the operator for at least five years.</p> <p>(4) The operator shall report to the appropriate District Office within 24 hours any significant pressure changes or other monitoring data indicating the presence of leaks in the well.</p> <p>(j) Testing.</p> <p>(1) Purpose. The mechanical integrity of an injection well shall be evaluated by conducting pressure tests to determine whether the well tubing, packer, or casing have sufficient mechanical integrity to meet the</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|---|
| | | | | | <p>performance standards of this rule, or by alternative testing methods under paragraph (5) of this subsection.</p> <p>(2) Applicability. Mechanical integrity of each injection well shall be demonstrated in accordance with provisions of paragraphs (4) and (5) of this subsection prior to initial use. In addition, mechanical integrity shall be tested periodically thereafter as described in paragraph (3) of this subsection.</p> <p>(3) Frequency.</p> <p>(A) Each injection well completed with surface casing set and cemented through the entire interval of protected usable-quality water shall be tested for mechanical integrity at least once every five years.</p> <p>(B) In addition to testing required under subparagraph (A), each injection well shall be tested for mechanical integrity after every workover of the well.</p> <p>(C) An injection well that is completed without surface casing set and cemented through the entire interval of protected usable-quality ground water shall be tested at the frequency prescribed in the injection permit.</p> <p>(D) The commission or its delegate may prescribe a schedule and mail notification to operators to allow for orderly and timely compliance with the</p> |

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|--|
| | | | | | <p>requirements in subparagraph (A) and subparagraph (B) of this paragraph. Such testing schedule shall not apply to an injection well for which an injection well permit has been issued but the well has not been drilled or converted to injection.</p> <p>(4) Pressure tests.</p> <p>(A) Test pressure.</p> <p>(i) The test pressure for wells equipped to inject through tubing and packer shall equal the maximum authorized injection pressure or 500 psig, whichever is less, but shall be at least 200 psig.</p> <p>(ii) The test pressure for wells that are permitted for injection through casing shall equal the maximum permitted injection pressure or 200 psig, whichever is greater.</p> <p>(B) Pressure stabilization. The test pressure shall stabilize within 10% of the test pressure required in subparagraph (A) of this paragraph prior to commencement of the test.</p> <p>(C) Pressure differential. A pressure differential of at least 200 psig shall be maintained between the test pressure on the tubing-casing annulus and the tubing pressure.</p> <p>(D) Test duration. A pressure test shall be conducted for a duration of 30 minutes when the test medium is liquid or for 60 minutes when the test medium is air or gas.</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|--|
| | | | | | (E) Pressure recorder. Except for tests witnessed by a commission representative or wells permitted for injection through casing, a pressure recorder shall be used to monitor and record the tubing-casing annulus pressure during the test. The recorder clock shall not exceed 24 hours. The recorder scale shall be set so that the test pressure is 30 to 70% of full scale, unless otherwise authorized by the commission or its delegate. |

3.2.13. Le contrôle de la déviation des puits

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|---|---|--|---|---|--|
| <p>Deviation and Directional Surveys</p> <p>6.030(1) Unless the Regulator otherwise directs in writing, the licensee of a well shall make or cause to be made during drilling, tests, at depth intervals not exceeding 150 metres, for the purpose of ascertaining to what extent the well deviates from the vertical.</p> <p>(2) Repealed AR 36/2002 s6.</p> <p>(3) The licensee shall, immediately upon the making of a directional survey, send to the Regulator the report of the survey.</p> <p>(4) The Regulator may order the licensee to make such further deviation or directional surveys as it deems necessary, and may give directions as to the manner in which such tests or surveys shall be made.</p> | <p>Deviation and directional surveys</p> <p>33 (1) A well permit holder must ensure that deviation surveys are made during drilling at intervals not exceeding 150 m in depth, unless there are significant wellbore stability problems, in which case a survey may be omitted.</p> <p>(2) A well permit holder must ensure that a directional survey of a well to total depth is made if</p> <p>(a) the surface position of the well is nearer to the boundary of its target area than 2% of the measured depth of the well,</p> <p>(b) the surface position of the well is outside its target area, or</p> <p>(c) the well is directionally drilled.</p> <p>(3) A well permit holder must submit to the commission within 14 days of rig release the results of the directional survey under subsection (2).</p> <p>(4) A permit holder must not drill a well, other than a relief well, so that it intersects with an existing well.</p> | | <p>§554.5 Deviation</p> <p>(a) The maximum point at which a well penetrates a producing formation shall not vary unreasonably from the vertical drawn from the center of the hole at the surface. Minor deviations will be permitted, however, without special permission for short distances, to straighten the hole, to sidetrack junk, or to correct other mechanical difficulties.</p> <p>(b) If for any reason the department feels that a well has been deviated excessively, it shall have the right to require the operator to have a complete angular deviation and directional survey made in the well by an approved well surveying company and certified as to correctness at the operator's sole cost, risk and expense. In the event the survey reveals any unreasonable violations of the applicable well location or spacing regulations, the department may either require the excessively deviated well to be redrilled or to be plugged and abandoned at the option of the operator.</p> <p>(c) Any owner or operator so desiring, also may petition the department for permission to have an angular deviation and directional survey made in any wells on leases or units offsetting the leases or units of the interested owner or operator. If after public hearing on the</p> | | <p>Rule 3.12 (b) Each directional survey, with its accompanying certification and a certified plat on which the bottom hole location is oriented both to the surface location and to the lease lines (or unit lines in case of pooling) shall be mailed by registered, certified, or overnight mail direct to the commission in Austin by the surveying company making the survey. The surveying company may file electronically if the Commission has provided for such filing.</p> <p>(a) General. All wells shall be drilled as nearly vertical as possible by normal, prudent, practical drilling operations. Nothing in this section shall be construed to permit the drilling of any well in such a manner that the wellbore crosses lease and/or property lines (or unit lines in cases of pooling) without special permission.</p> <p>(b) Inclination surveys.</p> <p>(1) Requirements.</p> <p>(A) An inclination survey made by persons or concerns approved by the commission shall be filed on a form prescribed by the commission for each well drilled or deepened with rotary tools, except as hereinafter provided, or when, as a result of any operation, the course of the well is changed. The first shot point of such inclination survey shall</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|---|
| | | | <p>petition, the department feels the request is justified, and the petitioner has deposited good and sufficient security or bond, the department may issue an order authorizing the survey to be made by an approved well surveying company and certified as to correctness at the sole cost, risk and expense of the petitioner. In the event the survey reveals an unreasonable violation of the applicable well location or spacing requirements, the department then will assess all the costs of the survey to the violator and may either require any excessively deviated well to be redrilled or to be plugged and abandoned at the option of its operator.</p> <p>(d) Controlled directional drilling also shall be permitted upon the approval of the department. Any operator desiring to intentionally deviate a well from the vertical shall first make written application to the department. The application, which shall be in addition to the permit application as provided in section 552.1, must contain the following information:</p> <p>(1) names of the county, field or area, pool and lease and well number;</p> <p>(2) description of the surface location and of the target bottomhole location in feet from the two nearest lease boundaries;</p> <p>(3) reason for the proposed intentional deviation;</p> <p>(4) names and addresses of the</p> | | <p>be made at a depth not greater than 500 feet below the surface of the ground, and succeeding shot points shall be made either at 500-foot intervals or at the nearest drill bit change thereto, but not to exceed 1,000 feet apart.</p> <p>(B) Inclination surveys conforming to these requirements may be made either during the normal course of drilling or after the well has reached total depth. Acceptable directional surveys may be filed in lieu of inclination surveys.</p> <p>(C) Copies of all directional or inclination surveys, regardless of the reason for which they are run, shall be filed as a part of or in addition to the inclination surveys otherwise required by this section. If computations are made from dipmeter surveys to determine the course of the wellbore in any portion of the surveyed interval, a report of such computations shall be required.</p> <p>(D) Inclination surveys shall not be required in any well drilled to a total depth of 2,000 feet or less on a regular location at least 150 feet from the nearest lease line, provided the well is not intentionally deviated from the vertical in any manner whatsoever.</p> <p>(E) Inclination surveys shall not be required on wells deepened with rotary tools if the well is deepened no more than 300 feet or the distance from the surface</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|---|--|--|---|---|---|
| | | | <p>offsetting operators and a statement that each has been sent a copy of the application by registered mail, and the date of such mailing.</p> <p>(e) The application must be accompanied by a neat, legible plat drawn to scale which shows the well, all offsetting leases and the wells located thereon, the pool in which they are completed, and the names of the offsetting operators.</p> <p>(f) Concurrently with the filing with the department of the application to intentionally deviate the well, the applicant must send a copy of said application and accompanying plat or plats by registered mail to the operators of all leases or units offsetting the lease or unit on which the well is to be drilled.</p> <p>(g) Upon receipt of the application to intentionally deviate the well, the department will hold same for 10 days. If within said 10-day period any offset operator reciting reasonable cause, shall file in writing with the department a protest to such intentional deviation, or if the department is not in accord with the proposed deviation, the application shall be scheduled for public hearing. If no objection from either an offset operator or the department is interposed within the 10-day period, and all other things being in order, the application shall be approved and written permission for the intentional deviation shall be issued by the department. The</p> | | <p>location to the nearest lease or boundary line, whichever is the lesser, and provided that the well was not intentionally deviated from the vertical at any time before or after the beginning of deepening operations.</p> <p>(F) Inclination surveys will not be required on wells that are drilled and completed as dry holes and are permanently plugged and abandoned. If such wells are reentered at a later date and completed as producers or injection or disposal wells, inclination reports will be required and must be filed with the appropriate completion form for the well.</p> <p>(G) Inclination survey filings will not be required on wells that are reentries within casing of previously producing wells if inclination data are already on file with the Railroad Commission of Texas (commission). If such data are not on file with the commission, the results of an inclination survey must be reported on the appropriate form and filed with the completion form, except as provided by subparagraph (D) of this paragraph.</p> <p>(2) Reports.</p> <p>(A) The report form shall be signed and certified by a party having personal knowledge of the facts therein contained. The report shall include a tabulation of the maximum drifts which could occur between the surface and the first shot point, and each</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|--|
| | | | <p>compulsory 10-day waiting period shall not be required if the application for permission to intentionally deviate the well is accompanied by the written consent of the operators of all leases or units offsetting the lease or unit containing the well proposed for deviation.</p> <p>(h) Within 30 days after the completion of an intentionally deviated well, a complete angular deviation and directional survey of the well obtained by an approved well surveying company and certified as to correctness shall be filed with the department.</p> | | <p>two successive shot points, assuming that all of the unsurveyed hole between any two shot points has the same inclination as that measured at the lowest shot point, and the total possible accumulative drift, assuming that all measured angles of inclination are in the same direction.</p> <p>(B) In addition, the report shall be accompanied by a certified statement of the operator, or of someone acting at his direction on his behalf, either:</p> <p>(i) that the well was not intentionally deviated from vertical; or</p> <p>(ii) that the well was deviated at random, with an explanation of the circumstances.</p> <p>(C) The report shall be filed in the district office by attaching one copy to each appropriate completion form for the well.</p> <p>(D) The commission may require the submittal of the original charts, graphs, or discs resulting from the surveys.</p> <p>(c) Directional surveys.</p> <p>(1) When required.</p> <p>(A) When the maximum displacement indicated by an inclination survey is greater than the actual distance from the surface location to the nearest lease line or pooled unit boundary, it will be considered to be a violating well subject to plugging and to penalty action. However, an operator may</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|--|
| | | | | | <p>submit a directional survey, run at his own expense by a commission approved surveying company, to show the true bottom hole location of the well to be within the prescribed limits. When such directional survey shows the well to be bottomed within the confines of the lease, but nearer to a well or lease line or pooled unit boundary than allowed by applicable rules, or by the permit for the well if the well has been granted an exception to §3.37 of this title (relating to Statewide Spacing Rule), a new permit will be required if it is established that the bottom hole location or completion location is not a reasonable location.</p> <p>(B) Directional surveys shall be required on each well drilled under the directional deviation provisions of this section.</p> <p>(C) No oil, gas, or geothermal resource allowable shall be assigned any well on which a directional survey is required under any provision of this section until a directional survey has been filed with and accepted by the commission.</p> <p>(2) Filing and type of survey.</p> <p>(A) Directional surveys required under this section must be run by competent surveying companies, approved by the commission, signed and certified by a person having actual knowledge of the facts, in the manner prescribed by the commission in accordance with</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|--|
| | | | | | <p>§3.12 of this title (relating to Directional Survey Company Report).</p> <p>(B) All directional surveys, unless otherwise specified by the commission, shall be either single shot surveys or multi-shot surveys with the shot points not more than 200 feet apart, beginning within 200 feet of the surface, and the bottom hole location must be oriented both to the surface location and to the lease lines (or unit lines in cases of pooling).</p> <p>(C) If more than 200 feet of surface casing has been run, the operator may begin the directional survey immediately below the surface casing depth. However, if such method is used, the inclination drifts from the surface of the ground to the surface casing depth must be added cumulatively and reported on the appropriate form. This total shall be assumed to be in the direction least favorable to the operator, and such point shall be considered the starting point of the directional survey.</p> <p>(d) Intentional deviation of wells.</p> <p>(1) Definitions.</p> <p>(A) Directional deviation--The intentional deviation of a well from vertical in a predetermined compass direction.</p> <p>(B) Random deviation--The intentional deviation of a well without regard to compass direction for one of the following</p> |

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|---|
| | | | | | <p>reasons:</p> <p>(i) to straighten a hole which has become crooked in the normal course of drilling;</p> <p>(ii) to sidetrack a portion of a hole because of mechanical difficulty in drilling.</p> <p>(2) When permitted.</p> <p>(A) Directional deviation. A permit for directionally deviating a well may be granted by the commission:</p> <p>(i) for the purpose of seeking to reach and control another well which is out of control or threatens to evade control;</p> <p>(ii) where conditions on the surface of the ground prevent or unduly complicate the drilling of a well at a regular location;</p> <p>(iii) where conditions are encountered underground which prevent or unduly hinder the normal completion of the well;</p> <p>(iv) where it can be shown to be advantageous from the standpoint of mechanical operation to drill more than one well from the same surface location to reach the productive horizon at essentially the same positions as would be reached if the several wells were normally drilled from regular locations prescribed by the well spacing rules in effect;</p> <p>(v) for the purpose of drilling a horizontal drainhole; or</p> <p>(vi) for other reasons found by</p> |

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|---|
| | | | | | <p>the commission to be sufficient after notice and hearing.</p> <p>(B) Random deviation. Permission for the random deviation of a well may be granted by the commission whenever the necessity for such deviation is shown, as prescribed in paragraph (3)(C) of this subsection.</p> <p>(3) Applications for deviation.</p> <p>(A) Applications for wells to be directionally deviated must specify on the application to drill both the surface location of the well and the projected bottom hole location of the well. On the plat, in addition to the plat requirements provided for in §3.5 of this title (relating to Application to Drill, Deepen, Reenter, or Plug Back) (Statewide Rule 5), the following shall be included:</p> <p>(i) two perpendicular lines providing the distance in feet from the projected bottomhole location, rather than the surface location, to the nearest points on the lease, pooled unit, or unitized tract line. If there is an unleased interest in a tract of the pooled unit or unitized tract that is nearer than the pooled unit or unitized tract line, the nearest point on that unleased tract boundary shall be used;</p> <p>(ii) a line providing the distance in feet from the projected bottomhole location to the nearest point on the lease line, pooled unit line, or unitized tract line. If there is an unleased</p> |

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|---|
| | | | | | <p>interest in a tract of the pooled unit that is nearer than the pooled unit line, the nearest point on that unleased tract boundary shall be used;</p> <p>(iii) a line providing the distance in feet from the projected bottomhole location, rather than the surface location, to the nearest oil, gas, or oil and gas well, identified by number, applied for, permitted, or completed in the same lease, pooled unit, or unitized tract and in the same field and reservoir; and</p> <p>(iv) perpendicular lines providing the distance in feet from the two nearest non-parallel survey/section lines to the projected bottomhole location.</p> <p>(B) If the necessity for directional deviation arises unexpectedly after drilling has begun, the operator shall give written notice by letter or telegram of such necessity to the appropriate district office and to the commission office in Austin, and upon giving such notice, the operator may proceed with the directional deviation. The commission may, at its discretion, accept written notice electronically transmitted. If the operator proceeds with the drilling of a deviated well under such circumstances, he proceeds at his own risk. Before any allowable shall be assigned to such well, a permit for the subsurface location of each completion interval shall be obtained from the commission</p> |

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|--|
| | | | | | <p>under the provisions set out in the commission rules. However, should the operator fail to show good and sufficient cause for such deviation, no permit will be granted for the well.</p> <p>(C) If the necessity for random deviation arises unexpectedly after the drilling has begun, the operator shall give written notice by letter or telegram of such necessity to the appropriate district office and to the commission office in Austin, and, upon giving such notice, the operator may proceed with the random deviation, subject to compliance with the provisions of this section on inclination surveys. The commission may, at its discretion, accept written notice electronically transmitted.</p> <p>(e) Surveys on request of other operators. The commission, at the written request of any operator in a field, shall determine whether a directional survey, an inclination survey, or any other type of survey approved by the commission for the purpose of determining bottom hole location of wells, shall be made in regard to a well complained of in the same field.</p> <p>(1) The complaining party must show probable cause to suspect that the well complained of is not bottomed within its own lease lines.</p> <p>(2) The complaining party must agree to pay all costs and expenses of such survey, shall assume all liability, and shall be</p> |

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|---|
| | | | | | <p>required to post bond in a sufficient sum as determined by the commission as security against all costs and risks associated with the survey.</p> <p>(3) The complaining party and the commission shall agree upon the selection of the well surveying company to conduct the survey, which shall be a surveying company on the commission's approved list.</p> <p>(4) The survey shall be witnessed by the commission, and may be witnessed by any party, or his agent, who has an interest in the field.</p> <p>(5) Nothing in these rules shall be construed to prevent or limit the commission, acting on its own authority, from conducting spot checks and surveys at any time and place for the purpose of determining compliance with the commission rules and regulations.</p> <p>(f) Penalties.</p> <p>(1) False reports. The filing of a false or incorrect directional survey shall be grounds for cancellation of the well permit, for pipeline severance of the lease on which the well is located, for penalty action under the applicable statutes, and/or for such other and further action as may be appropriate.</p> <p>(2) Other. The same penalties and actions as set forth in paragraph (1) of this subsection shall be assessable against any operator who refuses to comply</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|--|
| | | | | | with a commission order which issues under subsection (e) of this section. |

3.2.14. Les explosions (prévention et contrôle)

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|--|--|---|---|------------------------------------|
| <p>Directive 036 Drilling Blowout Prevention Requirements and Procedures</p> <p>Directive 033: Well Servicing and Completions Operations – Interim Requirement Regarding the Potential for Explosive Mixtures and Ignition in Wells</p> <p>Directive 005 Calculating Subsurface Pressure via Fluid-Level Recorders</p> | | <p>1.3. AMÉLIORATION DES MESURES VISANT À CONTENIR L'EAU DANS LES TROUS DE TIR Si l'eau souterraine s'écoule et monte à la surface par suite du forage d'un trou de tir ou de l'explosion d'une source d'énergie explosive, l'exploitant doit s'assurer : a) que tout forage en cours est interrompu et que l'organisme de réglementation en est avisé; b) qu'aucune charge explosive n'est insérée dans le trou de tir; c) que le trou de tir est colmaté à la satisfaction de l'organisme de réglementation* de sorte que l'eau s'écoulant du trou de tir est contenue dans l'aquifère ou la couche d'origine; d) que les procédures de forage systématique** sont mises en place pour le forage subséquent des trous de tir adjacents; e) qu'un rapport de puits éruptif est immédiatement présenté à l'organisme de réglementation.</p> <p>* Les méthodes acceptables comprennent celles décrites dans la plus récente version de la directive d'exploration 2006-17 (Flowing Holes and Encountering Gas) préparée par le ministère du Développement durable des ressources de l'Alberta ainsi que d'autres méthodes approuvées au préalable par l'organisme de réglementation.</p> <p>** Les procédures de forage systématique signifient qu'il faut ajuster la profondeur des trous de</p> | | | |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|---|---|---|------------------------------------|
| | | <p>tir subséquents aux environs de l'endroit où on a constaté l'écoulement d'eau afin d'éviter de nouveaux écoulements. Une description détaillée est présentée dans la directive ci-dessus.</p> <p>1.6. RATÉS Un exploitant doit élaborer et instaurer un code de pratique décrivant les mesures qui seront entreprises advenant qu'une charge explosive n'explose pas</p> | | | |

3.2.15. Les perforations

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|---|--|---|---|---|------------------------------------|
| | | <p>2.22. PLAN DE TRAITEMENT DE FRACTURATION HYDRAULIQUE ET NOTIFICATION</p> <p>Au moins trois jours avant le début d'un programme de fracturation, l'exploitant d'un puits est dans l'obligation de présenter, à titre informatif, à l'organisme de réglementation un plan de traitement de fracturation hydraulique. Ce plan doit préciser : a) la date de début prévue de la fracturation; b) un profil des pressions et volumes de fluides anticipés pour le pompage à chacune des étapes; c) une description de l'intervalle de traitement prévu (p. ex. l'emplacement des perforations supérieures et inférieures, exprimé en profondeur verticale réelle et en profondeur mesurée réelle)</p> | | | |

3.2.16. Les stimulations par fracturation (incluant le suivi spécifique à la fracturation)

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|---|---|---|---|--|---|
| <p>Dir. 083, 3.3.2), une appréciation des risques réalisée pour chaque puits limite selon une méthodologie comme celle décrite dans l'Interim Industry Recommended Practice 24 : Fracture Stimulation: Interwellbore Communication (IRP 24)</p> <p>Barrière unique : g) réalisation d'un essai d'évacuation de l'air et de déplacement des gaz (en vertu de l'Interim Directive 2003-01 : Isolation Packer Testing, Reporting, and Repair Requirements; Surface Casing Vent Flow/Gas Migration Testing, Reporting, and Repair Requirements; Casing Failure Reporting and Repair Requirements) ou d'une mise à l'essai de la circulation d'air dans l'espace annulaire du coffrage de surface (en vertu de l'annexe du Bulletin 2011-35: Surface Casing Vent Requirements for Wells)</p> <p>19) Une appréciation des risques doit être préparée lorsque les activités de fracturation hydraulique ont lieu au-dessus ou dans les 100 m en dessous du seuil de protection des eaux souterraines.</p> <p>6.120 1) Avant d'injecter tout fluide autre que de l'eau potable dans une formation souterraine, L'exploitant d'un puits doit :</p> <p>a) installer une garniture d'étanchéité dans le puits, le plus</p> | <p>Oil and Gas Activities Act, DRILLING AND PRODUCTION REGULATION</p> <p>Fracturing operations</p> <p>21 A well permit holder must not conduct a fracturing operation at a depth less than 600 m below ground level unless the operations are permitted by the well permit.</p> <p>Hydraulic isolation</p> <p>22 A well permit holder must establish and maintain hydraulic isolation between all porous zones in a well, except for zones in which commingled production is permitted or authorized as described in section 23.</p> <p>IRP 24, 24.1.2.2) Identification de puits situés en zone de fracturation planifiée... le cadre à respecter lors de la conception des plans de contrôle des puits limite est établi grâce à l'appréciation des risques. L'appréciation des risques de communication effective entre les trous de forage se déroule en 5 étapes :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Répertoire les puits limite à risque. 2. Réaliser une analyse des barrières (pour les puits limite à risque seulement). 3. Évaluer la probabilité de communication en fonction de la | <p>Fracturation hydraulique (parfois appelée « fracturation ») : Injection d'un liquide ou d'un fluide gazeux (eau, azote, polymère ou fluide à base de pétrole, comme le propane) à une pression suffisamment élevée pour pouvoir fracturer ou faire craquer la roche dans la zone cible. La fracturation hydraulique est une méthode servant à stimuler la production d'une formation à faible perméabilité par l'application d'une pression très élevée sur la face de la formation rocheuse, ce qui amène la couche à fendre.</p> <p>5.1) faire prélever et analyser des échantillons de tous les puits d'eau situés dans un rayon de 500 m de la plateforme d'exploitation par une firme géoscientifique ou d'ingénierie tierce compétente et autorisée à exercer ses activités au Nouveau-Brunswick</p> <p>3.1) préparer une évaluation de la fracturation (un modèle) analysant le potentiel de communication à l'intérieur du trou de forage entre le puits stimulé et les puits de pétrole ou de gaz adjacents fermés, obturés ou en production a) examiner toutes les données géologiques et géophysiques pertinentes auxquelles l'exploitant a accès; b) inclure une distance d'analyse couvrant le double de la demi-longueur de fracture planifiée* sur toute la profondeur du trou de</p> | <p>Activités sans fracturation</p> | <p>OSGWG, 7.2) Avant d'entreprendre toute activité de fracturation, de reflux ou de mise à l'essai, on doit, en présence du superviseur mandaté par l'exploitant, inspecter rigoureusement l'ensemble des systèmes du site en respectant une procédure établie</p> <p>7.4) Les renseignements suivants doivent être disponibles pour divulgation : les données géologiques, notamment la profondeur proposée du sommet et de la base de la formation qui recevra l'injection de fluide de fracturation, les renseignements concernant l'approvisionnement en eau, l'utilisation, le recyclage et la réutilisation des fluides, le volume total estimé de fluide utilisé, la composition et la concentration des fluides de fracturation, la portée anticipée de la pression de traitement superficielle et souterraine, la pression d'injection maximale, la hauteur et la longueur estimées de la fracture, le programme de contrôle des pressions dans le puits de limite et l'espace annulaire et, enfin, les plans d'essai et de reflux. Le plan de fracturation hydraulique doit inclure le design géométrique planifié de la fracturation, ses zones cibles, les mécanismes d'étanchéité et les aquifères, qu'ils contiennent de l'eau souterraine douce ou salée, afin d'empêcher les fluides de fracturation de se déplacer hors des zones de fracturation</p> | <p>Energy Institute (2012), 5.4.2) On doit procéder à un échantillonnage, une analyse et un contrôle adéquats des nappes d'eau souterraine avant le forage afin d'améliorer les fondements de la détermination des effets du traitement du gaz de schiste sur la qualité de l'eau autour du puits</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|---|---|--|---|---|------------------------------------|
| <p>près possible de l'intervalle d'injection;</p> <p>b) remplir l'espace entre la tige de production et le coffrage de fer extérieur avec un liquide non corrosif et anticorrosion;</p> <p>Dir. 083 2) Les titulaires d'un permis de forage doivent concevoir, construire et exploiter leur puits de manière à en préserver l'intégrité pendant les activités de fracturation hydraulique. Les titulaires doivent maintenir l'intégrité du puits tout au long de son cycle de vie, de sa construction à son abandon.</p> <p>6.101 1) La totalité de la production sortant d'un puits, à l'exception du gaz non corrosif, et des injections y entrant, à l'exception de l'eau douce, doivent passer par la tige de production.</p> <p>6.120 1) Avant d'injecter tout fluide autre que de l'eau potable dans une formation souterraine par un puits, L'exploitant d'un puits doit :</p> <p>a) installer une garniture d'étanchéité dans le puits, le plus près possible de l'intervalle d'injection;</p> <p>b) remplir l'espace entre la tige de production et le coffrage d'acier extérieur avec un liquide non corrosif et anticorrosion;</p> <p>Dir. 083 12) L'exploitant d'un</p> | <p>proximité du puits limite et du puits analysé.</p> <p>4. Déterminer quels puits limite subissent des activités de fond.</p> <p>5. Utiliser le registre des dangers de l'IRP 24.</p> <p>DPR 16 2) Avant d'injecter tout fluide, autre que de l'eau douce, dans une formation souterraine par le coffrage d'un puits, L'exploitant d'un puits doit :</p> <p>a) installer une garniture d'étanchéité dans le puits, le plus près possible de l'intervalle d'injection;</p> <p>b) veiller à ce que l'espace entre la tige de production et le coffrage d'acier soit rempli avec un liquide anticorrosion</p> <p>IRP 24 24.1.4.1.2) Surveillance Cette pratique de contrôle de puits consiste à observer les paramètres des puits limite à risque (sur une branche de traitement, en temps réel) servant à déclencher certaines actions de contrôle. La surveillance des puits limite à risque peut être effectuée à distance ou par du personnel présent sur le site. L'exploitant du puits objet et l'exploitant du puits limite doivent concevoir la méthode adaptée aux activités planifiées. Il est important que des mesures d'urgences soient en place pour faire face à l'éventualité d'une coupure dans la surveillance de</p> | <p>forage.</p> <p>3.2) une évaluation de la capacité de la zone tampon (entre la couche pétrolifère ou gazifière et la base d'un aquifère d'eau souterraine non salée) à agir comme une couche encaissante et à contenir le traitement de fracturation hydraulique</p> <p>3.4) La fracturation hydraulique à faible profondeur* est interdite. Il est également interdit de recourir à la fracturation hydraulique aux fins de prospection ou d'exploitation pétrolière ou gazière dans des formations géologiques contenant de l'eau souterraine non salée. *On qualifie de « fracturation hydraulique à faible profondeur » la fracturation hydraulique ciblant une zone située à moins de 600 mètres de la surface (profondeur verticale réelle).</p> <p>2.21) essais à l'aide d'eau douce, de boue ou de saumure sur toutes les colonnes de coffrage cimentées et toutes les colonnes qui seront sollicitées pendant la fracturation, et ce, à une pression atteignant au moins 3 500 kPa de plus que la pression maximale anticipée lors de la fracturation hydraulique ou lors de la durée de vie de la complétion. Si, après 30 minutes d'essai, la pression indique une diminution de 10 % ou plus par rapport à la pression d'essai de départ, pas de fracturation.</p> | | <p>désignées. Les normes de performance doivent être documentées afin de caractériser les bases du mécanisme d'étanchéité et de démontrer qu'il peut comprendre un élément géologique en plus d'un coffrage adéquat et du ciment dans l'espace annulaire. Les failles pouvant avoir un effet sur le mécanisme d'étanchéité de la fracturation hydraulique doivent faire l'objet de recherches, et les résultats doivent être enregistrés au programme de fracturation hydraulique afin de démontrer qu'elles ne peuvent pas laisser les fluides sortir des zones de fracturation désignées.</p> <p>8.1) Une tierce partie doit analyser des échantillons d'eau superficielle et souterraine recueillis sur le site avant le début des travaux de construction. Les résultats de cette analyse doivent être divulgués selon les exigences en vigueur</p> <p>RHF, 5.5.2.) On détermine habituellement le comportement de fracturation d'une formation spécifique par des essais d'injection préfracturation de faible ampleur et une surveillance microsismique</p> <p>OSGWG) Les exploitants doivent veiller à ce que les eaux souterraines soient isolées adéquatement au moyen de coffrage cimenté. Afin de fournir une isolation adéquate, le</p> | |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|---|---|--|---|--|------------------------------------|
| <p>puits doit posséder un plan de contrôle de puits pour chaque puits limite à risque. Ce plan doit : indiquer :</p> <p>a) les méthodes utilisées pour détecter la communication entre les trous de forage;</p> <p>b) la méthode utilisée pour transmettre l'information à partir d'un puits limite à risque vers le site des activités de fracturation hydraulique si une communication entre deux trous de forage est détectée;</p> <p>c) la pression maximale ajustée pour chaque puits limite à risque</p> <p>7.025 2) L'exploitant d'un puits ne peut produire de gaz de schiste à moins que l'organisme de réglementation n'ait désigné :</p> <p>a) un puits de contrôle, situé dans un rayon de 5 km du puits producteur de gaz, servant à mesurer la pression et la production dans chaque zone schisteuse;</p> <p>b) un puits de contrôle, situé dans un rayon de 30 km du puits producteur de gaz, servant aux essais de désorption.</p> <p>6.120 2) L'exploitant d'un puits dont le puits est muni de garnitures d'étanchéité conformes au paragraphe 1) doit soumettre les éléments suivants, au plus tard le 1er septembre de chaque année, au bureau local de l'organisme de réglementation approprié :</p> | <p>la communication</p> <p>DPR 37 2) L'exploitant d'un puits doit remettre les registres mentionnés au paragraphe 1) à la commission dans les 30 jours suivant la complétion du puits.</p> <p>DPR 41 2) L'exploitant d'un puits doit vérifier la ventilation du coffrage de surface de chaque puits :</p> <p>a) ors de la complétion initiale du puits;</p> <p>WCMAG, tableau 3.1 Une inspection visuelle du périmètre d'exploitation et de la tête de puits doit être effectuée au minimum 1 fois par année afin de vérifier l'intégrité de la tête de puits, la présence d'herbes nocives et d'autres éléments de risque. Pour les puits accessibles par hélicoptère, la fréquence de l'inspection visuelle est la même que celle des essais/surveillances.</p> | <p>2.27) l'équipement de prévention des éruptions installé dans les puits et soumis à un processus de fracturation hydraulique doit comprendre un actionneur à distance qui :</p> <p>a) fonctionne à même une autre source d'énergie que le système hydraulique de l'appareil de forage; b) est situé à au moins 25 mètres de la tête du puits. Toutes les conduites et valves et tous les raccords situés entre l'équipement de prévention des éruptions et l'actionneur à distance ou tout autre actionneur doivent être ininflammables et avoir une capacité de pression d'utilisation supérieure à la pression de surface maximale anticipée au niveau de la tête de puits.</p> <p>2.24) Les pressions différentielles contre les parois d'une colonne de coffrage ne doivent pas être supérieures à 80 % de la pression de rupture interne minimale du coffrage. Interrompre la fracturation hydraulique et aviser l'organisme de réglementation dans les 24 heures si : a) la pression maximale décrite ci-dessus est dépassée; b) le volume de fluides qui monte à la surface excède le volume pouvant être attendu; c) la pression de l'espace annulaire augmente de plus de 3 500 kilopascals; d) on enregistre une pression ou un débit anormal, un important écart du plan de traitement; e) on soupçonne une faille dans le coffrage ou le</p> | | <p>coffrage de surface doit être fixé à une profondeur suffisamment inférieure à toute nappe aquifère ou d'eau non salée souterraine. Dans le cadre du processus détaillé d'appréciation des risques et de planification pour l'intégrité du puits, les exploitants doivent veiller à ce que l'intégrité du trou de forage soit maintenue pendant les activités de forage. En se basant sur l'appréciation des risques, les exploitants doivent créer un programme de fracturation hydraulique décrivant les mesures d'atténuation visant le confinement de la fracturation et l'activité sismique potentiellement induite</p> <p>OSGWG, 5.4.1) Avant les activités de perforation et de fracturation hydraulique, il faut mettre à l'essai la résistance du coffrage de production à une pression qui correspond aux objectifs de production du puits (y compris les pressions anticipées lors des activités de fracturation)</p> <p>PUWER) équipement de fracturation :</p> <p>1) Chaque employeur doit veiller à ce que l'équipement de travail soit fabriqué ou adapté de manière à remplir toutes les fonctions pour lesquelles il est prévu.</p> <p>2) Lors de la sélection de l'équipement de travail, chaque</p> | |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|--|--|---|--|------------------------------------|
| <p>a) des preuves démontrant, à la satisfaction de l'organisme de réglementation, que le liquide contenu entre le coffrage et la tige de production est isolé du fluide injecté;</p> <p>b) les données attestant l'isolation</p> | | <p>ciment du coffrage, ou encore l'absence d'isolement d'une source d'eau souterraine non salée, quelle qu'elle soit.</p> <p>2.24) l'exploitant doit assurer une surveillance constante et consigner, à chaque étape d'un programme de fracturation hydraulique, les paramètres suivants : a) pression d'injection en surface; b) débit de coulis; c) concentration de l'agent de soutènement; d) taux de fluides; e) toutes les pressions dans l'annulaire.</p> <p>3.3) l'analyse de la courbe de pression, qui comprend la surveillance de la pression de coffrage des puits décalés, l'ajout de traceurs chimiques dans le fluide de fracturation hydraulique et la surveillance des pressions de traitement lors de la fracturation.</p> <p>Annexe 19 Dans les 30 jours, fournir au ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux, s'ils diffèrent des renseignements précédemment fournis, les détails réels sur les additifs employés et sur l'évaluation des risques potentiels.</p> <p>2.24) dans les 15 jours, tous les détails relatifs à l'incident; b) procéder à des tests de diagnostic et, si ces tests révèlent la présence d'une faille, fermer le</p> | | <p>employeur est tenu de tenir compte des conditions de travail et des risques pour la santé et la sécurité des personnes qui s'appliquent à l'environnement et aux conditions dans lesquelles l'équipement sera utilisé, ainsi que tout risque additionnel entraîné par son utilisation.</p> <p>3) Chaque employeur doit veiller à ce que l'équipement de travail ne soit utilisé que lors des activités pour lesquelles il est adéquat et dans les conditions prévues.</p> <p>Contrôle du puits</p> <p>BSOR, exig. suppl 7 — 1) Dans le cadre des dispositions du document de santé et sécurité, de l'équipement de contrôle du puits appropriés doit être prévu pour les activités se déroulant dans le trou de forage, à des fins de protection contre les éruptions. L'équipement utilisé lors des activités de fracturation, de reflux et de mise à l'essai est conforme à l'annexe 2(6) de la BSOR. et au règlement 6 de la DSEAR. Par conséquent, il est adapté à l'usage prévu et répond aux exigences des normes de l'industrie. L'équipement de contrôle du puits utilisé lors des activités de fracturation, de reflux et de mise à l'essai est conforme à l'annexe 2(7) de la BSOR. Par conséquent, il est adapté à l'usage prévu et répond aux exigences des normes de l'industrie. Le propriétaire de l'équipement sous pression doit</p> | |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|---|--|---|---|--|------------------------------------|
| | | <p>puits et isoler la portion perforée du coffrage dès qu'il est possible de le faire.</p> <p>3.3) Dans les 30 jours suivant l'achèvement d'un programme de fracturation hydraulique, l'exploitant doit fournir la preuve que les résultats de la fracturation hydraulique étaient ceux qui étaient prévus.</p> | | <p>soumettre celui-ci à un contrôle de qualité et à un processus d'homologation, et l'exploitant s'assurer des résultats</p> <p>OSGWG) Le comportement de fracturation d'une formation spécifique est habituellement déterminé au moyen d'essais d'injection pré fracturation de faible ampleur accompagnés d'une surveillance microsismique. Les activités subséquentes peuvent être modifiées en fonction de ces essais. Un laps de temps raisonnable doit s'écouler après chaque essai d'injection pré fracturation afin de veiller à ce qu'aucune activité sismique ne se produise lorsque le fluide s'écoule hors du puits et que les pressions sont redistribuées dans les formations rocheuses avoisinantes..</p> <p>OSGWG) Les activités de fracturation doivent être surveillées et enregistrées selon les normes établies au plan de fracturation hydraulique. Le plan et les activités de fracturation hydraulique doivent être examinés dans le cadre des procédures d'examen du puits. Des mesures de contrôle adéquates doivent être mises en oeuvre. Ces mesures doivent être établies en fonction du puits, mais elles peuvent inclure une surveillance microsismique et clinométrique de la croissance des fractures. Les inspecteurs doivent examiner certaines activités d'intégrité du puits et de</p> | |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|------------------------------------|
| | | | | <p>fracturation sur place et en temps réel, particulièrement lors des premières étapes de développement afin de garantir un certain niveau de surveillance de nature indépendante. La fréquence de ces visites périodiques servant à vérifier que toutes les activités se déroulent dans le respect du programme et à recueillir des données concernant l'intégrité du puits est au choix de l'inspecteur. RHF, recommandation 1) Il faut surveiller et contrôler la sismicité avant, pendant et après les activités de fracturation hydraulique. Le contrôle de la pression contribue grandement à sa réduction. Les exploitants doivent vérifier les niveaux de méthane et d'autres contaminants présents dans l'eau souterraine spécifique au site de production du gaz de schiste avant, pendant et après les activités.</p> <p>5.5) Les clinomètres détectent les microdéformations dans les roches qui peuvent irradier à l'ouverture des fractures. On peut les installer dans une série de trous de forage peu profonds, ou au fond d'un puits de contrôle, pour estimer la géométrie d'une fracture. Les sismographes, quant à eux, détectent les phénomènes microsismiques que crée l'énergie libérée par l'ouverture des fractures. Le Royaume-Uni devrait implanter un système d'alerte de couleurs (vert, jaune, rouge)</p> <p>liée à la sismicité pour l'extraction des gaz de schiste. Green C.A. & All (2012) Après</p> | |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|------------------------------------|
| | | | | <p>avoir étudié la relation entre les activités de fracturation et la magnitude des tremblements de terre, on a déterminé que le seuil de 1,7 MI initialement proposé pour le système d'alerte n'était pas assez prudent. On a plutôt recommandé une limite de 0,5 MI.</p> <p>OSGWG Plan d'inspection du puits [...] les mesures pour l'inspection des aspects suivants de la conception du puits :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. l'isolation des eaux souterraines et des aquifères; 2. le confinement des fractures; 3. le risque sismique provoqué; 4. les activités et les programmes de fracturation et de mise à l'essai du reflux. Lors de leur examen servant à garantir à l'exploitant que le puits est conçu et construit adéquatement, les inspecteurs de puits utilisent en premier lieu des preuves documentaires de l'intégrité du puits (conformément à la DCR Regulation 18 Guidance). Sauf en cas de doute de la véracité de la preuve documentaire, il n'est pas pratique commune pour les inspecteurs d'utiliser les résultats d'un examen physique du puits. une enquête initiale de l'eau souterraine et de tout aquifère peu profond subséquent ainsi qu'un échantillonnage pré et post fracturation des eaux souterraines comparé à la valeur « de base » : <p>1. un échantillon des eaux de</p> | |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|--|------------------------------------|
| | | | | <p>surface au site de forage avant le début des travaux de construction;</p> <p>2. un échantillon des eaux souterraines avant le début des travaux de construction;</p> <p>3. un échantillon des eaux de surface après la construction du site et les activités de forage et de fracturation;</p> <p>4. un échantillon des eaux souterraines après la construction du site et les activités de forage et de fracturation. Les exploitants doivent veiller à ce que l'échantillonnage et l'analyse des eaux soient effectués par un tiers compétent et selon des méthodes reconnues.</p> <p>9.7) Les exploitants doivent rendre publics : les rapports d'entretien des réservoirs, les rapports de nettoyage des réservoirs et d'élimination des déchets, les volumes et compositions de tous les fluides stockés et des renseignements précis concernant l'eau utilisée dans les activités de fracturation (emplacement de la source, volumes utilisés, analyse de la composition de l'eau de base</p> <p>RHF) On doit surveiller la présence de possibles fuites de méthane ou d'une autre substance avant, pendant et après les activités d'extraction du gaz de schiste. Après un phénomène sismique inattendu, on pourrait devoir faire un essai sous</p> | |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|--|------------------------------------|
| | | | | pression ou une diagraphie d'adhésivité du ciment pour vérifier l'intégrité du puits. Un rapport postfracturation doit comprendre : le volume des fluides, la portée des pressions de traitement superficielles et souterraines, la longueur et la hauteur réelle ou calculée des fractures, les résultats de la surveillance des pressions des espaces annulaires et des puits avoisinants, une conformation de l'intégrité du trou de forage, les résultats des essais et du reflux et tout phénomène sismique induit enregistré | |

3.2.17. Les stimulations autres que par fracturation

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|------------------------------------|
| | | | | | |

3.2.18. Le monitoring des fuites et/ou migrations (lors des travaux et post-travaux)

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|--|--|---|---|------------------------------------|
| <p>Directive 013 Suspension Requirements for Wells</p> <p>Directive 017 Measurement Requirements for Oil and Gas Operations</p> <p>Directive 019 Compliance Assurance</p> <p>Directive 040 Pressure and Deliverability Testing Oil and Gas Wells</p> <p>Directive 044 Requirements for Surveillance, Sampling, and Analysis of Water Production in Hydrocarbon Wells Completed Above the Base of Groundwater Protection</p> <p>Directive 047 Waste Reporting Requirements for Oilfield Waste Management Facilities</p> <p>Directive 050 Drilling Waste Management</p> <p>Directive 059 Well Drilling and Completion Data Filing Requirements</p> <p>Directive 062 Coalbed Methane Control Well Requirements and Related Matters</p> <p>Directive 079 Surface Development in Proximity to Abandoned Wells</p> <p>6.130 1) Les équipements de surface et souterrains d'un puits de pétrole ou de gaz doivent être conçus et installés de façon à permettre de mesurer la pression de la colonne de coffrage, des</p> | <p>BCOGC Measurement Guideline for Upstream Oil and Gas Operations, May 2013</p> <p>BCOGC The Well Testing Requirements, April 2015</p> <p>BCOGC Guidance document for air discharge application, December 2006</p> <p>BCOGC Upstream Oil and Gas Site Classification Tool, October 2009</p> <p>DPR 22) L'exploitant d'un puits doit veiller à l'installation et au maintien d'un système d'isolement hydraulique entre toutes les zones poreuses d'un puits de forage, à l'exception de celles où la production mélangée est permise ou autorisée comme indiqué à l'article 23.</p> <p>39 2) L'exploitant d'un puits complété ou d'une installation doit établir et maintenir un système pour détecter et contrôler les fuites le plus rapidement possible.</p> <p>3) L'exploitant d'un puits complété ou d'une installation doit ériger et entretenir une clôture ou prendre d'autres mesures de contrôle d'accès pour empêcher l'accès non autorisé à son puits ou son installation si :</p> <p>a) le puits ou l'installation est situé à moins de 800 mètres</p> | <p>Annexe 2 L'exploitant doit veiller à la vérification de chacun de ses puits pour savoir s'il y a présence de débits provenant de l'évent de coffrage de surface dans les 90 jours suivant l'extraction d'un appareil de forage ou lors de la complétion initiale d'un puits</p> <p>2.19) L'exploitant doit aviser l'organisme de réglementation au moins 24 h avant d'entreprendre la cimentation du coffrage de surface. L'organisme peut également demander d'être avisé, au cas par cas, avant l'installation et la cimentation d'autres colonnes de coffrage. L'exploitant du puits doit faire appel à un professionnel compétent (c.-à-d. à un superviseur de chantier, un représentant d'un service d'entretien de puits ou d'une autre entreprise tierce) pour observer les activités et certifier par écrit qu'elles ont été menées conformément au programme approuvé. Dans les 90 jours suivant l'extraction d'un appareil de forage, les exploitants doivent pratiquer des essais sur les nouveaux puits afin de vérifier s'il y a MG</p> <p>2.29) La Province a mis au point une série d'exigences sur les enquêtes et les interventions liées aux débits de l'évent de coffrage de surface, à la migration des gaz</p> | <p>556.4 d) Toute personne responsable d'un puits ou l'exploitant doit aviser immédiatement le bureau régional administrant le comté où une des perturbations indiquées ci-dessous est survenue en donnant des renseignements à jour et complets à propos de tout incendie. Un rapport semblable est requis pour tout bris ou toute fuite qui laisse ou a laissé échapper des produits de pétrole ou de gaz. De tels rapports d'incendie, de bris, de fuite ou d'échappement, ou d'autres accidents de ce type doivent indiquer l'emplacement du bris du puits, du réservoir, du récipient ou de la canalisation afin qu'il puisse être repéré rapidement sur le terrain. En outre, ces rapports doivent présenter les mesures prises ou en cours pour remédier à la situation et préciser la quantité de pétrole ou de gaz perdue, détruite ou échappée. Le débordement d'un réservoir ou d'un récipient doit être déclaré comme s'il s'agissait d'une fuite. L'obligation de déclaration vise la perte de pétrole ou de gaz qui entraîne un danger d'incendie ou de pollution ou excède 100 barils de pétrole dans l'agrégat, ou trois millions de pieds cubes de gaz dans l'agrégat</p> <p>SCP 4) Dans l'éventualité où la circulation du ciment n'est pas atteinte, du ciment doit être coulé</p> | <p>WIG 8.2.2 Dans le mois suivant la complétion ou l'intervention, les renseignements suivants doivent être disponibles pour faciliter l'intégrité pendant la vie du puits.</p> <p>Données du puits</p> <p>Plan du puits tel que construit</p> <p>Rapport de complétion.</p> <p>9.1.) L'opérateur doit : Établir les rôles et responsabilités du personnel. Avoir un système de gestion de l'intégrité du puits. Ce système comprend : méthode d'inspection et d'essai du puits en relation avec les éléments critiques de sécurité. L'équipement et les procédures nécessaires disponibles, le personnel qualifié, informé, formé et supervisé. Conserver un registre et historiques d'exploitation, suivi des paramètres d'exploitation, résultats d'inspection, étalonnage et d'essais, d'entretien préventif et rapports d'enquête et d'intervention.</p> <p>9.3) Inspection visuelle des puits Une inspection visuelle régulière du puits doit être réalisée afin de détecter tout signe de fuite et de bris.</p> <p>9.4 Gestion de l'annulaire : L'annulaire doit être surveillé pour vérifier l'intégrité de la tige de production, de l'équipement de complétion et de la garniture</p> | |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|---|--|---|------------------------------------|
| <p>coffrages de surface et de fond de trou en tout temps, et de permettre tout autre essai raisonnable.</p> <p>2) L'équipement de surface doit comprendre les raccords de robinet requis pour échantillonner le pétrole, le gaz ou l'eau produits.</p> <p>Dir. 036, 13.1) Inspection des coffrages tous les 30 jours. Les coffrages de surface et intermédiaire sujets à l'usure causée par le mouvement et la rotation des tiges doivent être examinés afin de déterminer leur intégrité à un intervalle maximal de 30 jours.</p> <p>2) L'exploitant d'un puits dont le puits est muni de garnitures d'étanchéité doit soumettre les éléments suivants, au plus tard le 1er septembre de chaque année, au bureau local de l'organisme de réglementation approprié :</p> <p>a) des preuves satisfaisantes démontrant à l'organisme de réglementation que le liquide contenu entre le coffrage et la tige de production est isolé du fluide injecté;</p> <p>b) les données justifiant l'isolation.</p> <p>7.030 1) À moins que l'organisme de réglementation n'en décide autrement, si la production d'un puits est mélangée avant d'être mesurée, l'exploitant de la batterie doit</p> | <p>d'une zone habitée;</p> <p>b) une zone habitée se trouve dans la zone de planification d'urgence du puits ou de l'installation.</p> <p>41 2) L'exploitant d'un puits doit vérifier la présence de fuites par le coffrage de surface de chaque puits :</p> <p>b) dans le cadre de la maintenance périodique pendant la durée de vie du puits;</p> <p>Oil and Gas Activities Act, DRILLING AND PRODUCTION REGULATION Part 4 — Well Operations, Division 5 — Pressure Measurement, Reservoir pressure measurements</p> <p>Oil and Gas Activities Act, DRILLING AND PRODUCTION REGULATION</p> <p>Safety and pollution prevention</p> <p>39 (1) In this section, "populated area" means an occupied dwelling, school, picnic ground or other place of public concourse.</p> <p>(2) A permit holder of a completed well or facility must establish and maintain a system to detect and control leaks as quickly as practicable.</p> <p>(3) A permit holder of a completed well or facility must install and maintain fencing or take other access control</p> | <p>et aux gaz isolés</p> <p>Annexe 2 L'exploitant doit veiller à la vérification de chacun de ses puits pour savoir s'il y a présence de débits provenant de l'évent de coffrage de surface dans les 90 jours suivant l'extraction d'un appareil de forage ou lors de la complétion initiale d'un puits</p> | <p>(ou injecté) à partir de la surface afin de garantir une adhérence complète. En conjonction avec le coulis ou l'injection à partir de la surface ou en remplacement, il peut être exigé que le coffrage initial soit perforé et que du ciment soit injecté par ces perforations. Le département doit être avisé (selon des décisions prises au cas par cas) par le Department of Environmental Conservation) dans les heures précédant les activités de cimentation et ces dernières ne peuvent commencer sans la présence d'un inspecteur mandaté par l'État.</p> <p>C&C P 17) L'espace annulaire situé entre le coffrage de surface et la tige de production doit être ventilé en tout temps. Une soupape de sûreté doit être installée et réglée selon une pression approuvée par le Bureau régional des ressources minières lorsqu'il y a production de gaz annulaire.</p> <p>560.6 iii) Lorsque de l'eau douce et potable est découverte sous le siège du coffrage de surface, une garniture d'étanchéité ou toute autre méthode approuvée par le département doit être utilisée au niveau du coffrage intermédiaire afin de l'isoler de façon permanente des autres nappes d'eau de moindre qualité ou de des zones gazeuses.</p> <p>556.1 h) Sur demande du Département, le propriétaire ou l'exploitant du puits doit</p> | <p>d'étanchéité.</p> <p>DECC (2013) Une fois le puits complété, on vérifie son intégrité en surveillant la pression de ses espaces annulaires à partir de la surface. En cas de doute, on peut prendre des mesures en profondeur</p> <p>WIG 6.5.3) La tige de production doit être examinée avant son expédition et le coffrage, les outils et les branchements doivent être vérifiés visuellement lors de son installation.</p> <p>9.1.2) L'exploitant du puits doit utiliser un système de gestion, par exemple, de l'intégrité du puits. Ce dernier doit inclure des méthodes d'inspection et de mise à l'essai des éléments critiques pour la sécurité de tous les puits. Les mises à l'essai et les inspections de chaque élément critique pour la sécurité doivent être documentées dans les normes de performance. Le représentant de l'exploitant responsable de l'intégrité du puits doit assister à tous les essais</p> <p>9.1.3) Des rapports de conception, de construction, de mise en service et d'opération détaillés sont essentiels pour que le puits soit exploité selon ses critères de conception. Les résultats des essais doivent être consignés et si les circonstances changent dans le puits, les procédures de mise à l'essai doivent être révisées.</p> <p>9.3) Une inspection visuelle régulière du puits doit être</p> | |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|---|---|--|---|---|------------------------------------|
| <p>effectuer des essais sur chaque puits conformément à la présente section et à l'annexe 16.</p> <p>3) La production d'essai du puits doit être déterminée conformément aux lignes directrices sur les mesures énoncées à l'annexe 9.</p> <p>5) Toute demande de réduction de la fréquence d'essais des puits doit présenter les raisons pour lesquelles une norme moins sévère devrait être acceptée.</p> <p>Dir. 040) Une campagne annuelle de mesurage de la pression des gisements de pétrole et de gaz doit être menée avant la fin de l'année (31 décembre), conformément aux calendriers de relevés annuels :</p> <ul style="list-style-type: none"> • réaliser le relevé de 25 % des puits de production des gisements de pétrole, en fonction d'un espacement d'un quart de section (p. ex., environ un relevé par gisement par section productive); • réaliser le relevé de 25 % des puits de production des gisements de gaz, en fonction d'un espacement d'une section. <p>6.130 1) Les équipements de surface et souterrains d'un puits de pétrole ou de gaz doivent être conçus et installés de façon à permettre de mesurer la pression de la colonne de coffrage, des coffrages de surface et de fond de trou en tout temps, et de</p> | <p>measures to prevent unauthorized access to the well or facility if</p> <p>(a) the well or facility is located within 800 m of a populated area, or</p> <p>(b) a populated area is within the emergency planning zone for the well or facility.</p> <p>(4) If an uncontrolled flow of oil or gas from a completed well, other than a well suspended in accordance with section 25, could produce a hydrogen sulphide concentration greater than 100 ppm in atmosphere within 50 metres of the well, the permit holder of the well must install and maintain</p> <p>(a) an automated system to isolate the well in the event of an uncontrolled flow of oil or gas, and</p> <p>(b) if the well is located within 1 600 m of a populated area, a hydrogen sulphide detection and alarm system that is continuously monitored and is capable of activating the automated system referred to in paragraph (a).</p> <p>(5) If an uncontrolled flow of oil or gas from a facility could produce a hydrogen sulphide concentration greater than 100 ppm in atmosphere at the facility boundary, the permit holder of the facility must install and maintain</p> <p>(a) an automated system to isolate the facility in the event of an uncontrolled flow of oil or gas, and</p> | | <p>procéder aux relevés des rapports eau/pétrole brut. Une telle demande peut faire suite à une motion du Département lui-même ou à une requête à cet effet et à la démonstration ultérieure de son bien-fondé dans le cadre d'une audience publique. Après l'étude des résultats du relevé du rapport eau/pétrole brut par le Département et tous les propriétaires ou exploitants intéressés, à qui le Département doit donner accès sur demande, une audience publique sera tenue et une décision rendue par le Département quant à l'établissement de limites concernant le rapport eau/pétrole et de restrictions dans la production pétrolière en raison d'une production excessive d'eau.</p> <p>556.2 d) Le Département peut exiger la mise à l'essai périodique de tout puits de gaz selon la méthode de son choix, de manière à établir la capacité de production et les caractéristiques du puits. Un représentant du propriétaire ou de l'exploitant de toute concession ou unité compensatoire sera autorisé à assister à ces tests.</p> | <p>réalisée afin de détecter tout signe de fuite et de bris.</p> <p>WIG, 3.2.10) Mise à l'essai des barrières du puits après leur installation, s'assurer de leur bon fonctionnement. Elles doivent résister à la pression différentielle potentielle maximale lors d'un essai en pression positive. Essai en pression négative Mis à l'essai dans le sens de l'écoulement.</p> <p>7.4.6) Il faut soumettre l'arbre de Noël à des essais de pression et de fonctionnement avant d'ouvrir le puits au flux ou à l'injection. On doit aussi mettre à l'essai les branchements à la tête de puits et au reste de l'équipement et des systèmes de contrôle associés. On doit mettre à l'essai la résistance hydraulique des soupapes par le bas : puisqu'il y a plusieurs soupapes, les procédures utilisées doivent spécifier une séquence précise pour garantir qu'elles sont toutes mises à l'essai à la pression exigée. Si le puits contient du gaz, il faut aussi mettre à l'essai l'étanchéité au gaz des soupapes. L'essai de fonctionnement doit comprendre les contrôles principaux de chaque système et les systèmes d'arrêt d'urgence</p> | |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|---|--|--|---|---|------------------------------------|
| <p>permettre tout autre essai raisonnable.</p> <p>2) L'équipement de surface doit comprendre les raccords de robinet requis pour échantillonner le pétrole, le gaz ou l'eau produits.</p> | <p>(b) if the facility is located within 1600 m of a populated area, a hydrogen sulphide detection and alarm system which is continuously monitored and is capable of activating the automated system referred to in paragraph (a).</p> <p>(6) The permit holder of a completed well must do all of the following if the hydrogen sulphide content of the gas exceeds 5 mole percent or a populated area or a numbered highway is within the emergency planning zone for the well:</p> <p>(a) for a completed well not produced by artificial lift,</p> <p>(i) equip the well with 2 master valves,</p> <p>(ii) install a production packer set as closely above the producing formation as is practicable and fill the annular space between the tubing and production casing with a suitable corrosion inhibiting liquid,</p> <p>(iii) install wellhead equipment for which the working pressure rating is not less than the bottom-hole pressure of the producing formation, but with a minimum rating of 14 000 kPa,</p> <p>(iv) if a hot oil circulating string is used inside the production casing of a well, install a check valve in the injection line and automatic shutoff valve on the return line,</p> <p>(v) if a well is equipped with a production packer as required</p> | | | | |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|--|--|---|---|------------------------------------|
| | <p>under subparagraph (ii), conduct annual segregation tests and, if the test fails, complete repairs without unreasonable delay, and</p> <p>(vi) maintain a record of the tests and repairs referred to in subparagraph (v);</p> <p>(b) for a flowing well that is located within 800 m of a populated area or within 8 km of a city, town or village and that has the potential to produce more than 30 000 m³ of gas per day, install at least 30 m below the surface a downhole safety valve in the tubing that closes automatically in the event of an uncontrolled flow of oil or gas or a failure in the system which operates the valve.</p> <p>(7) If a well completed after the date this regulation came into force is produced by artificial lift and the hydrogen sulphide content of the gas exceeds 100 ppm, the well permit holder must</p> <p>(a) install on the stuffing box an automatic shutdown device that will shut down the pumping unit in the event of a stuffing box failure and effectively seal off the well in the event of a polish rod failure, and</p> <p>(b) install an automatic vibration shutdown system that will safely shut down the pumping unit.</p> <p>(8) A permit holder must ensure that buildings of wood construction do not house production equipment at a well or facility</p> | | | | |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|--|--|---|---|------------------------------------|
| | <p>Oil and Gas Activities Act, DRILLING AND PRODUCTION REGULATION Part 4 — Well Operations, Division 5 — Pressure Measurement, Reservoir pressure measurements</p> <p>Oil and Gas Activities Act, DRILLING AND PRODUCTION REGULATION</p> <p>Drilling fluid system</p> <p>11 A well permit holder must ensure that</p> <p>(a) the drilling fluid system and associated monitoring equipment is designed, installed, operated and maintained to allow for proper well evaluation, to ensure safe drilling operations and, except when drilling underbalanced, to provide an effective barrier against formation pressure, and</p> <p>(b) the indicators and alarms associated with the monitoring equipment are located at appropriate locations on the drilling rig to alert onsite personnel of well conditions that could lead to a loss of well control.</p> <p>Oil and Gas Activities Act, DRILLING AND PRODUCTION REGULATION</p> <p>Surface and subsurface equipment</p> | | | | |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|------------------------------------|
| | <p>19 (1) The well permit holder of a completed oil or gas well must ensure that the surface and subsurface equipment of the well is arranged to permit the ready measurement of the tubing pressure, production casing pressure and surface casing pressure.</p> <p>(2) The well permit holder of a completed well must ensure that the surface equipment at the well site includes</p> <p>(a) the valve connections necessary to sample the oil, gas or water produced, and</p> <p>(b) in the case of a gas well, facilities for determining the wellhead fluid temperature.</p> <p>(3) The well permit holder of a well must keep a detailed record of all subsurface equipment in the well at all times prior to abandonment.</p> <p>Oil and Gas Activities Act, DRILLING AND PRODUCTION REGULATION</p> <p>Tests, analyses, surveys and logs</p> <p>34 (1) Subject to subsections (2) and (2.1), before a well is completed, suspended or abandoned, a well permit holder must ensure that</p> <p>(a) a gamma ray log is taken from ground level of the well to total depth,</p> <p>(b) a neutron log is taken from 25</p> | | | | |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|------------------------------------|
| | <p>m below ground level to the base of the surface casing, and</p> <p>(c) a resistivity and porosity log is taken from the base of the surface casing to</p> <p>(i) the total depth of the well of a vertical pilot hole, if one exists, or</p> <p>(ii) the lowest point in the vertical portion of one horizontal well beyond which the logging tool cannot be lowered by gravity.</p> <p>(2) Subsection (1) (b) applies only to wells the drilling of which begins after the date this regulation came into force.</p> <p>(2.1) If more than one well has been drilled or has been permitted to be drilled from a common drilling pad location in an unconventional zone listed in Schedule 2, the logs referred to in subsection (1) must be taken in at least one of the wells and, in the case of the other well or wells,</p> <p>(a) subsection (1) does not apply, and</p> <p>(b) a gamma ray log must be taken from the base of the surface casing of each well to the total depth of each well.</p> <p>(3) Within 30 days after the date on which a log was run, the well permit holder must submit a copy of the log to the commission.</p> <p>(4) A well permit holder must submit to the commission</p> | | | | |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|--|--|---|---|------------------------------------|
| | <p>(a) a pressure chart, and</p> <p>(b) a report containing complete details on fluid recoveries for each drill stem test or wire line test taken on a well within 30 days of the date on which the test was made.</p> <p>(5) If drill stem tests, wire line tests or initial production tests from a well allow good sampling, the well permit holder must submit to the commission, within 30 days of analysis completion, a report of all analyses made of any oil, gas or formation water recovered from each formation.</p> <p>(6) On obtaining the data and results of a bottom-hole sample analysis or other pressure-volume-temperature analysis, the well permit holder must submit the data and results to the commission within 30 days of analysis completion.</p> <p>(7) The permit holder of a gas processing plant must, on or before January 31 of each year, submit analyses, representative of the operations for the preceding year, of</p> <p>(a) the fluids entering the plant, if practical separately, for each pool delivering gas to the plant, and</p> <p>(b) each marketable product leaving the plant.</p> <p>Oil and Gas Activities Act, DRILLING AND</p> | | | | |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|------------------------------------|
| | <p>PRODUCTION REGULATION</p> <p>Completion and workover reports</p> <p>36 (1) For each separate completion or workover operation on a well, a well permit holder must submit to the commission, within 30 days of the end of each completion or workover operation, a report, in chronological format, detailing all significant operations, treatments and resulting well behaviour, and including a downhole schematic diagram.</p> <p>(2) A report under subsection (1) is not required for routine maintenance operations, including injection of corrosion inhibitors, scale removal or pressure testing operations</p> <p>IRP 2 Recommande une série d'inspections à réaliser pour les puits produisant du H₂S. Ex : 2.1.9 L'inspection et l'entretien de la tête de puits et de l'arbre de Noël doivent inclure :</p> <ul style="list-style-type: none"> • une inspection visuelle de tous les équipements afin de détecter toute pièce endommagée ou desserrée; • une vérification des garnitures de tige des vannes afin de détecter les fuites et le besoin d'ajustement ou de colmatage, le cas échéant; • une vérification des vannes maîtresse afin de garantir leur bon fonctionnement (les servocommandes doivent aussi | | | | |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|---|---|--|---|---|------------------------------------|
| | <p>être vérifiées afin de garantir qu'elles fonctionnent selon les valeurs désirées);</p> <ul style="list-style-type: none"> • un examen de tous les branchements des conduites de commande des tubes de production afin de détecter les fuites et d'effectuer les réparations nécessaires, le cas échéant. <p>DPR 16, 3) L'exploitant d'un puits doit :</p> <p>a) effectuer annuellement un essai de ségrégation d'un de ses puits muni d'une garniture d'étanchéité de production, et, en cas d'échec, procéder aux réparations sans retard injustifié;</p> <p>b) consigner tous les essais et toutes les réparations effectués en vertu de l'alinéa a).</p> <p>34,4) L'exploitant d'un puits doit soumettre à la Commission :</p> <p>a) un diagramme de pression;</p> <p>b) un rapport comprenant tous les détails sur l'extraction de fluides pour chaque essai aux tiges ou aux câbles effectué sur le puits.</p> <p>5) Si les essais aux tiges, au câble ou de production initiale d'un puits produisent un bon échantillonnage, L'exploitant d'un puits doit soumettre à la Commission, dans les 30 jours de l'analyse, un rapport de toutes les analyses du pétrole, du gaz ou de l'eau de formation extraits de chaque formation.</p> | | | | |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|--|--|---|---|------------------------------------|
| | <p>39 2) L'exploitant d'un puits complété ou d'une installation doit établir et maintenir un système pour détecter et contrôler les fuites le plus rapidement possible.</p> <p>3) L'exploitant d'un puits complété ou d'une installation doit ériger et entretenir une clôture ou prendre d'autres mesures de contrôle d'accès pour empêcher l'accès non autorisé à son puits ou son installation si :</p> <p>a) le puits ou l'installation est situé à moins de 800 mètres d'une zone habitée;</p> <p>b) une zone habitée se trouve dans la zone de planification d'urgence du puits ou de l'installation.</p> <p>41 2) L'exploitant d'un puits doit vérifier la présence de fuites par le coffrage de surface de chaque puits :</p> <p>b) dans le cadre de la maintenance périodique pendant la durée de vie du puits;</p> | | | | |

3.2.19. Les mesures correctives

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|---|--|---|---|---|--|
| | | <p>ANNEXE 2 : Essais, signalement et correction des débits provenant de l'évent de coffrage de surface (DETS)/de la migration de gaz (MG)</p> <p>ANNEXE 4 : Enquête et intervention entourant la santé publique et les risques environnementaux découlant des débits de l'évent de coffrage de surface, de la migration de gaz et de gaz isolés</p> <p>ANNEXE 6 : Prévention des déversements, notification et intervention. Planification de l'intervention en cas de déversement : Si une fuite ou un déversement survient, l'exploitant doit mettre les mesures suivantes en œuvre le plus rapidement possible :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) prendre rapidement toutes les mesures pour protéger la santé, la sécurité et l'environnement; b) contenir la substance rejetée et procéder au nettoyage; c) assainir toute terre, eau souterraine ou eau de surface* contaminée; d) corriger la cause ou juguler la source du rejet. <p>2.29. ENQUÊTE ET INTERVENTION – DÉBITS DE L'ÉVENT DE COFFRAGE DE</p> | | | <p>Rules 3.13 (E) (ii) Casinghead test procedure. Any well showing sustained pressure on the casinghead, or leaking gas or oil between the surface casing and the next casing string, shall be tested in the following manner. The well shall be killed with water or mud and pump pressure applied. The casing shall be condemned if the pressure gauge on the casinghead reflects the applied pressure. After completing corrective measures, the casing shall be tested in the same manner. This method shall be used when the origin of the pressure cannot otherwise be determined.</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|---|---|---|------------------------------------|
| | | SURFACE, MIGRATION DE GAZ ET GAZ ISOLÉS La Province a mis au point une série d'exigences sur les enquêtes et les interventions liées aux débits de l'évent de coffrage de surface, à la migration des gaz et aux gaz isolés. De plus amples détails à cet effet sont fournis à l'annexe 4. | | | |

3.2.20. Le traitement des hydrocarbures sur le site

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|---|--|--|---|---|---|
| Directive 055: Storage Requirements for the Upstream Petroleum Industry | | | <p>SGEIS p.5.86 Test pumping is performed to at least the maximum anticipated treatment pressure, which is maintained for a period of time while the operator monitors pressure gauges. The purpose of this test is to verify, prior to pumping fracturing fluid, that the casing, frac tree and associated lines will successfully hold pressure and contain the treatment. The test pressure may exceed the maximum anticipated treatment pressure, but must remain below the working pressure of the lowest rated component of the hydraulic fracturing system, including the production casing. Flowback equipment, including pipes, manifolds, a gas-water separator and tanks are connected to the frac tree and this portion of the flowback system is pressure tested prior to flowing the well.</p> <p>SGEIS p.5.134 Produced gas flows from the wellhead to the separator through a two- to three-inch diameter pipe (flow line). The operating pressure in the separator will typically be in the 100 to 200 psi range depending on the stage of the wells' life. At the separator, water will be removed from the gas stream via a dump valve and sent by pipe (water line) to the brine storage tanks. The gas continues through a meter and to the departing gathering line, which carries the gas to a centralized compression</p> | | <p>Rule 3.56 (a) Definitions. The following words and terms, when used in this section, shall have the following meanings unless the context clearly indicates otherwise:</p> <p>(1) Identifiable liquid hydrocarbons--Volume of scrubber oil/skim hydrocarbons that is received at a gas plant/produced water disposal facility where the origin of such liquid hydrocarbons can be clearly identified.</p> <p>(2) Producing property--A location from which hydrocarbons are being produced that has been assigned a lease identification number by the Commission and which is used in reporting production.</p> <p>(3) Scrubber oil--Liquid hydrocarbons which accumulate in lines that are transporting casinghead gas and which are captured at the inlet to a gas processing plant.</p> <p>(4) Skim hydrocarbons--Oil and condensate which accumulate during produced water disposal operations.</p> <p>(5) Tolerance--The amount of skim hydrocarbons that may be recovered before the produced water disposal system operator must allocate to the producing property.</p> <p>(6) Unidentifiable liquid hydrocarbons--Scrubber oil/skim hydrocarbons received at a gas</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|--|
| | | | <p>facility</p> <p>SGEIS p.6.105 For safety reasons, the drilling fluid is circulated through a “mud-gas separator” as the gas kick is circulated out of the wellbore. Circulating the kick through the mud-gas separator diverts the gas away from the rig personnel. Any gas from such a kick is vented to the main vent line or a separate line normally run adjacent to the main vent line.</p> <p>SGEIS p.6.105 Fluids that are brought to the surface during production at natural gas wells are a mixture of natural gas, other gases, water, and hydrocarbon liquids (known as condensate). Some gas wells produce little or no condensate, while others produce large quantities. The mixture typically is sent first to a separator unit, which reduces the pressure of the fluids and separates the natural gas</p> <p>SGEIS p.7.114 All components noted above that are possible sources of leaks would be included in the inspection and repair program. These components include but are not limited to: line heaters, separators, dehydrators, meters, instruments, pressure relief valves, vents, connectors, flanges, open-ended lines, pumps and valves from and including the wellhead up to the onsite separator’s outlet;</p> <p>SGEIS p.7.115 Required use and a description of EPA’s Natural</p> | | <p>plant/produced water disposal facility where the origin of such liquid hydrocarbons cannot be identified.</p> <p>(b) Disposition of scrubber oil, skim hydrocarbons, and identifiable liquid hydrocarbon volumes.</p> <p>(1) Scrubber oil. Any scrubber oil that has not been returned to a producing property by the end of a monthly report period shall be reported by the operator of the gas plant on the monthly plant report, Form R-3 (Monthly Report for Gas Processing Plants). The unidentifiable liquid hydrocarbons recovered and reported on Form R-3 may be disposed of at the point of accumulation. The accepted Form R-3 shall be the authority for the movement of the hydrocarbons to beneficial disposition.</p> <p>(2) Skim hydrocarbons.</p> <p>(A) All unidentifiable liquid hydrocarbons recovered by a single operator or multiple operator produced water disposal system shall be reported on the Form P-18 (Skim Oil/Condensate Report) for each reporting period.</p> <p>(B) The unidentifiable liquid hydrocarbons recovered and reported on Form P-18 may be disposed of at the point of accumulation. The accepted Form P-18 shall be the authority for the movement of the hydrocarbons to beneficial</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|--|
| | | | Gas STAR Best Management Practices for any equipment (e.g., low bleed gas-driven pneumatic valves and pumps) located from the wellhead to the onsite separator's outlet (Department's regulatory authority cutoff as described in Chapter 8); | | <p>disposition.</p> <p>(C) Unidentifiable liquid hydrocarbons recovered by a single operator produced water disposal system shall be allocated to each producing property in the proportion that the volume of water received from the producing property bears to the total volume of water received by the system during a reporting period.</p> <p>(D) Unidentifiable liquid hydrocarbons recovered by a multiple operator produced water disposal system in excess of a tolerance ratio of one barrel of liquid hydrocarbons for each 2,000 barrels of produced water received shall be allocated to each producing property in the proportion that the volume of water received from the producing property bears to the total volume of water received by the system during a reporting period. The produced water disposal system operator shall notify the operator of each producing property of any allocations to that property by furnishing a copy of the allocations as shown on Form P-18 (Skim Oil/Condensate Report).</p> <p>(E) The operator of each producing property shall report the volume of liquid hydrocarbons allocated to the producing property as production from the property on Form PR, Monthly Production Report. The volume allocated back shall be shown as skim oil or skim</p> |

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|---|
| | | | | | <p>condensate on the form.</p> <p>(3) Identifiable liquid hydrocarbon volumes.</p> <p>(A) Identifiable liquid hydrocarbon volumes returned to the producing property during the reporting period in which the volume is received at the gas plant/produced water disposal facility shall not be reported to the Commission by the gas plant/facility operator. The gas plant/produced water disposal facility operator shall notify the appropriate Commission district office by telephone prior to the return of such volumes. The movement of these volumes back to the producing property shall comply with §3.85 of this title (relating to Manifest to Accompany Each Transport of Liquid Hydrocarbons by Vehicle), commonly referred to as Statewide Rule 85.</p> <p>(B) Identifiable volumes not returned to the producing property shall be reported to the Commission and to the operator of the producing property on Form R-3 or Form P-18 as prescribed in paragraph (1) or (2) of this subsection. Volumes shall be specifically credited to the appropriate producing property. The operator of the producing property shall report the disposition of such identifiable volumes as either skim hydrocarbons or scrubber oil on the appropriate production report.</p> |

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|--|
| | | | | | <p>Rule 3.26 (a) Where oil and gas are found in the same stratum and it is impossible to separate one from the other, or when a well has been classified as a gas well and such gas well is not connected to a cycling plant and such well is being produced on a lease and the gas is utilized under Texas Natural Resources Code §§86.181 - 86.185, the operator shall install a separating device of approved type and sufficient capacity to separate the oil and liquid hydrocarbons from the gas.</p> <p>(1) The separating device shall be kept in place as long as a necessity for it exists, and, after being installed, such device shall not be removed nor the use thereof discontinued without the consent of the commission.</p> <p>(2) All oil and any other liquid hydrocarbons as and when produced shall be adequately measured according to the pipeline rules and regulations of the commission before the same leaves the lease from which they are produced, except for gas wells where the full well stream is moved to a plant or central separation facility in accordance with §3.55 of this title (relating to Reports on Gas Wells Commingling Liquid Hydrocarbons before Metering) (Statewide Rule 55) and the full well stream is measured, with each completion being separately measured, before the gas leaves the lease.</p> <p>(3) Sufficient tankage and</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|--|
| | | | | | <p>separator capacity shall be provided by the producer to adequately take daily gauges of all oil and any other liquid hydrocarbons unless LACT equipment, installed and operated in accordance with the latest revision of American Petroleum Institute (API) Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 6.1 or another method approved by the commission or its delegate, is being used to effect custody transfer.</p> <p>(4) For commission purposes, the measurement requirements of this section are satisfied by the use of coriolis or turbine meters or any other measurement device or technology that conforms to standards established, as of the time of installation, by the American Petroleum Institute (API) or the American Gas Association (AGA) for measuring oil or gas, as applicable, or approved by the Director of the Oil and Gas Division as an accurate measurement technology.</p> |

3.2.21. Les fermetures temporaires de puits

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|---|--|--|---|---|--|
| Directive 013 Suspension Requirements for Wells | | | <p>§555.3 Temporary abandonment</p> <p>(a) It shall be unlawful for the owner or operator of any well to temporarily abandon same for more than 90 days without specific permission from the department for an extension of the time period during which temporary abandonment is permitted.</p> <p>(b) Permission for an extension of the time period during which temporary abandonment is permitted shall be granted administratively by the department upon written application therefor by the owner or operator and the demonstration of sufficient good cause. Such extension shall be granted for a reasonable time period and shall be renewable for additional reasonable time periods upon receipt of successive petitions from the owner or operator and the demonstration of continued sufficient good cause.</p> <p>(c) Upon termination of the period of lawful temporary abandonment, the owner or operator must either resume operations or permanently plug and abandon the well as provided hereinafter.</p> <p>SGEIS 5.17 Well Plugging : Proper plugging is critical for the continued protection of groundwater, surface water bodies and soil. Financial security to ensure funds for well</p> | | <p>Rule 3.14 (d) General plugging requirements.</p> <p>(1) Wells shall be plugged to insure that all formations bearing usable quality water, oil, gas, or geothermal resources are protected. All cementing operations during plugging shall be performed under the direct supervision of the operator or his authorized representative, who shall not be an employee of the service or cementing company hired to plug the well. Direct supervision means supervision at the well site during the plugging operations. The operator and the cementer are both responsible for complying with the general plugging requirements of this subsection and for plugging the well in conformity with the procedure set forth in the approved notice of intention to plug and abandon for the well being plugged. The operator and cementer may each be assessed administrative penalties for failure to comply with the general plugging requirements of this subsection or for failure to plug the well in conformity with the approved notice of intention to plug and abandon the well.</p> <p>(2) Cement plugs shall be set to isolate each productive horizon and usable quality water strata. Plugs shall be set as necessary to separate multiple usable quality water strata by placing the required plug at each depth as determined by the Groundwater</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|--|
| | | | <p>plugging is required before the permit to drill is issued, and must be maintained for the life of the well. When a well is plugged, downhole equipment is removed from the wellbore, uncemented casing in critical areas must be either pulled or perforated, and cement must be placed across or squeezed at these intervals to ensure seals between hydrocarbon and water-bearing zones. These downhole cement plugs supplement the cement seal that already exists at least behind the surface (i.e., fresh-water protection) casing and above the completion zone behind production casing. Intervals between plugs must be filled with a heavy mud or other approved fluid. For gas wells, in addition to the downhole cement plugs, a minimum of 50 feet of cement must be placed in the top of the wellbore to prevent any release or escape of hydrocarbons or brine from the wellbore. This plug also serves to prevent wellbore access from the surface, eliminating it as a safety hazard or disposal site. Removal of all surface equipment and full site restoration are required after the well is plugged. Proper disposal of surface equipment includes testing for NORM to determine the appropriate disposal site. The plugging requirements summarized above are described in detail in Chapter 11 of the 1992 GEIS and are enforced as conditions on plugging permits. Issuance of plugging permits is classified as a Type II action under SEQRA.</p> | | <p>Advisory Unit of the Oil and Gas Division. The operator shall verify the placement of the plug required at the base of the deepest usable quality water stratum by tagging with tubing or drill pipe or by an alternate method approved by the district director or the district director's delegate.</p> <p>(3) Cement plugs shall be placed by the circulation or squeeze method through tubing or drill pipe. Cement plugs shall be placed by other methods only upon written request with the written approval of the district director or the director's delegate.</p> <p>(4) All cement for plugging shall be an approved API oil well cement without volume extenders and shall be mixed in accordance with API standards. Slurry weights shall be reported on the cementing report. The district director or the director's delegate may require that specific cement compositions be used in special situations; for example, when high temperature, salt section, or highly corrosive sections are present. An operator shall request approval to use alternate materials, other than API oil well cement without volume extenders, to plug a well by filing with the director or the director's delegate a written request providing all pertinent information to support the use of the proposed alternate material and plugging method. The director or the director's delegate shall determine whether such a</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|--|---|--|
| | | | Proper well plugging is a beneficial action with the sole purpose of environmental protection, and constitutes a routine agency action. Horizontal drilling and high-volume hydraulic fracturing do not necessitate any new or different methods for well plugging that require further SEQRA review | | request warrants approval, after considering factors which include but are not limited to whether or not the well to be plugged was used as an injection or disposal well; the well's history; the well's current bottom hole pressure; the presence of highly pressurized formations intersected by the wellbore; the method by which the alternative material will be placed in the wellbore; and the compressive strength and other performance specifications of the alternative material to be used. The director or the director's delegate shall approve such a request only if the proposed alternate material and plugging method will ensure that the well does not pose a potential threat of harm to natural resources. (5) Operators shall use only cementers approved by the director or the director's delegate, except when plugging is conducted in accordance with subparagraph (B)(ii) of this paragraph or paragraph (6) of this subsection. Cementing companies, service companies, or operators may apply for designation as approved cementers. Approval will be granted on a showing by the applicant of the ability to mix and pump cement or other alternate materials as approved by the director or the director's delegate in compliance with this rule. An approved cementer is authorized to conduct plugging operations in accordance with Commission rules in each |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|--|
| | | | | | <p>Commission district.</p> <p>(8) For onshore or inland wells, a 10-foot cement plug shall be placed in the top of the well, and casing shall be cut off three feet below the ground surface.</p> <p>(11) All cement plugs, except the top plug, shall have sufficient slurry volume to fill 100 feet of hole, plus 10% for each 1,000 feet of depth from the ground surface to the bottom of the plug.</p> |

3.2.22. Les fermetures définitives de puits

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|---|---|--|--|--|---|
| <p>Directive 020 Well Abandonment</p> <p>L'exploitant d'un puits doit informer toutes les parties concernées, notamment le propriétaire foncier et l'occupant, de tout projet d'obturation en surface avant d'entreprendre des travaux à cette fin.</p> <p>3.013) Mesures d'abandon, Directive 020 : Abandon de puits. L'exploitant d'un puits doit examiner la structure en ciment derrière les colonnes de coffrage d'un puits avant d'entreprendre les mesures d'obturation. Il doit effectuer des diagraphies sur les structures de ciment si les calculs théoriques (selon un excédent de 20 %) indiquent que le dessus de ladite structure ne s'élève pas verticalement à plus de 15 mètres au-dessus des couches poreuses les moins profondes, ou s'il y a fuites et migration de gaz par le coffrage en surface.</p> <p>Dir 020) Couvrir toute l'eau douce souterraine (matières dissoutes totales inférieures à 4 000 mg/L) et isoler ou couvrir toutes les zones poreuses. Dans le cas d'un puits non tubé, couler suffisamment de bouchons de ciment de longueur appropriée pour couvrir toutes les nappes souterraines d'eau douce et isoler ou couvrir les zones poreuses. Il n'y a pas de distance maximale à</p> | <p>Well Completion, Maintenance and Abandonment Guideline (https://www.bcogc.ca/node/589/3/download)</p> <p>Oil and Gas Activities Act, DRILLING AND PRODUCTION REGULATION</p> <p>Plugging requirements for wells</p> <p>26 The following requirements are prescribed for the purposes of section 40 (e) of the Act with respect to a well permit under which a well has been drilled:</p> <p>(a) for cased wells, a notice of operations and a plugging program must be submitted to the commission at least 7 days before commencement of operations;</p> <p>(b) the permit holder must plug the well in a manner that ensures</p> <p>(i) adequate hydraulic isolation is established between porous zones,</p> <p>(ii) fluids will not leak from the well,</p> <p>(iii) excessive pressure will not build up within any portion of the well, and</p> <p>(iv) the long-term integrity of the wellbore is maintained;</p> <p>(c) an abandonment report, in chronological format, detailing all significant operations, treatments, tests and resulting</p> | <p>2.3) La Province doit améliorer ses exigences en matière de colmatage et d'obturation des puits et, à cette fin, elle doit adopter et imposer les procédures décrites dans la version la plus récente de la directive 020 du ERCB de l'Alberta.</p> | <p>555.4 a) Pour assurer la légalité des travaux de colmatage et d'abandon d'un puits, le propriétaire ou l'exploitant dudit puits doit d'abord en aviser le département en produisant le formulaire OG11 dûment rempli en trois exemplaires au moins 10 jours avant le début des travaux, puis avoir reçu le permis (formulaire OG12). Durant le déroulement des travaux d'abandon, ce permis doit être affiché sur le chantier de manière à pouvoir être vu et lu en tout temps.</p> <p>555.5) Le coffrage non cimenté doit être coupé et retiré aussi profondément que possible</p> <p>avant la mise en place d'un bouchon d'environ 15 m de long au-dessus de la base du coffrage. Lorsque le retrait d'un coffrage non cimenté s'avère impossible, il faut le perforer à une profondeur de 15 m sous le sabot du coffrage le plus proche et installer un bouchon de 30 m dans le sabot. Un bouchon [semblable] de 15 m doit remonter [au-dessus de ladite section de coffrage, sauf s'il remonte] en surface. [Dans ce dernier cas, le bouchon doit être recouvert pour empêcher la migration des fluides et ne pas nuire à l'activité agricole normale.] (proposé) 1) Les trous de forage, qui conserveront ou non leur coffrage, doivent être remplis de ciment sur une</p> | <p>BSOR 6.—1) Dans le cas du pétrole, avant d'entreprendre des activités de forage, d'abandon ou de toute autre nature pouvant entraîner la modification considérable du puits ou un risque de rejet accidentel de fluides du puits ou du réservoir, l'exploitant d'un site de forage doit en aviser les autorités compétentes suivant les consignes énoncées dans la première partie de l'annexe 1 au moins 21 jours avant le début des travaux ou plus tôt, selon le délai convenu par les autorités compétentes. La position du ciment dans l'espace annulaire du coffrage en ciment doit être examinée : diagraphies ou estimations à partir des rapports. L'étanchéité du ciment doit être évaluée à l'aide de données factuelles comme : des diagraphies, l'absence de pression constante dans le coffrage durant les essais d'étanchéité; l'absence d'anomalies durant la cimentation; centralisation; l'usure du coffrage; l'accumulation de tartre.</p> <p>GQMAW, 3.1) La perméabilité des barrières permanentes doit être égale ou inférieure à celle de la roche couverture. On considère comme acceptable un ciment de bonne qualité (perméabilité d'environ 10 microdarcy)</p> <p>Glossaire) On peut utiliser une</p> | <p>Rule 3.14. a-3) Un avis d'intention d'obturation doit être transmis au bureau du district au moins 5 jours avant le début de la fermeture. Cet avis doit présenter la procédure d'obturation proposée ET le relevé complet du coffrage</p> <p>Rule 3.14. d-1) Les puits doivent être fermés de manière à protéger toutes les formations abritant de l'eau utilisable, du pétrole, du gaz ou des ressources géothermiques</p> <p>Williams M.L., & coll., (2000) En 1992, la RRC a amendé ses règlements en matière d'obturation, exigeant la mise à l'essai des vieux puits pour qu'ils soient admissibles aux prolongements de fermeture. Pour les puits inactifs depuis plus de 25 ans, le contrôle annuel du niveau du fluide a été échelonné sur une période de 3 ans. Cette disposition stipule que si le niveau du fluide dans un puits est près ou au-dessus de la partie inférieure d'une nappe d'eau douce, l'exploitant devra réussir un test d'intégrité mécanique pour être admissible à une extension</p> <p>Rule 3.14 d) Pour utiliser des matériaux et des méthodes d'obturation de substitution (non approuvés par les normes API),</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|--|--|--|---|---|
| <p>respecter entre les bouchons; toutefois, la pression dans la zone isolée ne doit pas excéder la pression de fracturation de l'intervalle laissé sans coffrage juste au-dessus. Un intervalle protégé se situe au-dessus du seuil de protection des eaux souterraines et se caractérise par une lithologie présentant une porosité supérieure à 3 %. Les intervalles protégés peuvent être groupés (non isolés), à condition que les lithologies de porosité supérieure à 3 % se situent 10 mètres ou moins les unes des autres. Tous les bouchons doivent se situer à une profondeur verticale réelle de 1 500 mètres ou moins, présenter une longueur minimale de 30 mètres et déborder la zone couverte de 15 mètres vers le haut et vers le bas. Tous les bouchons situés à une profondeur verticale réelle supérieure à 1 500 mètres doivent présenter une longueur minimale de 60 mètres et déborder la zone couverte de 30 mètres vers le haut et vers le bas</p> <p>Dir 020) Le bouchon ou l'obturateur doivent être recouverts de 8 mètres verticaux de ciment de classe G ou d'au moins 3 mètres verticaux d'un mélange plâtre-résine peu perméable.</p> <p>Dir 020) En cas de zones poreuses non isolées les unes des autres, L'exploitant d'un puits</p> | <p>well behaviour, and including a downhole schematic diagram, must be submitted to the commission in duplicate within 30 days of the completion of abandonment operations;</p> <p>(d) the permit holder, for a well drilled on Crown land, must do everything referred to in section 19 (1) (a) to (g) of the Environmental Protection and Management Regulation</p> <p>DPR 26 a) Dans le cas de puits tubés, un avis d'exploitation et un programme de colmatage doivent être présentés à la commission au moins 7 jours avant le début des activités;</p> <p>DPR 34 1) Sous réserve des paragraphes 2) et 2.1) avant la complétion, la suspension ou l'abandon l'exploitation d'un puits, L'exploitant d'un puits doit effectuer :</p> <p>a) une diagraphie de rayons gamma de la surface au fond du puits;</p> <p>b) une diagraphie neutron de 25 m sous la surface du sol à la base du coffrage de surface;</p> <p>c) une diagraphie de résistivité et de porosité de la base du coffrage de surface au</p> <p>i) fond du puits de guidage vertical, s'il y a lieu, ou</p> <p>ii) point le plus profond de la partie verticale d'un puits</p> | | <p>profondeur totale d'au moins 15 m au-dessus du point le plus élevé de la formation la moins profonde des environs dont ont été extraits du pétrole ou du gaz.</p> <p>2) Dans le cas des puits de forage qui conserveront leur coffrage, un bouchon de ciment d'au moins 30 m de long doit être mis en place [au fond du coffrage] remontant et descendant 15 m en dessous et au-dessus du sabot de coffrage.</p> <p>3) Si un coffrage situé sous la nappe d'eau potable la plus profonde doit être retiré, un bouchon de ciment d'au moins 15 m de long doit être mis en place dans le puits non tubé à environ 15 m sous ladite nappe d'eau potable.</p> <p>4) Dans le cas de coffrage initial ou de coffrage de surface immergés, il faut placer un bouchon de ciment d'au moins 15 m de long immédiatement sous le point où reposait l'extrémité dudit coffrage (la base). Le puits doit être rempli de ciment, de sable, de sédiments rocheux ou de tout autre matériau susceptible d'éviter l'érosion aux abords du trou de forage et de ne pas nuire à l'activité agricole normale</p> <p>555.5 (proposition) 5) Sauf indication contraire dans la présente partie, l'intervalle entre les bouchons décrits aux points 1 à 4 du présent paragraphe doit être rempli de fluide gélifié (lourdement chargé de boue)</p> | <p>injection de ciment plus dense pour donner à la barrière permanente une base quasi solide. La viscosité de l'injection limite la mobilité du bouchon permanent</p> <p>Glossaire) On peut isoler la partie inférieure du trou de forage au moyen d'un bouchon de support permanent ou provisoire et qui peut même être posé sous une forme gonflable. Ce dernier représente une base solide sur laquelle installer un bouchon de ciment permanent</p> <p>GSAW, 4) Toutes les zones perméables : une barrière. Zone perméable pétrolière : deux barrières. La première barrière s'installe dans l'ensemble ou au-dessus du point le plus élevé d'une section à risque d'écoulement ou aussi près que possible. La seconde barrière sert de renfort à la première. Puits non tubé : La barrière installée dans le puits doit le colmater parfaitement. Les zones perméables présentant différents gradients de pression doivent être séparées par une barrière permanente. Toute section du puits susceptible de présenter une pression supérieure à la pression de fracturation doit être isolée par deux barrières permanentes.</p> <p>5.1) On recommande d'installer les barrières servant à isoler le puits de la surface ou du fond marin aux emplacements suivants : la première barrière au-dessus ou au niveau du plus haut</p> | <p>le directeur ou son représentant doit déterminer le bien-fondé de la demande après avoir pris en considération notamment les facteurs suivants : le fait que le puits à obturer ait servi comme puits d'injection ou de rejet, son historique, sa pression de fond actuelle, la présence de formations à haute pression croisées par le trou de forage, la méthode utilisée pour poser les matériaux de substitution dans le trou de forage, la résistance à la compression, et toutes les autres spécifications de rendement des matériaux de substitution qui seront utilisés. On doit installer les bouchons de ciment de manière à isoler les zones productives et les strates d'eau utilisable. Le cas échéant, il faut installer des bouchons pour séparer de multiples strates d'eau utilisable en posant les bouchons requis aux profondeurs déterminées par la Groundwater Advisory Unit de l'Oil and Gas Division. L'exploitant doit vérifier que le bouchon requis à la base de la strate d'eau utilisable la plus profonde est bien en place en le marquant à l'aide de la tige de production ou de la tige de forage, ou par une autre méthode approuvée par le district director ou son représentant. Tous les bouchons de ciment, à l'exception du deuxième tampon, doivent contenir un volume suffisant de laitier de ciment pour remplir 30 m du trou, plus 10 % pour chaque tranche de 300 m de profondeur depuis la surface</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|---|--|--|---|---|---|
| <p>doit perforer le coffrage et couler du ciment jusqu'à la surface. Lorsqu'il est impossible de couler le ciment, du ciment doit être injecté sous pression pour assurer l'isolation. La pression de l'injection finale doit être d'au moins 7 000 kPa plus forte que celle de la formation faisant l'objet des mesures d'abandon.</p> <p>verticalement à au moins 15 mètres au-dessus et en dessous du sommet du coffrage partiel. Le coffrage doit être rempli d'eau douce du sommet de la zone abandonnée (c.-à-d. sous le seuil de protection des eaux souterraines) à la surface. L'inhibiteur ne doit pas être utilisé à l'intérieur du coffrage situé au-dessus du seuil de protection des eaux souterraines. Si les intervalles se situent en dessous du seuil de protection des eaux souterraines dont ils sont isolés selon une méthode approuvée d'abandon de zone, le coffrage doit être rempli d'un fluide non corrosif ou d'eau douce pour abandonner le sommet d'un coffrage partiel cimentée dans un puits : il faut installer un bouchon provisoire utilisé de manière permanente à moins de 15 mètres au-dessus du sommet du coffrage partiel et le recouvrir d'un bouchon d'au moins 8 mètres verticaux. Ce bouchon doit s'étendre. Le volume minimal de ciment doit également le volume du coffrage, pour la totalité de la profondeur du puits mesurée à partir du fond de l'obturateur, plus 0,5 m3.</p> | <p>horizontal au-delà duquel l'outil de diagraphie ne peut descendre sous l'effet de la gravité.</p> <p>DPR 41 2) L'exploitant d'un puits doit vérifier la présence de fuites par le coffrage de surface de chaque puits :</p> <p>c) durant les activités d'obturation visant l'abandon d'un puits.</p> <p>DPR 26 b) L'exploitant d'un puits doit colmater le puits avec des bouchons de ciment de manière à :</p> <p>i) maintenir un isolement hydraulique adéquat entre toutes les zones poreuses,</p> <p>ii) prévenir les fuites de fluides à partir du puits;</p> <p>iii) empêcher la hausse de pression dans toutes les parties du puits;</p> <p>iv) préserver l'intégrité du puits de forage.</p> <p>Renvoie à la directive 20 de l'Alberta IRP 2 (puits acides) p. 97) Normalement, l'abandon de puits nécessite l'utilisation d'outils de fond de puits pour isoler de manière permanente une formation de toute activité de production ultérieure. Il exige également le scellement complet du coffrage situé au-dessus de la formation visée. Pour les puits faisant l'objet d'un abandon définitif, un bouchon de béton</p> | | <p>présentant une densité minimale de 8,65 livres par gallon avec une force du gel de 10 minutes pour 15,3 à 23,5 livres par 100 pi2, ou de tout autre fluide approuvé par le département. Il est également possible d'installer, immédiatement un bouchon provisoire au-dessus de chaque gisement gazéifère ou pétrolière épuisé dans les environs et de couler au moins 15 m de ciment par-dessus.</p> <p>555.5 6) L'exploitant doit pouvoir injecter du ciment dans un trou de forage selon l'une des méthodes suivantes : i) cuiller de cimentation; ii) aspiration au moyen d'une tige de production ou d'une tige de forage; iii) méthode de la pompe et du bouchon; iv) toute autre méthode approuvée par le département.</p> <p>555.5 Le département peut, selon son bon jugement, exiger que tous les bouchons soient balisés et qu'une diagraphie de la totalité du ciment et des tunages soit réalisée afin de déterminer les procédures de colmatage appropriées. Les exigences suivantes représentent le seuil minimum à atteindre pour le colmatage et des obligations additionnelles pouvant être imposées par le département</p> <p>555.5 (proposition) c) dans le cadre des activités de colmatage et d'abandon du puits, le</p> | <p>point d'entrée et en contact avec le ciment de l'espace annulaire si elle est installée dans un coffrage partiel ou un coffrage, et la deuxième barrière, le cas échéant, en soutien à la première selon les positions relatives du ciment de l'espace annulaire et des zones perméables peu profondes. La deuxième barrière d'une zone perméable peut servir de première barrière d'une zone perméable plus profonde, comme le montrent les figures 2 et 3 des lignes directrices</p> <p>5.2) L'industrie juge acceptable l'utilisation d'une colonne de ciment de 30 m (profondeur mesurée). Si possible, on installe des barrières de 150 m (profondeur mesurée). Le dessus de la première barrière doit se situer au moins 30 m au-dessus du point le plus élevé d'une section présentant un risque d'écoulement. En général, lorsque le coffrage est intégré à la barrière permanente, un intervalle de 150 m est aménagé à au moins 30 m du ciment de bonne qualité dans l'annulaire. Le bouchon interne doit se trouver immédiatement au-dessus et couvrir l'intervalle d'au moins 30 m entre les zones. Colonne de ciment de bonne qualité d'au moins 30 m de profondeur mesurée. Puits : Un bouchon de ciment plus long est requis lorsque l'emplacement de son point supérieur est déterminé en fonction de la pression différentielle ou des volumes. Une longueur de 300 m est jugée suffisante. Il n'est pas toujours</p> | <p>jusqu'au fond du bouchon.</p> <p>Le ciment d'obturation doit être approuvé et mélangé conformément aux normes de l'API sans extenseur de volume. Le rapport de cimentation doit indiquer le poids du laitier de ciment. Des compositions particulières de ciment sont parfois nécessaires, par exemple en présence d'une température élevée, d'une section salée ou de sections hautement corrosives. L'exploitant doit demander la permission d'utiliser des matériaux de substitution</p> <p>Rule 3.14) On doit poser les bouchons de ciment selon la méthode par circulation ou par cimentation sous pression par la tige de production ou la tige de forage. Le district director ou son représentant peut approuver les demandes écrites en faveur d'une autre méthode Bommer, P.(2008) S'il ne contient pas d'hydrocarbures, ou pas suffisamment pour payer pour sa complétion, le puits est obturé et abandonné : l'appareil de forage pompe plusieurs bouchons de ciment par la tige de forage. Les intervalles entre les bouchons de ciment sont remplis de boue de forage. Il est possible de couper et de récupérer certains coffrages intermédiaires. Le coffrage de surface est toujours laissé en place et ses parties inférieures et supérieures obturées à l'aide de bouchons. Si le puits est</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|---|--|--|---|---|---|
| <p>[...] une mesure et un calcul des raccords de la tige de forage, y compris les ajustements subséquents au décompte, pour déterminer la profondeur de pose en puits de chaque bouchon et la localisation du dessus du bouchon; ou la diagraphie directe de la densité du bouchon; ou la diagraphie de la pression hydrostatique; ou la diagraphie d'un indicateur radioactif</p> <p>Dir.020) Une fois le bouchon provisoire ou l'obturateur de cimentation installé, il doit être mis à l'essai à une pression stabilisée de 7000 kPa pendant 10 minutes. La force minimum utilisée pour localiser les bouchons correspond à 1800 daN ou le poids de la tige s'il est moins élevé. Préalablement à l'abandon d'une surface, L'exploitant d'un puits doit procéder à l'essai du niveau de fluide pour confirmer l'absence de fuites dans les bouchons. L'essai du niveau de fluide doit être réalisé au moins 5 jours après la dernière opération d'abandon en fond de puits. Pour réaliser cet essai, L'exploitant d'un puits doit inspecter visuellement le niveau du fluide à l'intérieur du coffrage et s'assurer qu'il est statique, en plus de confirmer l'absence de bulles de gaz.</p> <p>Dir 020) Jusqu'à ce que le puits soit inspecté, le coffrage de surface doit rester ouvert et son</p> | <p>doit être installé immédiatement au-dessus de l'outil (au moins 8 mètres de ciment ou 2 mètres d'un mélange de résine/gypse.)</p> <p>PRCG Puits non tubé p. 12, 7) Bouchon long de 150 mètres maximum. Le bouchon doit être suffisamment long pour pouvoir prévenir la contamination des formations environnantes par des fluides.</p> <p>PRCG p. 12) Puits non tubé 8). Envisager d'utiliser des mélanges de ciment réagissant bien aux conditions de températures qui règnent à la profondeur où sera installé le bouchon. Réduire au minimum le temps nécessaire au durcissement et au déplacement du lait de ciment.</p> <p>DPR 27 Retrait de coffrage : L'exploitant d'un puits doit veiller à que le coffrage ou tout autre équipement ne soit retiré du puits visé par ledit permis s'il est essentiel :</p> <p>a) au contrôle adéquat du puits ou;</p> <p>b) à la prévention de la communication entre les zones.</p> <p>DPR 26 c) un rapport d'abandon comprenant la liste chronologique de la totalité des activités, des traitements, des essais et des comportements du</p> | | <p>propriétaire ou l'exploitant doit remplir de terre toute fosse ou autre excavation. De plus, il doit remplir de ciment ou d'un autre matériel de colmatage tout trou de rat ou trou de souris créé pour faciliter le forage ou la production du puits. Le propriétaire ou l'exploitant doit aussi déployer les efforts nécessaires pour aplanir l'ensemble des surfaces adjacentes au puits, des fosses et des autres excavations remplies afin qu'elles ne tranchent pas avec le paysage et qu'aucune élévation excessive ne subsiste. Ces obligations de restauration des surfaces peuvent être abolies si le propriétaire du terrain signe une exemption à cet effet et qu'il est démontré à la satisfaction du département que cette démarche n'est la cause d'aucun danger.</p> <p>Well Plugging 2013 http://www.dec.ny.gov/energy/92920.html</p> | <p>nécessaire de cimenter les sections perforées. Le dessus de la première barrière doit se situer au moins 300 m au-dessus du point le plus élevé d'une section présentant un risque d'écoulement.</p> <p>8.2.1) Seul un élément mécanique dont la résistance à la pression a été mise à l'essai ou du ciment de bonne qualité devrait servir de barrière temporaire</p> <p>GQMAW, 6.1) On classe les matériaux en types (de A à I) en fonction de leur nature physique et chimique : Ciments/céramiques, coulis, polymères therm durcissables et composites, polymères thermoplastiques et composites, polymères élastomères et composites, formations géologiques spécifiques, gels, verre, métaux.</p> <p>6.2) Les propriétés des matériaux critiques pour le risque de défaillance sont la perméabilité, le coefficient de diffusion, l'absorption, la résistance aux agents chimiques, le changement de volume, le coefficient de Poisson, la cohésion, l'angle de frottement interne, l'élasticité hydrostatique, la résistance à la traction, le fluage, la résistance à la compression sans étreinte, la dureté, la résistance adhésive au cisaillement et à la traction, la longévité à la fatigue, la température de décomposition et la densité</p> | <p>terrestre, le site est restauré après le retrait de l'appareil de forage</p> <p>En présence de zones d'eau utilisable, l'exploitant doit vérifier la pose du bouchon à la base de la zone d'eau douce la plus profonde à protéger. On considérera que le puits est correctement obturé seulement si la vérification répond aux exigences de la commission¹⁶</p> <p>En cas de fuite qui cause ou est susceptible de causer une menace sérieuse de pollution ou de porter atteinte à la santé publique, la RRC, par l'entremise de ses employés ou représentants, peut ordonner à l'exploitant de mettre en place des mesures correctives ou d'obturation du puits¹⁷.</p> <p>La RRC exerce un contrôle rigoureux de l'obturation approprié des puits abandonnés et des méthodes de gestion des déchets grâce au renforcement de ses mécanismes d'inspection et de coercition, à l'accroissement de son personnel, à sa capacité de suivre l'état des puits et d'autres travaux dans ses bases de données informatiques et aux exigences en matière de sécurité financière qu'elle impose aux exploitants</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|---|---|--|---|---|------------------------------------|
| <p>fluide visible et à l'abri du gel. Une inspection visuelle du puits doit être réalisée par le personnel de l'ERCB afin de détecter toute fuite au niveau des bouchons. L'ERBC communique ensuite les résultats de l'inspection au titulaire du permis de forage.</p> <p>Avant de procéder à un abandon de surface, L'exploitant d'un puits doit réaliser un essai d'écoulement du coffrage de surface afin de déterminer si du gaz, du liquide ou toute autre combinaison de substances fuit par l'évent du coffrage. Un essai par bulles doit être réalisé au moyen d'un boyau situé 2,5 cm sous la surface de l'eau pendant au moins 10 minutes. S'il y a présence de bulles lors de l'essai de 10 minutes, un écoulement se produit dans le puits. Les activités d'abandon de surface doivent être complétées dans les 12 mois suivant l'achèvement des activités d'abandon en fond de trou. L'équipement de surface, les assises de béton, les débris et les liquides produits dans le cadre d'activités permises par la licence de puits doivent être retirés dans les 12 mois suivant l'achèvement des activités de coupe des coffrages et de colmatage.</p> | <p>puits concerné, y compris un schéma de principe du fond du puits, doit être remis en deux exemplaires à la commission dans les 30 jours suivant l'achèvement des activités d'abandon;</p> <p>DPR 28) Immédiatement après avoir cessé les activités de forage ou de reconditionnement, ou aussitôt que les conditions météorologiques et l'état du sol le permettent, L'exploitant d'un puits doit restaurer la surface des zones du site de forage et du campement qui ne seront plus utilisées dans le cadre d'activités futures à un état réduisant au maximum les risques, permettant le contrôle des mauvaises herbes et prévenant l'érosion</p> | | | <p>9) Pour chaque type de matériel, on suggère un plan de travail pour la vérification des qualifications qui indique si la mise à l'essai de chaque propriété est obligatoire ou seulement recommandée</p> <p>ISO 1556-1) La résistance à la corrosion de chaque matériau d'une barrière métallique dans un environnement sulfureux doit respecter la norme ISO 15156/NACE MR0175</p> <p>GSAW, 3) Propriétés des matériaux : Très faible perméabilité, Durabilité à long terme (intégrité), Résistance aux fluides présents dans le puits, Résistance mécanique aux conditions de charge, de pression et de variation de température, Non-rétractibilité, Pouvoir d'assurer l'adhérence entre le coffrage et la formation géologique. Tout autre matériau sélectionné doit posséder les caractéristiques énoncées ci-dessus. Il faut procéder à des essais pour documenter la durabilité (intégrité) à long terme des matériaux.</p> <p>?La technique utilisée pour placer l'équipement de colmatage en fond de trou est extrêmement importante, particulièrement lors d'une installation par le coffrage.</p> <p>Si la base de la barrière se trouve loin au-dessus du point d'entrée, la pression de fracturation à la</p> | |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|--|------------------------------------|
| | | | | <p>base de la barrière doit être supérieure à la pression interne potentielle</p> <p>GSAW Il faut tenir compte des volumes pour prévenir la contamination et le rétrécissement. Un support, notamment un bouchon provisoire utilisé de manière permanente ou un bouchon visqueux, pour empêcher le lait de ciment de glisser.</p> <p>GSAW 3.1) Une fois en place, les barrières doivent pouvoir être vérifiées, position balisée 6) Un essai du ciment avant les travaux et un échantillon recueilli pendant les travaux. Essai sous pression : Un essai d'écoulement sous pression doit se dérouler à une pression supérieure d'au moins 3447 kPa à la pression d'injection sous la barrière, mais qui ne doit pas dépasser la résistance du coffrage à laquelle on soustrait un facteur d'usure et les bris. 6.1) Un essai de venue doit se faire à une pression correspondant au moins à la pression différentielle maximale que la barrière pourra subir après l'abandon du puits</p> <p>GQMAW, 8.2) En évaluant l'étanchéité d'un élément de barrière, on doit prendre la mesure du type de transfert de matière (écoulement ou diffusion) le plus pertinent. On peut utiliser le même équipement</p> | |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|------------------------------------|
| | | | | <p>pour mesurer la perméabilité au gaz et la perméabilité à l'eau, dans la mesure où l'on configure adéquatement chaque pompe et appareil</p> <p>8.3. 2) Il est essentiel de mesurer la masse avant et après les essais de vieillissement pour évaluer correctement l'amplitude du lessivage, caractérisé par une perte de masse</p> <p>GWOE, 3.3.7) Le plan d'examen des puits régit les plans, les procédures et les activités d'abandon de ceux-ci. Un puits abandonné de façon permanente n'est plus inscrit au plan d'examen des puits. On doit conserver les rapports d'abandon d'un puits pendant six mois après son abandon. Les mesures d'examen du puits prévues par l'exploitant doivent comprendre l'examen des plans et des activités d'abandon du puits.</p> <p>6.2.6) Un puits abandonné de façon permanente n'est plus un élément critique de sécurité et ne figure donc plus au plan de vérification</p> | |

3.2.23. La restauration et la remise en état des sites (définitive)

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|---|
| <p>A Guide to Remediation Certificates for Upstream Oil & Gas Sites Remediation</p> <p>certificates enable the cleanup of spills by providing closure of regulatory liability. Remediation certificates officially recognize that a remediation project has achieved the regulator's environmental protection objectives. To be eligible for a remediation certificate, applicants must demonstrate remediation success and complete the Remediation Certificate Application Form as described in Guides to Remediation Certificates</p> <p>http://environment.gov.ab.ca/info/library/8719.pdf</p> <p>et</p> <p>http://www.aer.ca/abandonment-and-reclamation/reclamation-remediation</p> <p>Oil and gas companies operating in Alberta must abandon all dry holes or wells that are no longer producing, typically by pouring cement down the wellbore and removing all wellhead equipment. Once a well has been abandoned, the company must return the land to its original state. This process, known as reclamation, must be completed before the company will be allowed leave the well site.</p> | <p>Certificate of restoration means a certificate issued by the commission under section 41</p> <p>http://www.bclaws.ca/EPLibrarie/s/bclaws_new/document/ID/freeside/00_96361_01#section1</p> <p>(BC oil & gas commission, Petroleum and natural gas act)</p> <p>BCOGC DRAFT - Certificate of Restoration Application Manual, May 2015, version 1.0</p> <p>BCOGC Schedule B - Site Reclamation Assessment, Novembre 2013</p> <p>BCOGC Upstream Oil and Gas Site Classification Tool, October 2009</p> <p>Oil and Gas Activities Act, DRILLING AND PRODUCTION REGULATION</p> <p>Management of substances</p> <p>20 Before a well permit holder drills, completes, plugs or begins production from a well, the well permit holder must ensure that adequate provision is made for the management of any oil, gas, formation water, drilling fluid, completion fluid, chemical substances, and waste</p> <p>Oil and Gas Activities Act, DRILLING AND PRODUCTION REGULATION</p> <p>Surface restoration of wells</p> | <p>9.12. RESTAURATION DES SITES La Province a établi, pour la restauration des sites, des exigences applicables aux emplacements d'installations pétrolières et gazières dont on n'a plus besoin. Ces exigences comprennent : a) la préparation, avant la construction, d'une évaluation des sols, de la végétation, du drainage et de la topographie du site; b) la restauration du site selon l'évaluation réalisée avant la construction, afin de rétablir la capacité initiale du terrain à accueillir différents types d'activités; c) la préparation d'une évaluation environnementale du site comprenant le prélèvement d'échantillons dans l'environnement et la décontamination des sols ou des eaux souterraines, conformément à la plus récente version des Lignes directrices sur la gestion des lieux contaminés du Nouveau-Brunswick.</p> <p>En plus d'exiger la réalisation d'une évaluation environnementale du site, la décontamination de l'environnement et la restauration d'une terre humide ou d'un cours d'eau selon les critères qu'il a établis, l'organisme de réglementation peut lever ou modifier les lignes directrices sur la restauration énoncées ci-dessus, conformément à une entente conclue entre un propriétaire</p> | | | <p>Rule 3.91 (c) Requirements for cleanup.</p> <p>(1) Removal of free oil. To minimize the depth of oil penetration, all free oil must be removed immediately for reclamation or disposal.</p> <p>(2) Delineation. Once all free oil has been removed, the area of contamination must be immediately delineated, both vertically and horizontally. For purposes of this paragraph, the area of contamination means the affected area with more than 1.0% by weight total petroleum hydrocarbons.</p> <p>(3) Excavation. At a minimum, all soil containing over 1.0% by weight total petroleum hydrocarbons must be brought to the surface for disposal or remediation.</p> <p>(4) Prevention of stormwater contamination. To prevent stormwater contamination, soil excavated from the spill site containing over 5.0% by weight total petroleum hydrocarbons must immediately be:</p> <p>(A) mixed in place to 5.0% by weight or less total petroleum hydrocarbons; or</p> <p>(B) removed to an approved disposal site; or</p> <p>(C) removed to a secure interim storage location for future remediation or disposal. The secure interim storage location</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|--|--|---|---|---|
| <p>Once reclamation has been completed, the operator can obtain a reclamation certificate from the AER; the certificate is issued only after the AER is satisfied that the site has been properly reclaimed. Landowners are not responsible for the costs of reclamation.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Directive 013 Suspension Requirements for Wells - Directive 020 Well Abandonment - Directive 079 Surface Development in Proximity to Abandoned Wells | <p>and associated sites</p> <p>28 Immediately after ceasing drilling or workover operations, or as soon after cessation as weather and ground conditions permit, a well permit holder must restore the ground surface of those areas of the well site and associated remote sumps and camp sites that will not be required for future operations to a state that eliminates hazards, enables control of weeds and runoff and prevents erosion</p> | <p>foncier et un titulaire de bail des domaines pétrolier ou gazier, à condition que l'entente en question n'aille pas à l'encontre d'autres obligations juridiques (établies dans la législation et rattachées aux approbations, aux permis,</p> <p>aux licences, aux certificats de décision, etc.).</p> <p>ANNEXE 17 : Restauration des sites d'activités pétrolières et gazières</p> | | | <p>may be on site or off site. The storage location must be designed to prevent pollution from contaminated stormwater runoff. Placing oily soil on plastic and covering it with plastic is one acceptable means to prevent stormwater contamination; however, other methods may be used if adequate to prevent pollution from stormwater runoff.</p> <p>(d) Remediation of soil.</p> <p>(1) Final cleanup level. A final cleanup level of 1.0% by weight total petroleum hydrocarbons must be achieved as soon as technically feasible, but not later than one year after the spill incident. The operator may select any technically sound method that achieves the final result.</p> <p>(2) Requirements for bioremediation. If on-site bioremediation or enhanced bioremediation is chosen as the remediation method, the soil to be bioremediated must be mixed with ambient or other soil to achieve a uniform mixture that is no more than 18 inches in depth and that contains no more than 5.0% by weight total petroleum hydrocarbons.</p> <p>(e) Reporting requirements.</p> <p>(1) Crude oil spills over five barrels. For each spill exceeding five barrels of crude oil, the responsible operator must comply with the notification and reporting requirements of §3.20 of this title (relating to Notification of Fire Breaks,</p> |

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|---|
| | | | | | <p>Leaks, or Blow-outs) and submit a report on a Form H-8 to the appropriate district office. The following information must be included:</p> <p>(A) area (square feet), maximum depth (feet), and volume (cubic yards) of soil contaminated with greater than 1.0% by weight total petroleum hydrocarbons;</p> <p>(B) a signed statement that all soil containing over 1.0% by weight total petroleum hydrocarbons was brought to the surface for remediation or disposal;</p> <p>(C) a signed statement that all soil containing over 5.0% by weight total petroleum hydrocarbons has been mixed in place to 5.0% by weight or less total petroleum hydrocarbons or has been removed to an approved disposal site or to a secure interim storage location;</p> <p>(D) a detailed description of the disposal or remediation method used or planned to be used for cleanup of the site;</p> <p>(E) the estimated date of completion of site cleanup.</p> <p>(2) Crude oil spills over 25 barrels. For each spill exceeding 25 barrels of crude oil, in addition to the report required in paragraph (1) of this subsection, the operator must submit to the appropriate district office a final report upon completion of the cleanup of the site. Analyses of samples representative of the</p> |

Bonnes pratiques : Travaux de recherche d'exploitation des hydrocarbures – Forage en milieu terrestre

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|---|
| | | | | | <p>spill site must be submitted to verify that the final cleanup concentration has been achieved.</p> <p>(3) Crude oil spills of five barrels or less. Spills into the soil of five barrels or less of crude oil must be remediated to these standards, but are not required to be reported to the commission. All spills of crude oil into water must be reported to the commission.</p> <p>(f) Alternatives. Alternatives to the standards and procedures of this section may be approved by the commission for good cause, such as new technology, if the operator has demonstrated to the commission's satisfaction that the alternatives provide equal or greater protection of the environment. A proposed alternative must be submitted in writing and approved by the commission.</p> |

3.2.24. Les puits orphelins

| Alberta (toutes les activités applicables au Québec) | Colombie-Britannique (toutes les activités applicables au Québec) | Nouveau-Brunswick (fracturation au propane) | État de New York (activités sans fracturation) | Grande-Bretagne (activité de fracturation) | Texas (fracturation au propane) |
|--|---|--|---|---|------------------------------------|
| | | Certaines des recommandations proposées dans le document incombent à la Province, notamment : la mise en place d'un fonds relatif aux puits de pétrole et de gaz naturel abandonnés. | | | |

3.3. Organismes

3.3.1. Les distances séparatrices

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|---------------------------------------|---|--|--|
| | | <p>IRP 20: Wellsite Design Spacing Recommendations, 2015</p> <p>IRP 3: IN SITU HEAVY OIL OPERATIONS, 2012</p> | <p>p.28 In general, the vertical separation between an oil and gas producing formation and the deepest groundwater zone in many parts of the country can be several thousand feet. There are cases, however, where the distance between the producing zone and the groundwater zone is much smaller; in such cases, special considerations for constructing wells and conducting well stimulations may apply. However, a GWPC 2008 survey of state regulatory agencies found no determinations of contamination from the relatively shallow hydraulic fracturing of CBM reservoirs (Appendix 1).</p> | <p>LINGO 2.2.3 Production well spacing, the closeness of one producing well to another in the same field, is established by the state oil and gas agency and the BLM. Well spacing is determined based on regional production trends necessary to optimize oil and/ or gas production while also preventing drainage of adjacent properties not under lease to the operator. Well spacing distance typically is described as the area available to a well to produce from (e.g.: 40-acre, 80-acre, 160-acre, and 640-acre spacing units)</p> |

3.3.2. *Les sites multipuits*

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|---------------------------------------|---|---|---|
| | | IRP 20: Wellsite Design Spacing Recommendations, 2015 | | LINGo table 3.9 Use of offshore technology and horizontal drilling provided less surface disturbance and allowed the use of flow-through threephase separation technology instead of on-site storage of liquids. 3.3.4 In some instances, the well pad spacing is as little as 1 pad per 1280 acres (2 sections) with two horizontal wells in either direction |

3.3.3. Le design et la conception de puits (coffrages)

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|--|---|--|---|
| #4 ACP: Pratique d'exploitation relative à la fracturation hydraulique: construction de puits de forage et assurance de la qualité | <p>API (American Petroleum Institute). (2009). Hydraulic fracturing operations: well construction and integrity guidelines, API guidance document HF1: Provides guidance and highlight industry recommended practices for well construction and integrity for wells that will be hydraulically fractured. The guidance provided here will help to ensure that shallow groundwater aquifers and the environment will be protected, while also enabling economically viable development of oil and natural gas resources. This document is intended to apply equally to wells in either vertical, directional, or horizontal configurations. Maintaining well integrity is a key design principle and design feature of all oil and gas production wells. Maintaining well integrity is essential for the two following reasons.</p> <ul style="list-style-type: none"> • To isolate the internal conduit of the well from the surface and subsurface environment. This is critical in protecting the environment, including the groundwater, and in enabling well drilling and production. • To isolate and contain the well's produced fluid to a production conduit within the well. <p>Although there is some</p> | <p>IRP 4 : Well Testing and Fluid Handling, 2015</p> <p>IRP 1 : Critical Sour Drilling, 2015</p> <p>IRP 2: COMPLETING AND SERVICING CRITICAL SOUR WELLS, 2007</p> <p>IRP 3: IN SITU HEAVY OIL OPERATIONS, 2012</p> <p>IRP 15: Snubbing Operations, 2015</p> <p>IRP 18: FIRE AND EXPLOSION HAZARD MANAGEMENT, 2007</p> <p>IRP 21: COILED TUBING OPERATIONS, 2010</p> <p>IRP 22: UNDERBALANCED DRILLING AND MANAGED PRESSURE DRILLING OPERATIONS USING JOINTED PIPE, 2011</p> | <p>p.31 Well Materials and Construction Requirements</p> <p>Casing is typically steel pipe used to line the inside of the drilled hole (wellbore). The most widely used standard for oil and gas casing was established by the American Petroleum Institute (API) in Spec. 5CT. It specified the length, thickness, tensile strength and composition of casing and is still the most commonly used standard for the selection of oil and gas casing. Each full length of casing is often referred to as a casing string. Wells are typically constructed of multiple casing strings including a surface string and production string. These strings are set in the well and cemented in place under specific state requirements. The API in Spec. 10A30 established standards for cement types, listing a variety of oil and gas cements and cement additives. Although Class A (Portland) cement is the most common cement used in the oil and gas industry, the type of cement can be tailored to the individual well provided the state allows this degree of flexibility. For example, some wells penetrate formations that are difficult to cement because of their porous nature or due to a substantial water flow within the formation. In such cases, additives like cellophane flake and calcium chloride are sometimes added to</p> | <p>LINGO 2.2.2. An oil and gas well is typically drilled in three phases: 1) the pilot hole is spudded using a large diameter auger bit, 2) the drill rig then drills the surface hole in which surface casing is set with cement and 3) the production hole is drilled. After the pilot hole is drilled, large diameter casing (24-inch to 36-inch conductor pipe) is set. And cemented in place, then the surface hole is drilled inside the conductor casing string and a second casing string is cemented in place in order to isolate any fresh water aquifers from the production drilling operations and also to supply sufficient pressure protection for the production drilling. Once the target (or "pay") zone is reached and tested to determine if a successful well has been drilled, the production casing string is cemented in place. The purpose of the production casing is to provide access to the production zone, to isolate the producing horizon from other stratigraphic zones, and to provide pressure protection for the production zone</p> |

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|---|---|---|---|
| | <p>variability in the details of well construction because of varying geologic, environmental, and operational settings, the basic practices in constructing a reliable well are similar. These practices are the result of operators gaining knowledge based on years of experience and technology development and improvement. These experiences and practices are communicated and shared via academic training, professional and trade associations, extensive literature and documents, and very importantly, industry standards and recommended practices</p> <p>API Spec 4F, Drilling and Well Servicing Structures</p> <p>API Specification 5CT/ISO 11960, Specification for Casing and Tubing</p> <p>API RP 5C1, Recommended Practice for Case and Use of Casing and Tubing</p> <p>API TR 5C3, Technical Report on Equations and Calculations for Casing, Tubing, and Line Pipe Used as Casing or Tubing; and Performance Properties Tables for Casing and Tubing</p> <p>API RP 5C5, Recommended Practice on Procedures for Testing Casing and Tubing Connections</p> <p>API RP 5C6, Welding Connections to Pipe</p> | | <p>the cement to seal off such zones, quicken the cement hardening process, and prevent washout of the cement.</p> <p>p.31 The Casing and Cementing Process : In general, the casing of oil and gas wells, whether vertical or horizontal, is accomplished in multiple phases from the largest diameter casing to the smallest. The first phase often involves the setting of conductor casing. The purpose of this casing is to prevent the sides of the hole from caving into the wellbore where it is drilled through unconsolidated materials such as the soil layers. After the conductor casing is set, drilling continues inside the conductor string to below the lowest protected groundwater zone depending on regulatory requirements. Surface casing is then run from the surface to just above the bottom of the hole. Cement is pumped down the inside of the casing, forcing it up from the bottom of the casing into the space between the outside of the casing and the wellbore, called the annulus. Once a sufficient volume of cement to fill the annulus is pumped into the casing, it is usually followed by pumping a volume of fresh water into the casing until the cement begins to return to the surface in the annular space. The cementing of casing from bottom to top using this method is called circulation. The circulation of cement behind surface casing ensures</p> | |

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|--|---|---|---|
| | <p>API Spec 10D, Specification for Bow Spring Casing Centralizers</p> <p>API RP 10D-2, Recommended Practice for Centralizer Placement and Stop Collar Testing</p> <p>API Technical Report 10TR4, Technical Report on Considerations Regarding Selection of Centralizers for Primary Cementing Operations</p> <p>API TR 10TR5, Technical Report on Methods for Testing of Solid and Rigid Centralizers</p> <p>Std 65 Part 2 – Isolating Potential Flow Zones During Well Construction, 2nd Edition, December 2010, (API)</p> | | <p>that the entire annular space fills with cement from below the deepest groundwater zone to the surface. While nearly all states required the circulation of cement on surface casing in 2009, it was not a universal requirement. In some states, cement was required across the deepest groundwater zone but not all groundwater zones. Regardless, such variations from the circulation of cement on surface casing were still designed to ensure that groundwater zones were isolated from production zones. Once the surface casing is set and the cement has had time to cure, the wellbore is drilled down to the next zone where the intermediate or production casing will be set. In some states, an intermediate casing string is often run after the surface casing but before the production casing. This is usually required only for specific reasons such as additional control of fluid flow and pressure effects, or for the protection of other resources such as minable coals or gas storage zones. For example, in New York, intermediate casing may be required for fluid or well control reasons or on a case-specific basis, while in Wyoming, intermediate casing can be required where needed for pressure control or to protect natural resources. In Ohio, where surface casing is typically set between 300 and 700 feet due to the shallow nature of</p> | |

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|---------------------------------------|---|---|---|
| | | | protected groundwater, construction rules for new wells mandate installation of intermediate casing string in all horizontal wells as an additional pressure control barrier. Since hydro-geologic and reservoir characteristics differ regionally, intermediate casing requirements vary from state to state. After the surface and/or intermediate casing strings are set, the well is drilled to the target formation. Upon reaching this zone, production casing is typically set at either the top of, or into, the producing formation depending on whether the well will be completed "open-hole" or through perforated casing. The production casing is typically set into place with cement using the same method as for surface and intermediate casing. In some cases, such as when the drill hole has deviated from vertical, casing centralizers are used to assure the casing is centered in the hole prior to cementing so that cement will completely surround the casing. An exaggerated cross-sectional diagram of a well equipped with casing and cement is shown in Figure 15. Although some states require complete circulation of cement from the bottom to the top of the production casing, most states require only an amount of cement calculated to raise the cement top behind the casing to a certain level above the producing formation or other flow zones that may overlie the target reservoir. For example, in | |

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|---------------------------------------|---|--|---|
| | | | <p>Arkansas, production casing must be cemented to 250 feet above all producing intervals. There are a number of reasons why cement circulation from bottom to top on production casing is not typically required, including the fact that, in very deep wells, the circulation of cement is more difficult to accomplish. Cementing may be handled in multiple stages, but this can result in a poor cement job or damage to the casing if not done properly. Also, the circulation of cement on production casing prevents the ultimate recovery and potential reuse of the casing when the well is plugged and prevents the replacement of casing during the life of the well. While there are differing views regarding bottom to top cementing of the production casing annulus, the presence of the un-cemented annulus provides a means to evaluate the ongoing mechanical integrity of a well through annular pressure monitoring. Some states also require the use of well tubing in addition to casing strings. Tubing, like casing, typically consists of steel pipe that follows the same standards as casing established by the API. The principal difference between casing and tubing is that tubing is not typically cemented into the well.</p> | |

3.3.4. Le design et la conception de puits (ciment et diagraphies)

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|--|---|--|---|
| | <p>API (American Petroleum Institute). (2009). Hydraulic fracturing operations: well construction and integrity guidelines, API guidance document HF1</p> <p>API Spec 4F, Drilling and Well Servicing Structures</p> <p>API RP 5C1, Recommended Practice for Case and Use of Casing and Tubing</p> <p>API TR 5C3, Technical Report on Equations and Calculations for Casing, Tubing, and Line Pipe Used as Casing or Tubing; and Performance Properties Tables for Casing and Tubing</p> <p>API RP 5C5, Recommended Practice on Procedures for Testing Casing and Tubing Connections</p> <p>API Spec 5CT, Specification for Casing and Tubing</p> <p>API Spec 10A, Specification for Cements and Materials for Well Cementing</p> <p>API RP 10B-2, Recommended Practice for Testing Well Cements</p> <p>API RP 10B-3, Recommended Practice on Testing of Deepwater Well Cement Formulations</p> <p>API RP 10B-4, Recommended Practice on Preparation and Testing of Foams and Cement Slurries at Atmospheric</p> | <p>IRP 4 : Well Testing and Fluid Handling, 2015</p> <p>IRP 1 : Critical Sour Drilling, 2015</p> <p>IRP 3: IN SITU HEAVY OIL OPERATIONS, 2012</p> | <p>p.31 Well Materials and Construction Requirements</p> <p>Casing is typically steel pipe used to line the inside of the drilled hole (wellbore). The most widely used standard for oil and gas casing was established by the American Petroleum Institute (API) in Spec. 5CT. It specified the length, thickness, tensile strength and composition of casing and is still the most commonly used standard for the selection of oil and gas casing. Each full length of casing is often referred to as a casing string. Wells are typically constructed of multiple casing strings including a surface string and production string. These strings are set in the well and cemented in place under specific state requirements. The API in Spec. 10A30 established standards for cement types, listing a variety of oil and gas cements and cement additives. Although Class A (Portland) cement is the most common cement used in the oil and gas industry, the type of cement can be tailored to the individual well provided the state allows this degree of flexibility. For example, some wells penetrate formations that are difficult to cement because of their porous nature or due to a substantial water flow within the formation. In such cases, additives like cellophane flake and calcium chloride are sometimes added to</p> | <p>LINGO 2.2.2 The type of completion performed on a well will vary depending on type, depth, operator, and the characteristics of the producing formation. In some instances, casing is run to the depth of the producing zone. Then casing is set in cement from the bottom to a point above the pay zone (MBOGC, 1989)</p> |

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|---|---|--|---|
| | <p>Pressure</p> <p>API RP 10B-5, Recommended Practice on Determination of Shrinkage and Expansion of Well Cement Formulations at Atmospheric Pressure</p> <p>API RP 10B-6, Recommended Practice on Determining the Static Gel Strength of Cement Formulations</p> <p>API RP 10F, Recommended Practice for Performance Testing of Cementing Float Equipment</p> <p>API TR 10TR1, Cement Sheath Evaluation</p> <p>API TR 10TR2, Shrinkage and Expansion in Oilwell Cements</p> <p>API TR 10TR3, Temperatures for API Cement Operating Thickening Time Tests</p> <p>API TR 10TR4, Technical Report on Considerations Regarding Selection of Centralizers for Primary Cementing Operations</p> <p>API RP 65, Cementing Shallow Water Flow Zones in Deep Water Wells</p> | | <p>the cement to seal off such zones, quicken the cement hardening process, and prevent washout of the cement.</p> | |

3.3.5. Les fluides de forage

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|---|--|---|---|
| <p>#1 ACPP: Pratique d'exploration relative à la fracturation hydraulique: divulgation des additifs contenus dans les fluides de fracturation</p> <p>#2 ACPP: Pratique d'exploitation relative à la fracturation hydraulique: évaluation et gestion des risques associés aux additifs dans les fluides de fracturation</p> <p>#2 ACPP ÉVALUATION ET GESTION DES RISQUES ASSOCIÉS AUX ADDITIFS DANS LES FLUIDES DE FRACTURATION</p> | <p>API: HF2 – Water Management Associated with Hydraulic Fracturing, 1st Edition, June 2010, (API)</p> <p>API Spec 13A, Specification for Drilling Fluid Materials</p> <p>API RP 13B-1, Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluids</p> <p>API RP 13B-2, Recommended Practice for Field Testing Oil-based Drilling Fluids</p> <p>API RP 13C, Recommended Practice on Drilling Fluid Processing Systems Evaluation</p> <p>API RP-13D, Recommended Practice on the Rheology and Hydraulics of Oil-well Drilling Fluids</p> <p>API RP 13I, Recommended Practice for Laboratory Testing Drilling Fluids</p> <p>API RP 13M, Recommended Practice for the Measurement of Viscous Properties of Completion Fluids</p> <p>API RP 19C, Recommended Practice for Measurement of Properties of Proppants Used in Hydraulic Fracturing and Gravel-packing Operations</p> <p>API RP 19D, Recommended Practice for Measuring the Long-term Conductivity of Proppants</p> | <p>IRP 14: Non Water Based Drilling Fluid, 2015</p> <p>IRP 1 : Critical Sour Drilling, 2015</p> <p>IRP 3: IN SITU HEAVY OIL OPERATIONS, 2012</p> <p>IRP 22: UNDERBALANCED DRILLING AND MANAGED PRESSURE DRILLING OPERATIONS USING JOINTED PIPE, 2011</p> | <p>p.29 Disclosure and Reporting : In 2009, 10 states required some degree of reporting of chemicals used in wells. Most reporting was limited to a summary of the materials used and the intervals fractured. By 2013, upwards of 20 states have expanded their reporting requirements to include a list of the chemicals used in hydraulic fracturing jobs, the name of the supplier, the amount or percent by mass of the chemicals used, the trade name of the products used, and the Chemical Abstract Number (CAS) of each chemical used. In 2010, the GWPC and the IOGCC partnered to create a hydraulic fracturing chemical disclosure registry. This registry, known as FracFocus, was initially designed to be a website where oil and gas operators could report their hydraulic fracturing chemicals on a voluntary basis. The purpose of the site was to provide information about the process of hydraulic fracturing to the public and to allow nearby landowners to see records that showed the chemicals being used on or near their property. As the popularity and effectiveness of the website grew, several states decided to adopt the site as their means of regulatory reporting. Since early 2011 when the site was launched, 16 states have designated the FracFocus website as the official location</p> | |

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|---------------------------------------|---|---|---|
| | | | for filing regulatory chemical disclosures (see Appendix 14-current as of February 2, 2014). The website allows the public to search for hydraulic fracturing disclosure records using such criteria as the state, county, operator, well name, date of job, chemical name, and Chemical Abstract Service (CAS) number. It presents individual records in an Adobe pdf ® format which can be printed or downloaded. As of the writing of this report, over 900 companies have signed up to submit records to the system and more than 650 companies have submitted over 77,000 disclosures. | |

3.3.6. *Le système anti éruption et le contrôle de venue des fluides*

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|--|--|---|---|
| | <p>API (American Petroleum Institute). (2009). Hydraulic fracturing operations: well construction and integrity guidelines, API guidance document HF1</p> <p>API Standard 53: Recommended Practices for Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells</p> <p>API RP 12N, Recommended Practice for the Operation, Maintenance, and Testing of Flame Arresters</p> <p>API RP 53, Recommended Practices for Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Operations</p> <p>API RP 90, Annular Casing Pressure Management for Offshore Wells</p> <p>[API] American Petroleum Institute. November 2001. Recommended Practice for Diverter Systems Equipment and Operations. API Recommended Practice 64(RP 64). Second Edition.</p> <p>Std 65-2 Isolating Potential Flow Zones During Well Construction : Contains best practices for zone isolation in wells to prevent annular pressure and/or flow through or past pressure-containment barriers that are installed and verified during well construction. Well construction practices that may affect barrier</p> | <p>IRP 4 : Well Testing and Fluid Handling, 2015</p> <p>IRP 1 : Critical Sour Drilling, 2015</p> <p>IRP 2: COMPLETING AND SERVICING CRITICAL SOUR WELLS, 2007</p> <p>IRP 3: IN SITU HEAVY OIL OPERATIONS, 2012</p> <p>IRP 8: Pumping of Flammable Fluids, 2015</p> <p>IRP 22: UNDERBALANCED DRILLING AND MANAGED PRESSURE DRILLING OPERATIONS USING JOINTED PIPE, 2011</p> | | |

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|--|---|---|---|
| | sealing performance are mentioned along with methods to help ensure positive effects or to minimize any negative ones. The objectives of this guideline are two-fold. The first is to help prevent and/ or control flows just prior to, during, and after primary cementing operations to install or "set" casing and liner pipe strings in wells. The second objective is to help prevent sustained casing pressure (SCP). The guidance from this document covers recommendations for pressure-containment barrier design and installation and well construction practices that affect the zone isolation process to prevent or mitigate annular fluid flow or pressure | | | |

3.3.7. *La tête de puits*

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|--|--|---|--|
| | API Spec 6A, Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment | IRP 4 : Well Testing and Fluid Handling, 2015 IRP 2: COMPLETING AND SERVICING CRITICAL SOUR WELLS, 2007 IRP 3: IN SITU HEAVY OIL OPERATIONS, 2012 IRP 5: MINIMUM WELLHEAD REQUIREMENTS, 2011 IRP 13: SLICKLINE OPERATIONS, 2007 IRP 22: UNDERBALANCED DRILLING AND MANAGED PRESSURE DRILLING OPERATIONS USING JOINTED PIPE, 2011 | | LINGO 2.2.2. Once the production casing is set, tubing and a pump (as needed) are placed in the well and a wellhead is installed at the surface. The well is then tested for a period of time before permanent production equipment is brought onto the site; the test period will vary based on the operator and the well characteristics. |

3.3.8. Les essais de pression et d'étanchéité

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|--|---|---|--|
| | <p>API (American Petroleum Institute). (2008). Recommended Practice 90, Recommended Practice for Annular Pressure Management in Annular Pressure Management in Offshore Wells</p> <p>API Recommended Practice 10B-2/ISO 10426-2, Recommended Practice for Testing Well Cements</p> | <p>IRP 20: Wellsite Design Spacing Recommendations, 2015</p> <p>IRP 3: IN SITU HEAVY OIL OPERATIONS, 2012</p> <p>IRP 22: UNDERBALANCED DRILLING AND MANAGED PRESSURE DRILLING OPERATIONS USING JOINTED PIPE, 2011</p> | <p>p.34 Well Testing and Integrity Evaluation : In some states, it is common for state personnel to witness the running and cementing of casing strings; in others, the submission of a completion report detailing the amounts and types of casing and cement used in the completion of the well is considered sufficient evidence of proper well construction. Some states, such as Alaska, Michigan, and Ohio, may require an additional verification method using geophysical logs such as Cement Bond Logs (CBL) and/or Variable Density Logs (VDL). By measuring the travel time of sound waves through the casing and cement to the formation, the CBL may indicate the quality of bonding between the casing and the cement. The VDL performs a similar function to measure the bond between the cement and the borehole. By measuring the quality of the cement to casing and cement to formation bond, the sealing quality of the cement in the annulus can be evaluated. (See Appendices 5 and 6 for examples of CBL/VDL logs showing good cement bond and no cement bond/free pipe). The API warns that "Caution should be exercised when using cement evaluation logs as the primary means of establishing the hydraulic competency of a cement barrier. The interpretations of cement</p> | <p>LINGO 2.2.2. Once the production casing is set, tubing and a pump (as needed) are placed in the well and a wellhead is installed at the surface. The well is then tested for a period of time before permanent production equipment is brought onto the site; the test period will vary based on the operator and the well characteristics.</p> |

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|---------------------------------------|---|---|---|
| | | | <p>evaluation logs are opinions based on inferences from down hole measurements. As such, the interpretation of cement evaluation logs can be highly subjective. There is no "silver bullet" method to effectively evaluate whether a cement job has met performance objectives. In addition to measurements recorded during each job and measurements of cement bonding, additional integrity tests can be made to determine whether there are migration pathways through the annular cement. Several cased hole geophysical logs can be used for this evaluation including: Temperature logs, Noise logs, Radioactive Tracer Survey (RTS), Oxygen activation log (O2)</p> <p>REGULATION REPORT p.60</p> <ul style="list-style-type: none"> - Increased protection of groundwater through enhanced cementing requirements - Increased agency attention to the depths of groundwater when reviewing permits - States that address intermediate casing are providing more detailed specifications, like cementing requirements - More states are providing casing standards - More states are requiring corrective actions when there's | |

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|---------------------------------------|---|--|---|
| | | | <p>evidence of cement failure</p> <ul style="list-style-type: none"> - More states are requiring the use of cement evaluation logs under specifically defined circumstances - More states are requiring notification prior to casing and cementing <p>(Pourrait aussi correspondre aux points sur le design des puits)</p> | |

3.3.9. Les essais aux tiges

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|--|---|---|---|
| | [API] American Petroleum Institute, ANSI. November 2009. Recommended Practice on Thread Compounds for Casing, Tubing, Line Pipe, and Drill Stem Elements. ANSI, API Recommended Practice 5A3. Third Edition. | IRP 3: IN SITU HEAVY OIL OPERATIONS, 2012 | | LINGO 2.2.2. While drilling the well, testing might be conducted when potentially productive rock strata are encountered. Typical oil and gas well testing is conducted through the drill pipe by a specialized contractor under the direction of the operator (MBOGC, 1989). Once the well is drilled to depth, a series of well logs typically are acquired by another specialized contractor. Well logs are used to further evaluate the well's potential as a producer. After the drill-stem testing, and/or logging the operator evaluates the potential for a producing well and makes the decision either to complete the well or plug and abandon the borehole. |

3.3.10. Les essais d'extraction et de production

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|--|---|---|---|
| <p>"failing & venting, renvoi à AER et http://www.bcogc.ca/node/11466/download et regulation : http://www.bcogc.ca/node/5916/download</p> <p>A National Inventory of Greenhouse Gas (GHG), Criteria</p> <p>Air Contaminant (CAC) and Hydrogen Sulphide (H2S) Emissions by the Upstream Oil and Gas Industry, Volume 1, Overview of the GHG Emissions Inventory A National Inventory of Greenhouse Gas (GHG), Criteria</p> <p>Air Contaminant (CAC) and Hydrogen Sulphide (H2S) Emissions by the Upstream Oil and Gas Industry, Volume 2, Overview of the CAC Inventory"</p> | <p>[API] American Petroleum Institute and International Petroleum Industry Environmental Conservation Association. 2003 December. Petroleum Industry Guidelines for Reporting Greenhouse Gas Emissions.</p> <p>[API] American Petroleum Institute. 2004, amended 2005. Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Oil and Gas Industry. Washington DC.</p> | <p>IRP 4 : Well Testing and Fluid Handling, 2015</p> <p>IRP 3: IN SITU HEAVY OIL OPERATIONS, 2012</p> | | <p>LINGO 5.2.2 At the federal level, most air quality regulations are developed, promulgated, and enforced by the EPA. However, certain aspects of air pollution may be regulated by other federal agencies. One example would be worker exposure limits to air pollutants, which is regulated under the Occupational Safety and Health Administration (OSHA), the National Institute of Occupational Safety and Health (NIOSH), and, under specific circumstances, the Mine Safety and Health Administration (MSHA). Indoor air quality, previously excluded from the definition of air pollution, is generally under the jurisdiction of OSHA. The air quality issues and management solutions of today are larger, more complex and more challenging than ever before. Because the EPA is not large enough to regulate every source of air emissions nationwide, let alone to consider the local and regional differences, the agency typically delegates that role to local, state, other federal, and tribal agencies. This program delegation authority can include rule implementation, permitting, reporting, compliance, etc. In spite of this delegation of authority, the EPA retains the right to intercede, should it see good cause, to amend or add new regulations at the federal and regional levels, and to</p> |

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|---------------------------------------|---|---|--|
| | | | | <p>conduct inspections.</p> <p>LINGO 5.5.8 Energy Loss From Flaring : Flares have been an integral part of the oil and gas exploration and production industry since its inception and that will likely continue; however, their role may be changing. Traditionally, flares have proven to be a suitable means of destroying VOCs and a cost-effective emergency backup emissions control strategy, but they are not without their concerns. Perhaps the most important issue occurs when flares are relied upon to destroy produced natural gas in areas without pipeline access. Such loss of valuable energy is almost certainly to come under heavy scrutiny from both regulatory agencies and producers. It seems logical that this interest will lead to new research to find uses for this gas such as on-site fuel, methods to gather sufficient quantities to create new sales markets, and of course new pipelines to get it to market. While flares are effective in destroying VOCs and methane, they also release carbon dioxide, which leads to some trade-offs on the GHG issue. Flares have found common use in burning sulfur bearing gas either directly or downstream of an amine unit. However, this process typically represents a tradeoff between the destruction of hydrogen sulfide and creation of sulfur</p> |

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|---------------------------------------|---|---|--|
| | | | | dioxide, which is itself a criteria pollutant and thus heavily regulated. In light of the nation's growing demand for energy and increased awareness of global warming, it seems likely that flare applications will be the subject of future research. |

3.3.11. Les essais d'injectivité

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|---|---|---|---|
| | API RP 13M-4, Recommended Practice for Measuring Simulation and Gravel-pack Fluid Leakoff Under Static | | | |

3.3.12. Le contrôle de la déviation des puits

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|---------------------------------------|---|---|---|
| | | IRP 1 : Critical Sour Drilling, 2015 IRP 3: IN SITU HEAVY OIL OPERATIONS, 2012 | | LINGO 5.4.3 Improved Operational Practices : Directional drilling generally involves drilling nonvertical wells and often drilling multiple wells from the same well pad. Directional wells are drilled for several purposes: • Increasing the effective completion length in the reservoir by drilling through the reservoir at an angle. • Drilling into the reservoir where vertical access is difficult such as under a town or lake. • Grouping multiple wellheads together at one surface location can allow fewer rig moves, less surface area disturbance, and reduced permitting requirements. |

3.3.13. Les explosions (prévention et contrôle)

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|---------------------------------------|--|---|---|
| | | IRP 8: Pumping of Flammable Fluids, 2015 IRP 13: SLICKLINE OPERATIONS, 2007 IRP 18: FIRE AND EXPLOSION HAZARD MANAGEMENT, 2007 | | |

3.3.14. Les perforations

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|--|---|---|--|
| | <p>API RP 19B, Evaluation of Well Perforators</p> <p>Recommended Practice 90-2, Annular Casing Pressure Management for Onshore Wells, 1st edition : Applies to explosives used in oil and gas well operations, more specifically, explosives used inside the wellbore. Guidance is provided for explosives transportation, on-site explosives loading and unloading operations, electrical wireline operations, tubing conveyed operations, self-contained activating tools, setting tools, sidewall sample taker tools, select fire perforating guns, and bullet perforating guns. Recommendations are presented regarding surface equipment and downhole equipment. Recommended training and minimum qualifications are presented for personnel who participate in handling and using explosives at the well site</p> <p>API RP 19B, 1st Edition (Recommended Practices for Evaluation of Well Perforators) provide means for evaluating perforating systems (multiple shot) in four ways: Performance under ambient temperature & atmospheric pressure test conditions. Performance in stressed Berea sandstone targets (simulated wellbore pressure test conditions). How</p> | <p>IRP 3: IN SITU HEAVY OIL OPERATIONS, 2012</p> | | <p>LINGO 2.2.2. Once the casing is set and the cement has been given the appropriate time to cure, the casing is perforated at the appropriate stratigraphic horizon(s) based on the information obtained from well logging and drill-stem testing (MBOGC, 1989)</p> |

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|--|---|---|---|
| | performance may be changed after exposure to elevated temperature conditions. Flow performance of a perforation under specific stressed test conditions | | | |

3.3.15. Les stimulations par fracturations

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|--|---|---|--|
| | <p>API : This document is an overview of industry guidance documents and best practices supporting hydraulic fracturing operations http://www.api.org/~media/Files/Policy/Hydraulic_Fracturing/Best-Practices.pdf</p> <p>API: HF1 – Hydraulic Fracturing Operations – Well Construction and Integrity Guidelines, 1st Edition, October 2009</p> <p>API: HF3 – Practices for Mitigating Surface Impacts Associated with Hydraulic Fracturing, 1st Edition, February 2011</p> <p>Std 65 Part 2 – Isolating Potential Flow Zones During Well Construction, 2nd Edition, December 2010, (API)</p> | <p>IRP 24: Fracture Stimulation, 2015</p> | <p>REGULATION REPORT p.59-60 Several major trends have emerged in this area over the past four years. A growing number of states are now directly regulating the practice of hydraulic fracturing, focused especially on disclosure of chemicals used in the practice, public and regulator notice of hydraulic fracturing activity prior to commencement, and monitoring and reporting of pressures during hydraulic fracturing. Other emerging trends include requirements for baseline water testing prior to, and monitoring following, hydraulic fracturing treatment; water sourcing reporting; and cement evaluation reporting. Other trends have emerged slowly and consideration might be given to future use. One trend is requiring mechanical integrity testing prior to hydraulic fracturing treatment. Another is requiring that hydraulic fracturing be suspended upon discovery of a loss of mechanical or formation integrity. The existence of mechanical integrity means that materials within the well are isolated from the formation and protected water, while the lack of mechanical integrity means there is a risk of undesirable communication between well fluids and the formation or protected water. Testing for mechanical integrity prior to well stimulation, the period in</p> | <p>LINGO 2.2.3. Depending on the characteristics of the producing reservoir, wells may require stimulation to produce oil or gas in economically viable quantities. Specialized contractors generally handle well stimulation work. The type and extent of well stimulation required can affect the required well pad size significantly. For instance, massive hydraulic fracturing stimulations typical of some unconventional gas plays, like the Barnett Shale in the Fort Worth Basin of north-central Texas, might require the temporary staging and operation of numerous fractionation tanks and pumping units. This can influence the size of the well pad significantly and, hence, the extent of surface disturbance.</p> |

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|---------------------------------------|---|--|---|
| | | | <p>which the well is under its greatest stress, is a preventative measure to ensure that the well is prepared to handle the high pressures associated with hydraulic fracturing. Monitoring hydraulic fracturing treatment pressures and other indicators during the treatment is essential to conducting a proper treatment, and also provides immediate feedback on subsurface problems. Unexpected pressure changes or pressures exceeding tolerances are indicative of a loss of mechanical integrity or a formation specific condition such as the existence of high pressure zones or natural fractures, and for worker safety and protection of subsurface resources, hydraulic fracturing operations should cease immediately upon discovery of these conditions and not recommence until the source of the problem is identified and a mitigation plan is in place.</p> | |

3.3.16. Les stimulations autres que par fracturation

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|--|---|--|---|
| | <p>Acidizing Treatment in Oil and Gas Operators</p> <p>http://www.api.org/~media/files/oil-and-natural-gas/hydraulic-fracturing/acidizing-oil-natural-gas-briefing-paper-v2.pdf</p> | | <p>p.28 Regulation of Formation Stimulation : The authority to regulate the treatment of oil and gas wells is typically contained within the general provisions of state oil and gas laws, which contain a prohibition against pollution or contamination by oil and gas activities. Until recently, most well treatment practices were not regulated directly. Instead, oil and gas agencies regulated practices such as well construction and well testing, which are designed to prevent the migration of all fluids, including hydraulic fracturing fluids, from deeper to shallower zones. Provided these requirements are followed properly, and provided there are good geologic barriers between groundwater and the fracture zone that are not compromised by unplugged or poorly plugged abandoned wells, the process of formation stimulation itself should not affect groundwater. Some states such as Oklahoma have consolidated existing regulations with a relationship to well treatment into a single section of their regulatory language. Other states have introduced new direct regulation on acceptable chemical use, pre-stimulation reporting requirements, pressure monitoring standards, inspector notification requirements, and enhanced reporting requirements. Nevertheless, well integrity regulations remain the</p> | |

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|---------------------------------------|---|---|---|
| | | | <p>primary tool that regulators use to protect the environment from well stimulation.</p> <p>REGULATION REPORT p.60 Considerations:</p> <p>1(b): Mechanical Integrity Testing requirements prior to well stimulation</p> <p>1(c): Monitoring and reporting requirements during well stimulation, and suspension of well stimulation when mechanical or formation integrity is compromised</p> | |

3.3.17. Le monitoring des fuites et/ou migrations (lors des travaux et post-travaux)

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|---|---|---|---|
| <p>BEST MANAGEMENT PRACTICE Management of Fugitive Emissions at Upstream Oil and Gas Facilities January 2007</p> <p>#3 ACP: Pratique d'exploitation relative à la fracturation hydraulique: essais de base sur les eaux souterraines</p> | <p>API RP 4G, Recommended Practice for Use and Procedures for Inspection, Maintenance, and Repair of Drilling Well Service Structures</p> <p>[API] American Petroleum Institute. April 2008. Specification for Threading, Gauging and Thread Inspection of Casing, Tubing, and Line Pipe Threads. API Specification 5B. Fifteenth Edition.</p> <p>[API] American Petroleum Institute. May 2006. Recommended Practice for Well Control Operations. API Recommended Practice 59</p> | <p>IRP 4 : Well Testing and Fluid Handling, 2015</p> <p>IRP 14: Non Water Based Drilling Fluid, 2015</p> <p>IRP 1 : Critical Sour Drilling, 2015</p> <p>IRP 3: IN SITU HEAVY OIL OPERATIONS, 2012</p> <p>IRP 5: MINIMUM WELLHEAD REQUIREMENTS, 2011</p> | <p>REGULATION REPORT p.63 Water Sampling and Analysis : Sampling and analysis of water resources potentially impacted by the oil and gas well drilling, completion, and operation activities is an issue that is definitely a topic of discussion and debate and in a number of states already incorporated into regulatory requirements. In states where water sampling and analysis is required, differences exist in a number of details including the following.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Radius from wellsite in which sampling will be performed; - Number of required sampling locations and rationale for selecting these locations; - Frequency of sampling events (including pre- and post-drilling sampling); - Suite of analysis to be performed on each sample; and - Reporting of analytical results. As part of any data gathering effort, it is important to specify sampling and analysis procedures and quality assurance and quality control activities to provide a basis for evaluation of analytical results and assist in a determination of potential impacts. | <p>LINGO 2.2.2 Early in the production phase, onsite activities usually are limited to monitoring of equipment and production, maintenance of equipment, and disposal of production wastes. Volumetrically water typically is the most common oil and gas waste material; this water is referred to as produced water. Generally, a field hand, known as a "pumper", performs routine monitoring and maintenance activities; this might be conducted as frequently as daily or weekly depending on the size of the field and rate of production</p> <p>LINGO 5.3.8 Oil and gas production equipment component leaks are a potential fugitive emissions source. They are an example of a typically small issue that can become significant due to the sheer number of components. The primary method of identifying and controlling fugitive leaks of this type is a leak detection and repair (LDAR) program. Process components subject to LDAR periodically are monitored by visual, infrared, sound, sensor, or other methods to detect leaks. Once significant leaks are detected, they are required to be repaired within a predefined time period. LDAR -- including inherent component</p> |

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|---------------------------------------|---|---|---|
| | | | | <p>tagging duties, control requirements, and record keeping and reporting requirements --- can constitute a sizeable workload.</p> <p>LINGO 5.4.2 Vapor Recovery Units One way to control flashing emissions of VOCs, methane, and natural gas liquids --- and also yield significant economic savings --- is to install vapor recovery units (VRUs) on oil storage tanks. These units capture approximately 95 percent of the offgassed hydrocarbon gases, sometimes as rich as 2,000 Btu per scf, which can be diverted to a gas pipeline for ultimate sale or recirculated for use as onsite fuel. It is estimated that between 8,000 and 10,000 VRUs have been installed in the oil production sector, with an average of four storage tanks connected to each VRU (EPA's Natural Gas STAR Program, 1996). In one case, a VRU installation saved nearly \$260,060 a year and offered payback in as little as three months. Since a VRU typically moves relatively low volumes of gases at low pressures, Natural Gas STAR program partners have recommended:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Sizing the VRU unit to handle the maximum volume of vapors expected from the storage tanks (a rule-of-thumb is double the average daily volume). |

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|---------------------------------------|---|---|---|
| | | | | <ul style="list-style-type: none"> • Using a rotary vane compressor or an on-site compressor with excess capacity. • Using a reliable, sensitive control system |

3.3.18. Les mesures correctives

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|---|---|---|---|---|
| BEST MANAGEMENT PRACTICE Management of Fugitive Emissions at Upstream Oil and Gas Facilities January 2007 ET Update of Fugitive Equipment Leak Emission Factors | API RP 4G, Recommended Practice for Use and Procedures for Inspection, Maintenance, and Repair of Drilling Well Service Structures API RP 5A3, Recommended Practice on Thread Compounds for Casing, Tubing, and Line Pipe API RP 5A5, Field Inspection of New Casing, Tubing, and Plain- end Drill Pipe API Spec 5B, Specification for Threading, Gauging, and Thread Inspection of Casing, Tubing, and Line Pipe Threads API RP 5B1, Gauging and Inspection of Casing, Tubing, and Line Pipe Threads | PRIMARY AND REMEDIAL CEMENTING GUIDELINES, 1995 | | |

3.3.19. Le traitement des hydrocarbures sur le site

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|---|---|---|---|
| | API Spec 12J, Specification for Oil and Gas Separators | IRP 1 : Critical Sour Drilling, 2015 IRP 22: UNDERBALANCED DRILLING AND MANAGED PRESSURE DRILLING OPERATIONS USING JOINTED PIPE, 2011 | | |

3.3.20. Les fermetures temporaires de puits

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|---|---|---|--|
| | <p>API Spec 10A, Specification for Cements and Materials for Well Cementing</p> <p>API RP 10B-2, Recommended Practice for Testing Well Cements</p> <p>API Bulletin E3, Environmental Guidance Document: Well Abandonment and Inactive Well Practices for U.S. Exploration and Production Operations</p> | IRP 2: COMPLETING AND SERVICING CRITICAL SOUR WELLS, 2007 | | <p>LINGO 2.2.4 Well plugging and abandonment is a reclamation activity that might occur throughout the life of a project. Wells are plugged in a variety of ways depending on the status of the well at the time of plugging; a dry hole exploration well may require a different plugging and abandonment protocol than a production well. Various state oil and gas oversight agencies specify, regulate, and inspect the plugging and abandonment protocols required in their jurisdiction. Generally, plugging and abandonment activities are intended to isolate and protect underground sources of drinking water (USDW) as well as to isolate potential oil and gas producing zones from non-producing brine-filled strata. Therefore, cement and mechanical plugs typically are set at various intervals defined by the depth of the well, presence of USDWs, presence of saltwater zones, and agency regulations.</p> |

3.3.21. Les fermetures définitives de puits

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|---|--|--|---|
| | <p>API Spec 10A, Specification for Cements and Materials for Well Cementing</p> <p>API RP 10B-2, Recommended Practice for Testing Well Cements</p> <p>API Bulletin E3, Environmental Guidance Document: Well Abandonment and Inactive Well Practices for U.S. Exploration and Production Operations</p> | <p>IRP 3: IN SITU HEAVY OIL OPERATIONS, 2012</p> <p>IRP 22: UNDERBALANCED DRILLING AND MANAGED PRESSURE DRILLING OPERATIONS USING JOINTED PIPE, 2011</p> | <p>REGULATION REPORT p.37 Well Plugging : The purpose of well plugging is to permanently seal the inside of the well and wellbore so that fluid cannot migrate from deeper to shallower zones or create reservoir problems through downward drainage. The process involves the placement of cement and other materials such as gels inside the well or wellbore in a manner that prevents the upward or downward migration of formation fluids. In 2013, all 27 states regulated the practice of well plugging to varying degrees. In most states, very specific requirements on the materials and placement methods for plugs are used, while in a few states the requirements are more general in nature. In 21 states, operators must submit a plugging plan in advance. In 26 states, a prior notice to the regulatory agency is required before a well can be plugged. This notice provides the agency with an opportunity to have field personnel witness the plugging to assure use of proper plugging materials and placement methods.</p> <p>Materials : Wells are plugged using a variety of materials such as cement, bridge plugs, clay, gel, and other spacer materials such as drilling mud and water. Since the purpose of well plugging is to seal the wellbore,</p> | |

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|---------------------------------------|---|---|---|
| | | | <p>the competence, placement, and verification of plugs are critical. Each type of plug has unique characteristics. For example, when properly mixed and placed, standard Class A (Portland) cement provides a strong, relatively impermeable plug. Conversely, while bentonite (clay) plugs are more ductile and tend to seal off minor leakage pathways better than cement, when in contact with water, they do not swell in the presence of petroleum. Consequently, in most cases states will typically allow clay to be used as a spacer between cement plugs, but not as a primary plugging material. Cast iron bridge plugs (CIBP) provide a good well seal, especially when there is significant bottom hole pressure. CIBPs are also nearly impermeable, but they are subject to corrosion over time and need to be capped with an appropriate cement plug to assure the long-term integrity of the plugged well.</p> <p>Intervals and Methods : Most states require a combination of plugs at multiple vertical intervals to assure long-term protection from fluid migration and to compensate for various downhole geologic and hydrogeologic conditions that might render the plugging materials ineffective. Most states require the placement of a cement bottom plug through and/or above producing</p> | |

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|---------------------------------------|---|---|---|
| | | | <p>formations and the placement of a top plug across the deepest groundwater zone. Additionally, 20 states require the pulling or cementing in place of uncemented casing to assure cement is in contact with either the wellbore or cemented casing. The majority of states also require that cement plugs be placed using a specific method such as the pump and plug (displacement) method or via dump bailing. Both methods are designed to spot plugs over particular intervals and to assure the plug fills the space for which it was intended. The use of surface down pumping (bull heading) of cement plugs, which can lead to channeling of cement under certain conditions, though not specifically prohibited in most states, is excluded by a requirement to place plugs using displacement or dump bailer methods. When used in conjunction with bridge plugs, the placement of cement plugs by displacement and dump bailer methods allows the regulatory agency to ascertain the location of plugs.</p> <p>REGULATION REPORT p.60</p> <p>A properly plugged well will permanently protect groundwater and other natural resources surrounding the wellbore. While plugging principles have been well established for decades, there are some notable trends in</p> | |

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|---------------------------------------|---|---|---|
| | | | <p>this area:</p> <ul style="list-style-type: none"> - More states are allowing operators to submit cement tickets in lieu of witnessing - More states are specifying the method (e.g., pump and plug or "displacement") of plugging - States are requiring more detailed reporting on plugging <p>Some of these trends are positive, but allowing operators to submit cement tickets in lieu of witnessing can be problematic because, unlike field inspector witnessing, a cement ticket is not a verifiable demonstration of either the amount or quality of the cement used, nor does it describe the methods used to place that cement.</p> | |

3.3.22. La restauration et la remise en état des sites

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|--|---|---|---|
| #3 ACP ESSAIS DE BASE SUR LES EAUX SOUTERRAINES | <p>API Publication 4663, Remediation of Salt-Affected Soils at Oil and Gas Production Facilities</p> <p>API Bulletin E2, Bulletin on Management of Naturally Occurring Radioactive Waste Materials (NORM) in Oil and Gas Production</p> <p>API Environmental Guidance Document E5, Waste Management in Exploration and Production Operations</p> <p>API Guidelines for Commercial Exploration and Production Waste Management Facilities</p> <p>RP 51R Environmental Protection for Onshore Oil and Gas Production Operations and Leases : Provides environmentally sound practices, including reclamation guidelines, for domestic onshore oil and gas production operations. It is intended to be applicable to contractors as well as operators. Facilities within the scope of this document include all production facilities, including produced water handling facilities. Offshore and arctic areas are beyond the scope of this document. Operational coverage begins with the design and construction of access roads and well locations and includes reclamation, abandonment, and restoration operations. Gas compression for transmission</p> | | | <p>LINGO 2.2.4 Ideally, reclamation activities occur continually throughout the life of an oil and gas development project, with operators actively reclaiming temporary surface disturbances (interim reclamation) during the construction and subsequent phases, and performing final reclamation once production activities have ceased.</p> <p>Surface reclamation of the wellsite and other facilities generally involves the removal of production equipment, backfilling of pits, and reseeding of graded areas, flow lines may be removed or abandoned in place, and the land surface restored to pre- development conditions. Unless the surface management agency or private surface owner specify otherwise, all oil and gas related materials are removed from the site and the land surface is restored according to the stipulations attached to the lease, including reseeding disturbed areas. After the reclamation has been initiated, managing agencies perform site inspections to document the success/progress and to identify any conditions requiring further attention. Only after the site reclamation has been completed in accordance with local regulations and/or lease stipulations will it be approved by the managing agency. Upon</p> |

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|---|---|---|--|
| | purposes or production operations, such as gas lift, pressure maintenance, or enhanced oil recovery (EOR), is included. Annex A provides guidance for a company to consider as a "good neighbor." | | | completion and approval of final reclamation the regulatory agency typically will release any bonding requirements of the lease. |

3.3.23. *Les puits orphelins*

| CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) | API (American Petroleum Institute) | ENFORM (The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry) | SOGRE (State Oil and Gas Regulatory Exchange) | IOGCC (Interstate Oil and Gas Compact Commission) |
|--|---------------------------------------|---|---|---|
| | | | | |

(Pas d'exigence technique documentée pour ces organismes)

Références

Définitions

Cooper Cal, 2009. A technical basis for carbon dioxide storage. Proceedings of the 9th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-9), Energy Procedia, 16–20 November 2008, Washington DC, USA.

Canadian Society for Unconventional Resources (CSUR). Understanding Well Construction and Surface Footprint.

(http://www.csur.com/sites/default/files/Understanding_Well_Construction_final.pdf)

DrillingInfo, 2014. Well completion 101 Part 2 : Well Perforation

(<http://info.drillinginfo.com/well-completion-101-part-2-well-perforation/>)

Harvest Chemical, YouTube Channel

Well test : DST Operation P vs t, Publiée le 21 mars 2013.

(<http://www.harvestchemical.co.id>)

IHS Engineering360, 2005. Chapter 13 : Well deviation, Surveying, and Geosteering

<http://www.globalspec.com/reference/28023/203279/chapter-13-well-deviation-surveying-and-geosteering>

Ibrahim, M., 2014. Life Cycle of Oil & Gas Wells, power point presentation for Society of Women Engineers.

(<http://fr.slideshare.net/MohamedElnagar8/life-cycle-of-oil-gas-wells>)

La chronique Pétria No 12. Forage : Évaluation et parachèvement du puits

(<http://www.petrolia-inc.com/imports/medias/pdf/Communication-population/chronique-no-12.pdf>)

Malo, M., Lefebvre, R., Comeau, F.-A., Séjourné, S., 2015. Synthèse des connaissances portant sur les pratiques actuelles et en développement dans l'industrie pétrolière et gazière. Institut national de la recherche scientifique, Rapport de recherche 1553, 142p.

MERN, 2015. Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains.

Nowamooz, A., Comeau, F.-A. et J.-M. Lemieux (2014) Étude E3-3, Étude de puits type représentative des puits forés au Québec au cours des 100 dernières années. Département de géologie et de génie géologique, Université Laval, 61 pages.

OilDrillingLearn, YouTube Channel To Help Any One Teach Oil Well Drilling :

Oil & Gas Well Cementing, Publiée le 2 sept. 2012.

(<https://www.youtube.com/watch?v=mYaXeAXCv3E>)

Oil & Gas Well Casing, Publiée le 1 sept. 2012.

(<https://www.youtube.com/watch?v=qdKIaRHchqc>)

Oil & Gas Drilling Mud Function, Publiée le 5 août 2012.

(<https://www.youtube.com/watch?v=3hOQ9E2b2HI>)

Overview of Oil & Gas Well Casing & Cement, Publiée le 31 juil. 2012.

(<https://www.youtube.com/watch?v=0WUmFWy8wVA>)

Oil & Gas Blowout Preventer (BOP) Stack, Publiée le 31 juil. 2012.

(https://www.youtube.com/watch?v=YWwvWGD7L_Q)

Oil & Gas Well Kick, Publiée le 31 juil. 2012.

(<https://www.youtube.com/watch?v=3oAmVjKUUno>)

Measurement While Drilling (MWD), Publiée le 31 juil. 2012.

(<https://www.youtube.com/watch?v=6B60dqCO0i0>)

Oil & Gas Drill Steam Testing, Publiée le 4 sept. 2012.

(<https://www.youtube.com/watch?v=ps-ZpiyX0QQ>)

Oil & Gas WireLine, Publiée le 4 sept. 2012.

(<https://www.youtube.com/watch?v=UdltNmaHuJE>)

Oil & Gas UK, July 2012. Well Integrity Guidelines

Oilfielddirectory, Global Oil and Gas Portal

(<http://oilfielddirectory.com/oilfield/>)

Petroleum Production Engineering – Perforation, 2011. PET 325 James A. Craig Omega

(<http://fr.slideshare.net/akincraig/petroleum-production-engineering-perforation>)

Rigzone, Discover Oil and Gas, How does formation Testing Work?

(http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=318)

Schlumberger Oilfield Glossary: Where the Oil Field Meets the Dictionary

(<http://www.glossary.oilfield.slb.com/>)

Whipstock Animation, Unicom Studios. Publié le 18 novembre 2013.

<https://www.youtube.com/watch?v=IwKdRgLgkms>

Colombie-Britannique

Oil and Gas Commission, Oil and Gas Activities Act, Environmental Protection and Management Regulation, June 3, 2013

Oil and Gas Commission, Well Drilling Guideline, September | 2013, Version 1.6 (WDG)

Oil and Gas Commission, Oil and Gas Activities Act, Drilling and Production Regulation, September 24, 2010 (DPR)

Oil and Gas Commission, Well Completion, Maintenance and Abandonment Guideline,

April | 2013, Version 1.12 (WCMAG)

Oil and Gas Commission, Flaring and Venting Reduction Guideline, April 2015

Alberta

Alberta Energy Regulator, Oil and Gas Conservation Act, Oil and Gas conservation rules (OGCR)

Directive 008 : Surface Casing Depth Requirements, December 14, 2010

Directive 009 : Casing cementing minimum requirements, July 1990

Directive 010 : Minimum Casing Design Requirements, December 2009

Directive 020 : Well Abandonment, June 2010

Directive 036: Drilling Blowout Prevention Requirements and Procedures, February 2006

Directive 037 : Service Rig Inspection Manual, February 2006

Directive 040 : Pressure and Deliverability Testing Oil and Gas Wells, February 2013

Draft Directive 051 : Wellbore Injection Requirements, August 2012

Directive 059 : Well Drilling and Completion Data Filing Requirements, December 2012

Directive 083 : Hydraulic Fracturing – Subsurface Integrity, May 2013

Nouveau-Brunswick

NB, 2013. Gestion environnementale responsable des activités liées au pétrole et au gaz naturel au Nouveau-Brunswick – Règles pour l'industrie.

New York

ENV - Environmental Conservation Laws (ECL), Article 23 Mineral Resources (<http://public.leginfo.state.ny.us/lawssrch.cgi?NVLWO>)

1. Definitions
3. General provisions
5. Well permits and well spacing in oil and natural gas pools and fields
7. Voluntary integration and unitization in oil and natural gas pools and fields
9. Compulsory integration and unitization in oil and natural gas pools and fields
11. Leases for production and storage of oil and gas on state lands
13. Underground storage of gas

- 17. Liquefied natural and petroleum gas
- 19. Oil, gas and solution mining regulation and reclamation fee
- 21. Interstate compact to conserve oil and gas
- 23. Rerefining of used oil
- 24. New York state oil energy conservation program
- 27. New York state mined land reclamation law

NYCRR : Rules and Regulations for Oil, Gas and Solution Mining
(<http://www.dec.ny.gov/energy/1630.html>)

- 550 Promulgation and Enforcement of Rules and Regulations
- 551 Reports and Financial Security
- 552 Permits to Drill, Deepen, Plug Back or Convert Wells
- 553 Well Spacing
- 554 Drilling Practices and Reports
- 555 Plugging and Abandonments
- 556 Operating Practices
- 557 Secondary Recovery and Pressure Maintenance

Revised Express Terms 6 NYCRR Parts 550 through 556 and 560
http://www.dec.ny.gov/docs/administration_pdf/rhvhfet550556570.pdf

NYSDEC : Home » Energy and Climate » Oil and Gas » Well Owner and Applicants Information Center » Designing and Drilling Your Well » Casing and Cementing Practices (C&C P)

NYSDEC : Regulation and enforcement, regulation, Chapter V - Resource Management Services, Subchapter B: Mineral Resources

NYSDEC : Energy and Climate, Oil and Gas, Well Owner and Applicants Information Center, Designing and Drilling Your Well, Fresh Water Aquifer Supplementary Permit Conditions. (SPC)

NYSDEC : Final Supplemental Generic Environmental Impact Statement (SGEIS) on the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program. Chapter 5 : Natural Gas Development Activities & High-Volume Hydraulic Fracturing. SGEIS 2015
(http://www.dec.ny.gov/docs/materials_minerals_pdf/fsgeis2015.pdf)

Royaume-Uni

Armstrong, J., Milieu Ltd., Regulatory provisions governing key aspects of unconventional gas extraction in United Kingdom, mars 2013. Department of Energy and Climate Change

- (DECC), About shale gas and hydraulic fracturing (fracking), July 2013;
- Environment Agency, 2012. Review of assessment procedures for shale gas well casing installation. Section 5.5.5 (shale gas well)
- Environment Agency, 2012. Monitoring and control of fugitive methane from unconventional gas operations. (MCFM)
- Environmental Protection Water, The Water Environment (Controlled Activities) (Scotland) Regulations 2011 Green C.A., Styles P., Baptie B.J., 2012. Preese Hall Shale Gas Fracturing: Review & Recommendations for induced seismic mitigation.
- Health and Safety, The Borehole Sites and Operations Regulations 1995, No. 2038 (BSOR)
- Health and Safety, The Offshore Installations and Wells (Design and Construction, etc.) Regulations 1996 (DCR)
- Oil & Gas UK, 2011. Guidelines for well-operators on well examination (GWOE)
- Oil and Gas UK, Guidelines for the suspension and abandonment of wells, Issue 4, July 2012. (GSAW)
- Oil and Gas UK, Guidelines on qualification of materials for the suspension and abandonment of wells, Issue 1, July 2012; (GQMAW)
- Oil and Gas UK, Well integrity guidelines, Issue 1, July 2012; (WIG)
- Pressure Systems Safety Regulations 2000. Pressure Systems Safety Regulations – Approved Code of Practice and guidance. <http://www.hse.gov.uk/pubns/books/l122.htm>
- Provision and Use of Work Equipment Regulations 1998 (PUWER)
- Scottish Environment Protection Agency, The Water Environment (Controlled Activities) (Scotland) Regulations 2011 (as amended), A Practical Guide, (Version 7 July 2013)
- The Dangerous Substances and Explosive Atmospheres Regulations 2002 (DSEAR)
- The Pollution Prevention and Control (Scotland) Regulations 2012
- The Royal Society, 2012. Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing. Royal Academy of Engineering. (RHF)
- The United Kingdom Onshore Operators' Group, UK Onshore Shale Gas Well Guidelines, Issue 1 February 2013

Texas

- Baer T., 2013. Well design and construction in Texas. Railroad Commission of Texas.
- Bommer, P., 2008. A primer of oil well drilling. Seventh edition. The University of Texas, Continuing Education, Petroleum Extension Service. Chapter 12.
- Dallas Gas Drilling Task Force, presentation au Maire et au conseil de la ville, le 16 mai 2012.

Energy Institute, 2012. Fact-Based Regulation for Environmental Protection in Shale Gas Development. The University of Texas at Austin.

Ground Water Protection Council. Chapter V. Dillenbeck R and Smith J, 1997. Highly Relaxed Fluid Loss, Surfactant Enhanced Cement Improves Results on Deep Gas Wells.

Kell S., 2011. State Oil and Gas Agency Groundwater Investigations and their Role in Advancing Regulatory Reforms. A Two-State Review: Ohio and Texas.

RRC Railroad Commission of Texas, 2004. Form W-1. Application for permit to drill, recompleat or re-enter. Oil & Gas Forms

RRC Railroad Commission of Texas, 2004. Texas Administrative Code, Title 16 Economic regulation, Chapter 3 Oil and Gas Division :

[http://texreg.sos.state.tx.us/public/readtac\\$ext.ViewTAC?tac_view=4&ti=16&pt=1&ch=3&rl=Y](http://texreg.sos.state.tx.us/public/readtac$ext.ViewTAC?tac_view=4&ti=16&pt=1&ch=3&rl=Y)

§3.7 Strata To Be Sealed Off

§3.8 Water Protection

§3.12 Directional Survey Company Report

§3.13 Casing, Cementing, Drilling, Well Control, and Completion Requirements

§3.14 Plugging

§3.16 Log and Completion or Plugging Report

§3.17 Pressure on Bradenhead

§3.19 Density of Mud-Fluid

§3.21 Fire Prevention and Swabbing

§3.24 Check Valves Required

§3.26 Separating Devices, Tanks, and Surface Commingling of Oil

§3.29 Hydraulic Fracturing Chemical Disclosure Requirements

§3.32 Gas Well Gas and Casinghead Gas Shall Be Utilized for Legal Purposes

§3.37 Statewide Spacing Rule

§3.38 Well Densities

§3.46 Fluid Injection into Productive Reservoirs

§3.56 Scrubber Oil and Skim Hydrocarbons

§3.86 Horizontal Drainhole Wells

§3.91 Cleanup of Soil Contaminated by a Crude Oil Spill

Vaught, J., 2001. Testing and completing. Unit II, Lesson 5, Third Edition. The University of Texas at Austin - Petroleum extension service, in cooperation with International Association of drilling contractors. 132 pages.

Williams M.L, C.R. Matthews, T. Garza, 2000. Well plugging primer. Railroad Commission of Texas, Well Plugging Section, Oil and Gas Division. Section 10

API (<http://www.api.org/>)

API, Briefing Paper. Acidizing: Treatment in Oil and Gas Operators

(<http://www.api.org/~media/files/oil-and-natural-gas/hydraulic-fracturing/acidizing-oil-natural-gas-briefing-paper-v2.pdf>)

API Spec 4F, Drilling and Well Servicing Structures

API RP 4G, Recommended Practice for Use and Procedures for Inspection, Maintenance, and Repair of Drilling Well Service Structures

API RP 5A3, Recommended Practice on Thread Compounds for Casing, Tubing, and Line Pipe

API RP 5A5, Field Inspection of New Casing, Tubing, and Plain-end Drill Pipe

API Spec 5B, Specification for Threading, Gauging, and Thread Inspection of Casing, Tubing, and Line Pipe Threads

API RP 5B1, Gauging and Inspection of Casing, Tubing, and Line Pipe Threads

API RP 5C1, Recommended Practice for Case and Use of Casing and Tubing

API TR 5C3, Technical Report on Equations and Calculations for Casing, Tubing, and Line Pipe Used as Casing or Tubing; and Performance Properties Tables for Casing and Tubing

API RP 5C5, Recommended Practice on Procedures for Testing Casing and Tubing Connections

API RP 5C6, Welding Connections to Pipe

API Spec 5CT, Specification for Casing and Tubing

API Spec 6A, Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment

API Spec 10A, Specification for Cements and Materials for Well Cementing

API RP 10B-2, Recommended Practice for Testing Well Cements

API RP 10B-3, Recommended Practice on Testing of Deepwater Well Cement Formulations

API RP 10B-4, Recommended Practice on Preparation and Testing of Foams and Cement Slurries at Atmospheric Pressure

API RP 10B-5, Recommended Practice on Determination of Shrinkage and Expansion of Well Cement Formulations at Atmospheric Pressure

API RP 10B-6, Recommended Practice on Determining the Static Gel Strength of Cement Formulations

API Spec 10D, Specification for Bow Spring Casing Centralizers

API RP 10D-2, Recommended Practice for Centralizer Placement and Stop Collar Testing

API RP 10F, Recommended Practice for Performance Testing of Cementing Float Equipment

API TR 10TR1, Cement Sheath Evaluation

API TR 10TR2, Shrinkage and Expansion in Oilwell Cements

API TR 10TR3, Temperatures for API Cement Operating Thickening Time Tests

API TR 10TR4, Technical Report on Considerations Regarding Selection of Centralizers for Primary Cementing Operations

API TR 10TR5, Technical Report on Methods for Testing of Solid and Rigid Centralizers

API Spec 12J, Specification for Oil and Gas Separators

API RP 12N, Recommended Practice for the Operation, Maintenance, and Testing of Flame Arresters

API Spec 12P, Specification for Fiberglass Reinforced Plastic Tanks

API Spec 13A, Specification for Drilling Fluid Materials

API RP 13B-1, Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluids

API RP 13B-2, Recommended Practice for Field Testing Oil-based Drilling Fluids

API RP 13C, Recommended Practice on Drilling Fluid Processing Systems Evaluation

API RP-13D, Recommended Practice on the Rheology and Hydraulics of Oil-well Drilling Fluids

API RP 13I, Recommended Practice for Laboratory Testing Drilling Fluids

API RP 13J, Testing of Heavy Brines

API RP 13M, Recommended Practice for the Measurement of Viscous Properties of Completion Fluids

API RP 13M-4, Recommended Practice for Measuring Simulation and Gravel-pack Fluid Leakoff Under Static

API RP 19B, Evaluation of Well Perforators

API RP 19C, Recommended Practice for Measurement of Properties of Proppants Used in Hydraulic Fracturing and Gravel-packing Operations

API RP 19D, Recommended Practice for Measuring the Long-term Conductivity of Proppants

API RP 53, Recommended Practices for Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Operations

API RP 65, Cementing Shallow Water Flow Zones in Deep Water Wells

API RP 67, Recommended Practice for Oilfield Explosives Study

API RP 75L, Guidance Document for the Development of a Safety and Environmental

Management System for Onshore Oil and Natural Gas Production Operation and Associated Activities

API RP 90, Annular Casing Pressure Management for Offshore Wells

API Publication 4663, Remediation of Salt-Affected Soils at Oil and Gas Production Facilities

API Bulletin E2, Bulletin on Management of Naturally Occurring Radioactive Waste Materials (NORM) in Oil and Gas Production

API Bulletin E3, Environmental Guidance Document: Well Abandonment and Inactive Well Practices for U.S. Exploration and Production Operations

CAPP (<http://www.capp.ca/>)

#1 ACPP: Pratique d'exploration relative à la fracturation hydraulique: divulgation des additifs contenus dans les fluides de fracturation

#2 ACPP Évaluation et Gestion des Risques Associés aux Additifs dans les Fluides de Fracturation

#3 ACPP Essais de Base sur les Eaux Souterraines

#4 ACPP: Pratique d'exploitation relative à la fracturation hydraulique: construction de puits de forage et assurance de la qualité

Best Management Practice : Management of Fugitive Emissions at Upstream Oil and Gas Facilities January 2007

Update of Fugitive Equipment Leak Emission Factors, A National Inventory of Greenhouse Gas (GHG), Criteria Air Contaminant (CAC) and Hydrogen Sulphide (H₂S) Emissions by the Upstream Oil and Gas Industry, Volume 1, Overview of the GHG Emissions Inventory A National Inventory of Greenhouse Gas (GHG), Criteria.

Enform (<https://www.enform.ca/>)

IRP : Industry Recommended Practices

IRP 1 : Critical Sour Drilling, 2015

IRP 2 : Completing and Servicing Critical Sour Wells, 2007

IRP 3 : In Situ Heavy Oil Operations, 2012

IRP 4 : Well Testing and Fluid Handling, 2015

IRP 5 : Minimum Wellhead Requirements, 2011

IRP 8 : Pumping of Flammable Fluids, 2015

IRP 13 : Slickline Operations, 2007

IRP 14 : Non Water Based Drilling Fluid, 2015

IRP 15 : Snubbing Operations, 2015

IRP 18 : Fire and Explosion Hazard Management, 2007

IRP 20 : Wellsite Design Spacing Recommendations, 2015

IRP 21 : Coiled Tubing Operations, 2010

IRP 22 : Underbalanced Drilling and Managed Pressure Drilling Operations Using Jointed Pipe, 2011

IRP 24 : Fracture Stimulation, 2015

Primary and Remedial Cementing Guidelines, 1995

SOGRE

Regulation Report : State Oil & Natural Gas Regulations Designed to Protect Water Ressources, 2014

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

IOGCC (<http://iogcc.publishpath.com/>)

LINGO (Low Impact Natural Gas and Oil) : Reducing Onshore Natural Gas and Oil Exploration and Production Impacts Using a Broad-Based Stakeholder Approach, 2008

Improving Access to Onshore Oil & Gas Resources on Federal Lands, 2007