

Étude • E3-1

*Recueil des normes existantes dans certains États et
certaines provinces pour les forages, de la conception à
la construction, en passant par la vérification, la fracturation,
la complétion-production et la fermeture*

Préparé pour le :

Comité de l'évaluation environnementale
stratégique sur les gaz de schiste,
Ministère du Développement durable, de
l'Environnement, de la Faune et des Parcs

À l'attention du Bureau de coordination
sur les évaluations stratégiques
675, boul. René-Lévesque Est
Québec (Québec) G1R 5V7

Soumis par le :

Groupe de travail du ministère des Ressources naturelles
Direction du bureau des hydrocarbures

Mars 2014

RÉSUMÉS DES EXIGENCES RÉGLEMENTAIRES ET NORMATIVES

La traduction des textes originaux a été réalisée par la firme Anglocom.

Le travail de recherche des normes et exigences en Norvège, au Royaume-Uni, au Texas, au Dakota du Nord, en Californie, en Alberta et en Australie-Occidentale a été réalisé avec la collaboration de M^{me} Daniela Blessent, Universidad de Medellín, Colombie et M. Lucas Sorelli, professeur à l'Université Laval, Québec.

1 – Conception – Généralités	
Colombie-Britannique	<p>En Colombie-Britannique, plusieurs règlements, lignes directrices ainsi que les pratiques recommandées de l'industrie constituent les principales références.</p> <p>DPR 22) L'exploitant d'un puits de forage 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.</p> <p>DPR 24) L'exploitant d'un puits doit soumettre un avis d'exécution au moins un jour ouvrable avant d'entreprendre n'importe quelle des tâches suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) la complétion ou la remise en production d'un puits; b) le reconditionnement d'un puits; c) la restauration d'un puits; d) l'installation, le retrait ou la réparation de matériel de forage, y compris des bouchons, des garnitures d'étanchéité, des tubes de productions, du tubage, de l'équipement d'ascension artificielle ou des vannes de sécurité de fond; e) l'obturation d'une portion d'un puits.
Alberta	<p>En Alberta, plusieurs règlements ainsi que de nombreuses directives encadrent les activités de l'industrie.</p> <p>OGCR 6.050) Pendant toute la durée des travaux de forage, d'essai, de complétion ou de remise en état du puits, L'exploitant d'un puits et l'opérateur de l'équipement doivent :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) mener leurs activités; b) préserver le tubage et les équipements de contrôle de manière à ce que le pétrole, le gaz et l'eau soient adéquatement contrôlés. <p>Dir. 083 2.3.1 2) Les titulaires de permis de forage doivent concevoir, construire et exploiter un puits de manière à en préserver l'intégrité pendant les activités de fracturation hydraulique.</p>

1 – Conception – Généralités

Ontario	<p>En Ontario, la norme provinciale d'opération intitulée « <i>Exploration, drilling and production</i> » est la principale référence.</p> <p>3.4) Veiller à ce que la conception du programme de forage :</p> <ul style="list-style-type: none">a) protège le public et l'environnement;b) isole et protège de façon permanente tout plan d'eau potable contre la contamination;c) protège les formations contre la contamination causée par la migration de fluides d'autres formations perméables;d) empêche la migration des fluides entre les formations perméables et l'écoulement incontrôlé de fluides vers la surface ou la sous-surface;e) empêche la chute de schiste ou de matière non consolidée dans le trou à découvert durant le forage. <p>3.9.1) L'opérateur doit tenir compte des éléments suivants dans la conception du programme de cimentation :</p> <ul style="list-style-type: none">a) l'effet de différentes lithologies dans le puits;b) la présence de sels solubles (halite), de sulfates (anhydrite et gypse), de matières non consolidées ou fracturées et de schiste vaseux;c) les zones de perte de circulation;d) les pressions de formation prévues;e) les températures de fond de trou;f) la migration des gaz;g) les fluides de formation corrosifs;h) la qualité et la température de l'eau de gâchage;i) la contamination du ciment par les fluides de forage;j) la centralisation du tubage;k) le mouvement du tubage pendant les travaux de cimentation;l) le déplacement du tubage.
---------	---

1 – Conception – Généralités

Nouveau-Brunswick	<p>Le Nouveau-Brunswick a récemment établi des règles pour l'industrie, les exigences figurant dans les tableaux suivants sont essentiellement tirées de cette référence.</p> <p>2.0) Préserver l'intégrité du puits de forage et réduire les rejets involontaires potentiels de substances, dont les fluides de fracturation et de forage, l'eau de reflux, l'eau produite et le gaz naturel provenant des segments horizontaux et verticaux d'un puits de pétrole ou de gaz naturel.</p> <p>2.8) Le tubage utilisé doit être conçu de sorte à servir de barrière de protection « primaire » et « secondaire » pendant les activités de stimulation par fracturation hydraulique par le recours à une combinaison de tubage intermédiaire, de tubage de production, de colonnes de production, de tubage divers ou de colonnes de raccordement.</p> <p>La barrière « secondaire » doit être conçue et installée de sorte :</p> <ul style="list-style-type: none">a) à assurer une protection advenant une défaillance mécanique de la barrière « primaire » (le tubage ou la colonne utilisé pour l'acheminement des fluides de fracturation vers la formation soumise à une pression) pendant les activités de stimulation par fracturation hydraulique;b) à permettre le contrôle du puits et la possibilité de réparer ou de remplacer la barrière primaire si elle devait se révéler défectueuse.
New York	<p>Le chapitre 5 de la réglementation du Département de la conservation de l'environnement de l'État de New York ainsi que des exigences supplémentaires se trouvant sur les sites connexes « <i>Oil and Gas</i> » du département referment la majorité des références.</p> <p>554.1</p> <ul style="list-style-type: none">a) Tout programme de forage, de tubage et de complétion adopté doit être conçu de manière à prévenir la pollution.b) Toute pollution des terres et des eaux douces de surface ou souterraines découlant des travaux de forage ou d'exploration minière est interdite.e) Tout programme de forage, de tubage et de complétion adopté doit être conçu de manière à prévenir la migration du pétrole, des gaz et des autres fluides d'un gisement ou d'une strate à l'autre.

1 – Conception – Généralités

Pennsylvanie	<p>Le chapitre 78 « <i>Oil and Gas Wells</i> » du titre 25 « <i>Environmental Protection</i> » du code de l'État de la Pennsylvanie renferme plusieurs des exigences mentionnées dans les tableaux suivants.</p> <p>78.73</p> <p>a) Veiller à l'intégrité du puits et à la protection de la santé, de la sécurité, de l'environnement et de la propriété.</p> <p>b) Empêcher les gaz, le pétrole, la saumure, les fluides de complétion et d'entretien du puits et les autres fluides ou matières en amont du fond du tubage d'entrer en contact avec l'eau douce souterraine, ou autrement, éviter la pollution ou l'appauvrissement des sources d'eau douce souterraine.</p> <p>L'opérateur est tenu de mettre un tubage et de cimenter le puits aux fins suivantes :</p> <ol style="list-style-type: none">1) permettre un contrôle efficace du puits en tout temps;2) prévenir la migration de gaz ou d'autres fluides vers des sources d'eau douce souterraine;3) prévenir la pollution ou l'appauvrissement des sources d'eau douce souterraine;4) prévenir la migration de gaz ou d'autres fluides vers des filons de charbon.
--------------	--

1 – Conception – Généralités

Norvège	<p><i>En Norvège, les normes de la NORSOK sont la principale référence.</i></p> <p>B. Torbergsen & coll (2012) art. 2) Dans sa définition la plus simple, l'intégrité du puits désigne l'état d'un puits en exploitation pleinement fonctionnel muni de deux barrières de puits appropriées. Les problèmes d'intégrité les plus courants découlent généralement de fuites dans le matériel tubulaire ou les vannes, ou se présentent sous forme d'ennuis au niveau du réservoir, comme une perte de contrôle zonal. Tout facteur entraînant une défaillance de fonctionnement constitue une atteinte à l'intégrité du puits. Le défi consiste à définir l'ensemble des scénarios possibles.</p> <p>D-010, 4.2.1) Les éléments de barrière de puits principaux et secondaires (les colonnes de fluide, le tubage, le ciment du tubage, la tête de puits, les dispositifs anti-éruption) empêchent les fluides et les gaz de migrer accidentellement vers les formations. On doit les définir avant le début de toute activité. On doit aussi définir les critères de validité des éléments de barrière de puits.</p> <p>4.2.3.2) Les barrières du puits doivent être conçues, sélectionnées et construites de manière à :</p> <ul style="list-style-type: none">a) supporter la pression et la température différentielles maximales auxquelles le puits peut être exposé (en tenant compte des régimes d'épuisement et d'injection des puits adjacents);b) faire l'objet d'essais de pression, de fonctionnement ou d'autres vérifications;c) s'assurer qu'aucune défaillance d'une barrière ou d'un élément de barrière de puits n'entraîne la libération de fluides ou de gaz dans l'environnement;d) remettre une barrière de puits en état ou ériger une barrière de remplacement;e) assurer une exploitation optimale et résister aux éléments auxquels il sera exposé au fil du temps;f) en déterminer l'emplacement physique et l'état d'intégrité en tout temps lorsque pareil contrôle est possible;g) être indépendantes les unes des autres et ne pas avoir d'éléments de barrière de puits communs, dans la mesure du possible. <p>En règle générale, la pression de conception du puits équivaut à la différence entre la pression de formation et la pression hydrostatique des gaz, à laquelle on ajoute la pression d'injection maximale pour les puits d'injection.</p> <p>Dans le cas d'un puits d'exploration, la pression des pores du réservoir est utilisée moins la pression hydrostatique d'une colonne de méthane pressurisée ou des gaz composition/gravité de puits avoisinants, plus une marge de neutralisation.</p>
---------	---

1 – Conception – Généralités

Royaume- Uni	<p><i>L'Oil and Gas UK est chef de file en matière de lignes directrices au Royaume-Uni.</i></p> <p>Les puits terrestres et extracôtiers font l'objet de spécifications différentes. La production pétrolière et gazière du Royaume-Uni provient à 99 % des fonds marins, plus spécifiquement du plancher océanique du plateau continental britannique¹.</p> <p>WIG 1) Au moins deux barrières doivent toujours être en place tout au long du cycle de vie du puits. En concevant un puits, on doit garder en tête l'arrêt de ses activités et son abandon final.</p> <p>GWOE, 1) Le plan d'examen d'un puits doit porter sur l'ensemble de son cycle de vie, de la conception à l'abandon, bien que la responsabilité de son fonctionnement puisse changer de main pendant celui-ci. Lors de l'examen d'un puits, on doit comparer les plans et les activités projetées avec les normes internes de l'exploitant et les pratiques exemplaires de l'industrie. Le plan d'examen du puits permet de vérifier de façon indépendante que le puits est bien conçu, construit et entretenu. On devrait le revoir aussi souvent que nécessaire.</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> <ul style="list-style-type: none">a) prévenir, dans la mesure du possible, tout écoulement imprévu de fluides hors du puits;b) minimiser, dans la mesure du possible, les risques que présentent le puits, ses déblais et ceux des strates explorées pour la santé et la sécurité des personnes. <p>DCR 15) Dans la mesure du possible, l'exploitant du puits doit veiller à ce qu'il soit conçu et construit de façon à :</p> <ul style="list-style-type: none">a) permettre une mise hors service ou un abandon en toute sécurité;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.
-----------------	--

¹ <http://www.oilandgasuk.co.uk>

1 – Conception – Généralités

Australie Occidentale	<p>En Australie Occidentale, divers règlements, exigences et documents techniques servent de référence. Le département des mines et du pétrole est responsable de la réglementation encadrant l'exploitation des ressources.²</p> <p>SOPEPR, 114 (1) L'exploitant doit veiller à ce que les activités soient effectuées de façon à prévenir ou, lorsque cela s'avère impossible, à minimiser tout effet néfaste pour l'environnement.</p> <p>(3) Un code de pratique environnementale approuvé relatif à la zone d'opérations qui présente les grandes lignes des procédures proposées pour :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) minimiser les risques pour la santé et le bien-être des personnes participantes aux activités et de l'ensemble de la population; b) protéger la faune, le bétail, la flore et les sites d'importance naturelle, historique ou culturelle; c) minimiser la perturbation de la surface terrestre. <p>SOPEPR 525) Toute mesure raisonnable doit être prise pendant l'exploitation d'un puits pour protéger les aquifères utilisables et potentiellement utilisables contre toute communication, fuite ou pollution.</p>
Texas	<p>La principale référence au Texas est le Texas Administrative Code (Titre 16 : Economic Regulation, Partie 1 : Railroad Commission of Texas (RCC), Chapitre 3 : Oil and gas division).</p> <p>Les puits terrestres (ou situés dans une baie) et les puits extracôtiers font l'objet de réglementation, notamment le règlement 3.13 de la RCC, inscrit au Texas Administrative Code.</p> <p>Baer T., (2013) Les étapes de conception et de construction d'un puits sont critiques pour calmer les inquiétudes concernant la migration souterraine d'éléments indésirables vers les nappes d'eau douce.</p> <p>Les organismes de réglementation doivent établir des exigences minimales pour garantir la protection des ressources d'eau douce, tout en se montrant flexibles et ouverts à l'innovation. Les objectifs de conception d'un puits sont :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) ancrer le tubage de façon sécuritaire pour bien contrôler le puits; b) isoler et colmater les nappes d'eau douce (1 000 mg de matières totales dissoutes par litre); c) isoler et colmater les zones productrices potentielles, les couches à pression anormales et les zones contenant des fluides de formation corrosifs pour prévenir la migration verticale de fluides derrière le tubage.

² www.dmp.wa.gov.au/shaleandtightgas

1 – Conception – Généralités

Dakota du Nord	<p>L'organisme chargé de la réglementation au Dakota du Nord est l'<i>Oil and Gas Division</i> du <i>Department of Mineral Resources</i> de la <i>North Dakota Industrial Commission</i> (NDIC).</p> <p>Les normes de l'<i>American Petroleum Institute</i> (API) et les réglementations fédérales se trouvant sur le site <i>Web North Dakota Energy Forum</i> ont servi de référence pour combler certaines lacunes des réglementations locales et d'État.</p> <p>API, HF1) Le dimensionnement d'un puits prévoit plusieurs mesures pour garantir la présence de barrières étanches qui empêcheront la migration des fluides et colmateront les couches à risque, notamment une bonne préparation avant forage, le retrait des boues, l'installation de tubage et le placement du ciment. Les matériaux utilisés lors des étapes d'installation du tubage et de cimentation sont importants, mais pas autant que le processus utilisé pour le placement du ciment.</p> <p>Le système de barrières doit absolument protéger les eaux souterraines et isoler les zones pétrolifères.</p>
Californie	<p>La <i>Division of Oil Gas and Geothermal Resources</i> (DOGGR) du <i>Department of Conservation</i> est l'organisme responsable des principales réglementations en Californie.</p> <p>Le <i>California Code of Regulations</i> distingue les concepts de puits terrestres et de puits extracôtiers et possède une réglementation spécifique à chacun d'eux. Le superviseur peut établir des règles spécifiques à tout champ pétrolifère ou gazier ou à une zone, un gisement ou une section précise d'un tel champ si les données géologiques et d'ingénierie des forages antérieurs qu'il a sous la main sont suffisantes³.</p> <p>CCR 1744) Chaque proposition de forage ou de reprise des activités d'un puits doit comprendre tous les renseignements exigés sur les formulaires de la DOGGR et le programme détaillé des travaux où figurent, le cas échéant, les plans concernant le tubage, la cimentation, les fluides de forage utilisés, les dispositifs anti-éruption prévus, la profondeur proposée du trou de forage, la position anticipée du croisement de chaque zone de complétion avec ce dernier, ainsi que la pression et la profondeur (réelle et mesurée) anticipées des formations géologiques, des gisements pétrolifères et gaziers et des nappes d'eau douce.</p> <p>Dosch M.W. and Hodgson S.F., (1997) Tout site de forage planifié dans un environnement où l'on trouve du H₂S doit être surdimensionné (plus grandes fosses, plus d'espace de manœuvre, etc.). L'espace additionnel offre plus de sécurité lors des activités sur le site de forage. Les voies d'accès au site lié au H₂S doivent pouvoir être barricadées en cas d'urgence.</p>

³ http://www.conservation.ca.gov/dog/field_rules/Pages/field_rules_index.aspx

1 – Conception – Distances séparatrices

Colombie-Britannique	<p>DPR, 5 (1) Si un puits ou une installation se trouve :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) à moins de 100 mètres de la limite naturelle d'un plan d'eau, ou 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>(2) Il est interdit à tout titulaire de permis de forer un puits à moins de :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) 40 mètres de l'emprise d'une route ou d'un service public; b) 100 mètres d'un édifice, d'une installation ou d'ouvrages permanents; c) 100 mètres d'un lieu public; d) 100 mètres d'un emplacement réservé aux fins de défense nationale.
Alberta	<p>2.110 (1) Il est interdit de forer un puits à n'importe quel endroit situé à moins de :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) 100 mètres de tout ouvrage d'amélioration de la surface autre qu'une route arpentée ou l'emprise d'une route; 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>2.120(1) Nul ne peut :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) forer un puits, ou encore engendrer ou autoriser le forage d'un puits; 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.

1 – Conception – Distances séparatrices	
Ontario	<p>3.1.1) Aires de forage restreint</p> <p>Nul ne peut forer un puits dont l'emplacement à la surface est situé :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) à moins de 50 mètres d'une ligne à haute tension, d'une emprise routière, d'une voie ferrée, d'un pipeline de transport ou de toute emprise d'un service public; b) à moins de 75 mètres d'une habitation, d'un établissement agricole, commercial ou industriel, d'une école, d'une église ou d'un lieu de rassemblement public; c) sur la terre, à moins de 100 mètres du littoral des Grands Lacs, y compris les cours d'eau les reliant, et à moins de 30 mètres d'un lac, d'une rivière, d'un ruisseau ou d'un drain municipal; d) sur les zones submergées du lac Érié; <ul style="list-style-type: none"> i) à moins de 800 mètres du littoral; ii) à moins de 800 mètres de la frontière.
Nouveau-Brunswick	<p>9.9) 500 mètres d'une école et d'un hôpital</p> <p>9.11) 250 mètres d'un logement</p> <p>9.8) 100 mètres d'un cours d'eau ou milieu humide réglementé</p> <p>9.9) 250 à 500 mètres d'une prise d'eau publique</p>

1 – Conception – Distances séparatrices

New York	<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> <ol style="list-style-type: none"> 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; 2) 152 mètres (500 pi) d'une habitation occupée ou d'un lieu de rassemblement; 3) sur le territoire d'un aquifère primaire et à moins de 152 mètres (500 pi) de sa limite naturelle; 4) à l'intérieur d'une limite de crue centennale; 5) à moins de 610 mètres (2 000 pi) d'un service d'eau public. <p>Toutes les distances indiquées ci-dessus sont mesurées à partir du coin le plus rapproché de la plateforme d'exploitation.</p> <p>750-3.3) Les plateformes d'exploitation destinées à des activités de fracturation hydraulique massive sont interdites :</p> <ol style="list-style-type: none"> 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; 2) à moins de 152 mètres (500 pi) d'un aquifère primaire; 3) à l'intérieur d'une limite de crue centennale; 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); 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; 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 cultures.
----------	--

1 – Conception – Distances séparatrices

Pennsylvanie	<p>Act. 13, Partie 3215) Il est interdit de forer un puits à moins de 61 mètres (200 pi) ou, dans le cas d'un puits de gaz non conventionnel, à moins de 152 mètres (500 pi) d'un édifice ou d'un puits d'eau, distance mesurée à l'horizontale à partir du trou de forage vertical.</p> <p>Il est interdit de forer un puits de gaz non conventionnel à moins de 305 mètres (1 000 pi) d'un puits d'eau, d'une prise d'eau de surface, d'un réservoir ou de tout autre point d'approvisionnement en eau potable utilisé par un fournisseur d'eau sans le consentement écrit préalable dudit fournisseur, la distance étant mesurée à l'horizontale à partir du trou de forage vertical.</p> <p>(3) Il est interdit de forer un puits de gaz non conventionnel dans les 91 mètres (300 pi) à partir du trou vertical ou 30 mètres (100 pi) à partir de la limite de l'emplacement de forage, selon la distance la plus longue mesurée à l'horizontale d'un cours, d'une source ou d'un plan d'eau marqué d'une ligne bleue continue [par le United States Geological Survey] ou d'un milieu humide de plus d'un acre.</p> <p>Mesures de protection supplémentaires – Le ministère peut instaurer des mesures de protection supplémentaires concernant le stockage des matières et produits chimiques dangereux utilisés ou destinés à l'être sur le site de forage d'un puits de gaz non conventionnel situé à moins de 229 mètres (750 pi) d'un cours, d'une source ou d'un plan d'eau marqué d'une ligne bleue continue [par le United States Geological Survey].</p>
--------------	---

1 – Conception – Distances séparatrices

Norvège	<p>D-010 5.7.1) Il faut effectuer un relevé de terrain et interpréter les données recueillies pour déterminer la profondeur de l'eau, le relief du fond marin et les risques en sous surface aux endroits prévus pour le forage du puits et les puits de décompression. Ce relevé peut être réalisé à l'aide de matériel sonar et d'observations visuelles directes. Il convient d'évaluer la topographie et les capacités d'ancrage du fond marin ainsi que la présence de rochers, de câbles, de pipelines et autres obstructions.</p> <p>Il convient de choisir l'emplacement là où les risques associés aux gaz peu profonds sont acceptables.</p> <p>5.7.2.3) Certaines contraintes opérationnelles s'appliquent à l'emplacement d'un puits de gaz peu profond :</p> <p>a) dans la mesure du possible, le puits doit être déplacé si le gaz peu profond présente un risque élevé.</p> <p>5.7.4) Calculer la distance minimale de séparation entre deux puits (le puits foré et un puits avoisinant) au moyen d'un modèle géométrique.</p> <p>Il faut concevoir un modèle capable de quantifier les incertitudes. La probabilité que le trou de forage se situe entre les ellipses d'incertitude doit dépasser 95 %.</p> <p>Le facteur de séparation FS dépend de la distance D entre le centre des deux puits, du rayon elliptique E_r du puits foré, du rayon elliptique E_o du puits avoisinant, du rayon de la tige de forage R_r et du rayon du tubage du puits avoisinant R_o : $SF = D / (E_r + E_o + R_r + R_o)$. On doit prendre certaines mesures si le facteur de séparation non dimensionnel $SF < 1$.</p> <p>Le modèle géométrique proposé par la norme NORSOK D-10 est mentionné par Sawaryn et coll. (2012), qui propose des équations explicites additionnelles.</p> <p>Toutes les réserves de pétrole de la Norvège sont situées dans le plateau continental norvégien et reliées par un réseau complexe de pipelines sous-marins⁴. Pour cette raison, la norme ne mentionne aucune distance minimale entre un puits et les plans d'eau terrestres et souterrains ou les infrastructures.</p> <p>Lors de la sélection du tracé d'un pipeline, il faut tenir compte de la sécurité du public et du personnel, de la protection de l'environnement et de la probabilité d'endommager le tuyau ou d'autres installations. La distance minimale à respecter est en fonction des déflexions anticipées, des effets hydrodynamiques et de l'évaluation des risques. Une distance verticale minimale de 0,3 mètre doit séparer deux pipelines qui se croisent⁵.</p>
---------	--

⁴ EIA U.S. Energy Information Administration, 2012. Norway. Report. 9 pages.

⁵ Det Norske Veritas, DNV-OS-F101 Offshore standard, 2010. Submarine pipeline systems. Section B 105.

1 – Conception – Distances séparatrices

Royaume-Uni	<p>G3, p. 34, Ministère de l'Énergie et du Changement climatique (2013) 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.</p> <p>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>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 installations et droits de passage externes.</p> <p>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 %.</p> <p>Le FS décrit dans la norme NORSOK D-010 est utilisé au Royaume-Uni.</p>
Australie Occidentale	<p>PGER, 16 (1) [...] ne peut accéder aux terres auxquelles s'applique le présent article pour :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) faire de l'exploration d'hydrocarbures; b) s'adonner à des activités de récupération d'hydrocarbures sans le consentement écrit du propriétaire ou des fiduciaires. <p>(1a) Le présent article s'applique aux terres visées par le permis, la concession de forage.</p> <ul style="list-style-type: none"> a) constituant une propriété privée d'une superficie de plus de 2 000 m² ; b) utilisées comme cimetière ou lieu de sépulture; c) situées à moins de 150 mètres d'un cimetière ou d'un lieu de sépulture, d'un réservoir ou d'une construction considérable. <p>Le terme « réservoir » désigne une structure naturelle ou artificielle de stockage ou d'accumulation d'eau, une source, un barrage, un puits foré et un puits artésien.</p> <p>SOPER 505) Il est interdit de forer un puits à moins de 75 mètres d'une voie ferrée, d'un pipeline, d'une canalisation, d'une ligne à haute tension ou d'un service public sans l'autorisation du directeur.</p>

1 – Conception – Distances séparatrices

Texas	<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>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>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>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>En mai 2012, le <i>Dallas Gas Drilling Task Force</i> recommandait une distance minimale de 300 mètres entre une propriété et la limite d'un site de forage.</p>
-------	---

1 – Conception – Distances séparatrices

Dakota du Nord	<p>CGOR 38-08-05) Le demandeur d'un permis de forage doit aviser le propriétaire de toute habitation occupée en permanence située dans un rayon de 402 mètres du puits de gaz ou de pétrole proposé.</p> <p>La NIDC ne peut délivrer un permis de forage pour un puits situé dans un rayon de 150 mètres d'une habitation occupée. Certaines conditions peuvent s'appliquer à tout permis de forage délivré par la commission d'un puits situé dans un rayon de 300 mètres d'une habitation occupée.</p> <p>OGC 43-02-03-18) Pour les puits de pétrole verticaux ou directionnels :</p> <ul style="list-style-type: none">a) la limite de densité est établie à 40 acres pour les puits de pétrole dont le forage ne dépasse pas ou ne prévoit pas dépasser la formation de Mission Canyon (FCM), à 160 acres pour ceux qui prévoient dépasser la FCM et à 160 acres pour les puits de gaz;b) la distance linéaire ne doit pas être inférieure à 150 mètres à partir de la limite de l'unité d'implantation de forage de 40 acres (160 acres dans le cas des puits de gaz)... Pour les puits horizontaux : égale ou supérieure à 150 mètres de la limite de l'unité d'implantation de forage de 320 acres dans le cas d'un puits dont la profondeur n'atteint pas la FCM ou de 640 acres dans celui d'un puits dont la profondeur dépasse la FCM. <p>Tout puits foré dans un rayon d'un mille d'un champ établi doit respecter les exigences de ce champ en matière d'espacement, sauf s'il est apparent que le puits ne produira pas à partir du même bassin de ressources.</p> <p>Les sites et les installations de forage ne doivent pas se situer sur un plan d'eau ou dangereusement près, ni en bloquer l'écoulement naturel.</p>
-------------------	--

1 – Conception – Distances séparatrices	
Californie	<p>CL 3600) Tout puits de gaz ou de pétrole est une nuisance publique s'il se situe à moins de 30 mètres de la limite de la parcelle de terre sur laquelle il a été foré, à moins de 30 mètres d'une voie publique ou à moins de 46 mètres d'un puits de pétrole ou de gaz en production, d'un puits jusque-là en production ou d'un puits capable de produire du gaz ou du pétrole, mais pas en production actuellement.</p> <p>CL 3602) Un puits peut être foré sur chaque acre d'une parcelle de terre considérée étroite (≥ 1 acre et < 75 mètres de largeur) si la position des puits à la surface est aussi éloignée des limites latérales de la parcelle que la configuration de celle-ci et les améliorations à celle-ci l'y autorisent.</p> <p>CL 3606) La position d'un puits à la surface, mesurée à partir du centre de son trou de forage, ne doit pas se trouver à moins de 7,5 mètres de la limite de la surface de la propriété sur laquelle le puits se situe ou d'une voie publique. L'intervalle de production d'un tel puits ne doit pas se situer à moins de 23 mètres de la limite de la parcelle de terre sur laquelle ledit intervalle est foré et à moins de 46 mètres, mesurés horizontalement sur le même étage, de l'intervalle de production d'un autre puits produisant ou capable de produire du pétrole ou du gaz.</p> <p>Si la largeur de la parcelle de terre est inférieure à 46 mètres, l'intervalle de production d'un tel puits doit se trouver aussi loin que possible des limites latérales de la propriété.</p> <p>CCR 1720 a) Un puits critique est un puits situé à moins de :</p> <ul style="list-style-type: none"> c) 91 mètres de toute piste d'atterrissage ou de tout bâtiment destiné à l'occupation humaine et non essentiel à l'exploitation du puits; d) 30 mètres d'une voie publique, du rail le plus près d'une voie ferrée, de tout cours d'eau navigable ou toute voie maritime submergée en permanence, de toute installation récréative publique, de toute zone où la densité de population est périodiquement élevée ou de toute réserve faunique reconnue.

1 – Conception – Étude avant-projet	
Colombie-Britannique	<p>EPR 10) Pour les opérations au-dessus des aquifères, l'exploitant doit s'assurer que l'activité ne cause aucun effet néfaste sur la qualité, la quantité et l'écoulement des eaux.</p> <p>DPR 39 9) Pour chaque puits ou installation, l'exploitant d'un puits doit :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) élaborer et tenir à jour un plan d'intervention d'urgence (PIU) approprié; b) soumettre un plan d'intervention à la commission avant le début de l'exploitation du puits ou de l'installation; c) intervenir en cas d'urgence au puits ou à l'installation, conformément au PIU.

1 – Conception – Étude avant-projet	
Alberta	<p>8.002 1) L'exploitant d'un puits ou d'une installation doit élaborer un PIU d'entreprise conformément à la Directive 071.</p> <p>8.052 1) L'exploitant d'un puits ou d'une installation doit :</p> <p>a) préparer un plan d'intervention en cas de déversement.</p> <p>8.129 7) Avant de présenter une demande de licence de puits, l'exploitant d'un puits doit :</p> <p>a) faire une recherche dans les dossiers touchant les puits de limite pour déterminer la pression maximale des pores et les problèmes qui pourraient survenir pendant le forage du puits proposé;</p> <p>b) prendre en compte l'information déterminée au point a) dans la conception du puits.</p>
Ontario	<p>3.1 (b) Planifier et effectuer un programme de tubages et de cimentation du puits pour protéger toutes les formations renfermant de l'eau douce et toutes les formations contenant potentiellement du pétrole ou du gaz qui seront traversés lors des opérations et pour prévenir la migration de pétrole, gaz ou d'eau d'une formation à une autre.</p>
Nouveau-Brunswick	<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.</p> <p>3.2) Préparer une évaluation de la capacité de la zone tampon à agir comme une couche encaissante et à contenir le traitement de fracturation hydraulique.</p>
New York	<p>560.3 (proposition) 2) Profondeur maximale et altitude estimées d'eau douce potentielle, ainsi que les bases sur lesquelles ces estimations se fondent (renseignements sur les puits d'eau, sur les autres types de puits, sur les forages antérieurs de la plateforme d'exploitation, rapports publics ou privés ou autres sources approuvées par le ministère);</p> <p>560.5 a) Élaborer un plan d'intervention d'urgence et le conserver sur place pendant toute la durée de l'exploitation, du forage par battage jusqu'à la complétion du puits.</p> <p>560.5 d) Analyse de l'eau de puits et de source :</p> <p>1) avant toute perturbation du site, pour toute nouvelle plateforme d'exploitation ou tout nouveau forage par battage d'une plateforme d'exploitation existante, l'exploitant doit, à ses frais et avec la permission du propriétaire du terrain, faire tous les efforts raisonnables pour prélever des échantillons et les faire analyser, pour l'ensemble des puits d'eau résidentiel, sources domestiques, ainsi que des puits et des sources d'eau servant à l'alimentation en eau du bétail ou des cultures se trouvant à moins de 304,8 mètres (1 000 pi) de la plateforme d'exploitation.</p>

1 – Conception – Étude avant-projet	
Pennsylvanie	<p>78.52 a) pour justifier ses arguments selon lesquels la pollution d'une alimentation en eau existait avant le forage ou l'altération du puits, l'exploitant doit effectuer un sondage avant tout forage ou toute altération conformément au présent article.</p> <p>78.55 a) Un plan pour le contrôle et la disposition des fluides et résidus doit être élaboré.</p> <p>5) élaborer et mettre en application un plan d'intervention d'urgence.</p>
Norvège	<p>D-010, 5.7.2.2) Modèle d'évaluation des risques pour les gaz peu profonds — Les éléments suivants doivent être évalués pour déterminer la probabilité de la présence de gaz peu profond :</p> <p>a) présence de gaz peu profond dans les puits de limite pertinents et les formations qui seront traversées par le puits;</p> <p>b) présence d'une fermeture structurale séismale qui pourrait retenir du gaz peu profond.</p> <p>Un dimensionnement de puits en sous surface comprenant les objectifs, les prémisses, les exigences fonctionnelles et les hypothèses doit être préparé avant la planification.</p> <p>Une évaluation des risques liés à l'intégrité du puits, associés à l'exploitation prévue doit être effectuée.</p> <p>4.7.1) Préparation du programme d'activités</p> <p>Un programme d'activités doit être publié avant le commencement :</p> <p>a) des activités de forage.</p> <p>4.2.2) Il faut préparer un schéma des barrières de puits avant chaque activité ou opération dans le puits. Ce schéma doit comprendre un dessin sur lequel figurent les barrières de puits, les réservoirs et les autres sources de venues, la totalité des tubages (incluant leur ciment, leur taille et leur profondeur) ainsi qu'un champ servant à inscrire les renseignements importants concernant l'intégrité du puits, notamment les anomalies ou les exceptions.</p> <p>6.6.2) En déterminant la pression de conception, il faut considérer : la pression maximale des pores, la pression maximale requise avant de pouvoir activer les perforateurs de tubage, la pression d'esquiche maximale (la pression du tubage colmaté +70 bar). On doit tenir compte de la présence possible de H₂S lors de la sélection du matériel et des équipements utilisés en profondeur et en surface.</p> <p>4.3.4) On doit établir des scénarios de cas de charge statique et dynamique en ce qui a trait aux éléments de barrière de puits et à l'équipement critique installé ou utilisé dans le puits. Les charges doivent être calculées conformément aux critères d'acceptation et aux coefficients de sécurité minimaux et y être comparées. On doit estimer et évaluer les mouvements anticipés du puits.</p>

1 – Conception – Étude avant-projet

Royaume- Uni	<p>BSOR 7.1) un document a été préparé pour démontrer que les risques auxquels les personnes qui travaillent autour du trou de forage s'exposent, ont été évalués.</p> <p>DCR 14 1) L'exploitant d'un puits doit faire évaluer :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) la couche géologique et les formations ainsi que les fluides qu'elles contiennent et que le puits pourrait traverser; b) tout danger que ces couches et formations peuvent contenir. <p>WIG 4.8) La conception initiale du puits est influencée par les prédictions concernant la pression des pores et le gradient de fracturation. On utilise le gradient de fracturation estimé à chaque sabot de tubage (fuites de retour) pour définir le poids maximal de la boue pour la section subséquente.</p> <p>Lors de la conception du puits, on doit planifier des essais de pression après le forage des sabots de tubage de surface et en profondeur. Si la résistance de la formation est plus élevée que le poids planifié de la boue pour la section, on peut faire un essai d'intégrité de la formation.</p> <p>On utilise la tolérance aux venues de gaz (l'estimation du plus grand volume de venue pouvant circuler hors du puits) pour calculer la profondeur à laquelle on peut forer avant de devoir installer une nouvelle colonne de tubage. Chaque fois qu'on obtient les données sur la profondeur réelle du tubage et les résultats des essais de pression, on doit recalculer l'estimation de la tolérance aux venues de gaz.</p> <p>WIG 3.7) Des déviations au programme opérationnel du puits sont à prévoir en raison des incertitudes causées par l'environnement souterrain et les problèmes apparaissant lors des activités. Une procédure de gestion du changement doit être en place et couvrir la totalité du cycle de vie du puits, de sa conception initiale à son abandonnement final.</p> <p>WIG 4.2.1) La conception doit tenir compte des résultats d'une évaluation multidisciplinaire (géologique, géophysique, d'ingénierie du forage et des réservoirs) des conditions souterraines pour prévoir adéquatement les dangers que renferment la couche géologique et les fluides qu'elle contient.</p> <p>Shale gas well 5.5.5) Avant le forage, on doit prendre connaissance de l'historique des puits avoisinants (perte de retour en surface, mauvais nettoyage du trou...).</p>
Australie Occidentale	<p>PGER (E) R 6), stipule que toute activité pétrolière doit s'accompagner d'un plan environnemental approuvé.</p> <p>PGER(MS)R 5) Système de gestion de la sécurité (SGS)-</p> <p>Plan de gestion des activités du puits (Well Operations Management Plan — WOMP)</p> <p>Le plan doit démontrer que les impacts et les risques seront acceptables et que tous les risques seront continuellement réduits au plus faible qu'il est possible raisonnablement.</p>

1 – Conception – Étude avant-projet

Texas	<p>Vaught, J., (2001) Une étude sismique peut être réalisée pour déterminer la position, la profondeur et la taille des gisements potentiels. Les rapports de puits, l'historique de production des puits avoisinants et les horizons repères peuvent aussi contribuer à la découverte de nouveaux gisements.</p> <p>Kell S., (2011) La RRC exige que les exploitants de puits de gaz et de pétrole installent et cimentent des tubages de surface dépassant la plus profonde nappe d'eau utilisable, jusqu'à une profondeur déterminée par la Texas Commission on Environmental Quality (TCEQ) au moyen d'interprétations géologiques. Ces interprétations peuvent aussi exiger la protection des eaux souterraines de moindre qualité en fonction de leur possible connectivité hydrologique à une nappe d'eau utilisable.</p>
Dakota du Nord	<p>Le site de forage est sélectionné en fonction d'études sismiques, de levés gravimétriques, des données géologiques connues, de la topographie, de l'accessibilité du site et des exigences de concession.</p> <p>API HF 1) Chaque étude ou plan de puits s'accompagne de mesures d'urgence. Bien que rarement employées, ces mesures sont mises en place pour réduire, voire éliminer, les risques de défaillance imprévue et garantir la sécurité des personnes et de l'environnement.</p> <p>Avant tout forage, les exploitants doivent se renseigner sur l'historique des puits avoisinants pour savoir si les activités de cimentation ont connu des problèmes (perte de retour en surface, érosion irrégulière du trou de forage, mauvais nettoyage du trou, mauvais déplacement du ciment).</p>
Californie	<p>AI Chapter 4) Les études géologiques souterraines requises dépendent des renseignements obtenus des puits avoisinants. Dans les zones où les lits ne sont que très peu, voire pas exposés en surface et où très peu d'entre eux ont été forés, on peut carotter le sol, à un intervalle sélectionné, à une profondeur de plusieurs milliers de pieds. Le carottage, les diagraphies électriques, l'étude de fossiles, l'utilisation d'un magnétomètre et les études sismiques sont les principales techniques géophysiques de découverte de nouveaux gisements de pétrole et de gaz.</p> <p>CCR 1722 (c) L'exploitant d'une installation ou d'un groupe d'installations reliées doit avoir un plan d'urgence en cas de déversement.</p> <p>Pour certains puits critiques ou dont la pression est anormale, désignés par le superviseur en matière de pétrole et de gaz pour l'État, l'exploitant doit soumettre au <i>Division district deputy</i> concerné, pour approbation, un plan de contrôle et de prévention des éruptions comprenant des dispositions sur les tâches, la formation, la supervision et le calendrier de mise à l'essai de l'équipement et des exercices personnels.</p>

1 – Conception – Résistance des tubages	
Colombie-Britannique	<p>DPR 18 1) L'exploitant d'un puits doit s'assurer que le tubage 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.</p> <p>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 tubage 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 utilisés pour le tubage et le tube de production.</p>
Alberta	<p>Dir.010) 1.3) Assurer l'efficacité du tubage et des accessoires de tubage haute pression (ex. : outils par phase, garnitures d'étanchéité de tubage 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 tubage doit être fabriqué selon les spécifications minimales définies dans la norme API 5CT/ISO 11960. Le rendement du tubage doit satisfaire aux normes du Bulletin 5C2 d'API ou les dépasser.</p> <p>La pression nominale d'écrasement du tubage est réduite en cas de charge axiale et doit être calculée à l'aide des normes de la dernière 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 tubage lors de la mise en place des coins de retenue, essai de pression du tubage) 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.</p> <p>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>

1 – Conception – Résistance des tubages

Ontario	<p>3.5) Programme de conception de tubage</p> <p>Pour chaque étape des activités de forage, la conception du tubage doit tenir compte :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) du type de puits (ex. : acide, non corrosif, corrosif); b) de l'utilisation prévue du puits; c) de la durée de vie anticipée du puits; d) de l'emplacement et du régime d'écoulement de zones potentielles d'eau douce; e) des pressions d'éclatement et d'écrasement qui peuvent être exercées pendant les opérations de cimentation de la colonne de tubage; f) des pressions de formation potentielles qui pourraient être rencontrées pendant les activités de forage et de production ou d'injection subséquentes; g) de la charge de traction placée sur le corps et les accouplements du tubage pendant la pause et la cimentation, surtout si le tubage doit être alternatif; h) de la pression exercée sur l'intérieur du tubage pendant les tests de résistance à la pression et les stimulations de formation; i) du besoin de surépaisseur de corrosion si des fluides de formation corrosifs risquent d'être produits ou d'entrer en contact avec le tubage; m) de l'usure de l'intérieur de la colonne de tubage causée par la rotation de la tige de forage ou le mouvement du câble pendant les opérations de forage subséquentes, surtout pour les puits déviés ou horizontaux; n) de la nature temporaire ou permanente de l'installation du tubage. <p>3.8) conforme aux normes de l'API</p>
Nouveau-Brunswick	<p>2.2) L'exploitant est dans l'obligation d'installer un tubage en acier ou en acier allié pouvant supporter la tension, l'écrasement et l'éclatement. Le tubage 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 tubage 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 tubage doit à tout le moins satisfaire aux critères de conception précisés dans la dernière version de la Directive 010 de l'Alberta.</p> <p>L'exploitant devrait à tout le moins installer un tubage fabriqué selon les 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), le tubage technique TR5C3T (Technical Report on Equations and Calculations for Casing, Tubing, and Line Pipe Used as Casing) de l'API.</p> <p>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.</p>

1 – Conception – Résistance des tubages

<p align="center">New York</p>	<p>SPC 5) Le tubage doit consister soit en un tubage neuf de nuance API présentant une pression de rupture interne minimale de 12,4 MPa (1 800 psi), soit en un tubage 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 tubage doit résister aux pressions de formation ou de stimulation.</p>
<p align="center">Pennsylvanie</p>	<p>78.71</p> <p>a) L'exploitant doit doter le puits d'au moins une colonne de tubage d'une longueur cimentée et d'une résistance suffisantes pour attacher l'équipement de contrôle approprié au puits et prévenir les éruptions, les explosions, les incendies et les ruptures du tubage pendant l'installation, la complétion et l'exploitation.</p> <p>b) L'exploitant doit déterminer la quantité et le type de tubage et de ciment à installer conformément aux règles de prudence et d'ingénierie établies par l'industrie. Pour ce faire, l'exploitant doit tenir compte des éléments suivants :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) les pratiques locales qui ont été fructueuses pour des puits de même type; 2) la pression superficielle maximale anticipée; 3) la résistance à l'écrasement; 4) la résistance à la traction; 5) l'environnement chimique; 6) le risque de dommages mécaniques; 7) les normes de fabrication, notamment celles de l'American Petroleum Institute ou les spécifications équivalentes. <p>78.84) L'exploitant doit installer un tubage capable de résister aux effets de tension et de prévenir les fuites, les explosions et les effondrements durant son installation, la cimentation, les forages ultérieurs et les activités de production.</p>

1 – Conception – Résistance des tubages

D 010, 4.3.4) Les calculs probabilistes des coefficients de sécurité des charges (de rupture, d'affaissement, longitudinales et tridimensionnelles) ne doivent pas révéler une probabilité de défaillance égale ou supérieure à $10^{-3,5}$.

4.3.5) Le travail de conception doit se fonder sur le principe de déformation élastique (ne s'applique pas au matériau destiné à une déformation au-delà des limites élastiques, ex. : composantes extensibles). Les limites d'utilisation permises d'un tubage ou d'un matériel tubulaire doivent être définies par l'aire de l'enveloppe de rendement commune délimitée par les intersections :

- a) de l'ellipse « de von Mises »;
- b) des formules pour l'éclatement, l'écrasement et les contraintes axiales selon l'ISO/TR 10400:2007 ou la 1^{ère} édition de décembre 2008 de l'API TR 5C3;
- c) de la capacité des raccordements des tubages.

4.3.6) Des coefficients de sécurité ou autres critères d'acceptation équivalents doivent être établis pour :

- a) les charges d'éclatement; (1,10)
- b) les charges d'écrasement; (1,10)
- c) les charges axiales; (1,25)
- d) les charges triaxiales; (1,25)

Norvège

Les coefficients de sécurité s'appliquent au corps du tubage et aux raccords. Le calcul du coefficient de sécurité doit tenir compte de tous les facteurs applicables qui influencent le rendement des matériaux, en particulier la tolérance de fabrication sur l'épaisseur de la paroi, la corrosion et l'usure du matériel tubulaire pour la durée de vie du puits. Les coefficients de sécurité suivants doivent être utilisés.

Si les hydrocarbures ne peuvent être éliminés dans la section subséquente, la pression de conception de la section doit être calculée pour un puits plein de gaz selon la profondeur totale de la section et la pression maximale des pores dans les limites de la pression de fuite du sabot précédent. Une marge de neutralisation doit être incluse.

Des scénarios de cas de charge statique et dynamique en ce qui a trait aux éléments de barrière de puits et à l'équipement critique installés ou utilisés dans le puits doivent être établis. Les calculs de conception doivent être effectués par du personnel qualifié, à l'aide d'un logiciel reconnu par l'industrie. Les charges doivent être calculées conformément aux critères d'acceptation et aux coefficients de sécurité minimaux et y être comparées.

Les mouvements anticipés du puits doivent être estimés et évalués (expansion de la tête de puits).

Pour les essais de puits, un coefficient de sécurité de 1,50 doit être utilisé pour tenir compte du retrait de la garniture d'étanchéité à la fin de l'essai.

4.3.7) Les principales composantes (tubage initial, équipements de raccordement, tubage partiel) qui assurent l'intégrité structurale du puits pendant sa vie utile doivent être évaluées en ce qui concerne les charges, l'usure et la corrosion.

1 – Conception – Résistance des tubages

Norvège (suite)	<p>5.6.5) Le tubage initial doit être conçu de manière à fournir un support structural suffisant pour la tête du puits, le matériel tubulaire et l'équipement (ex. : XT, BOP, l'équipement de fermeture de puits) installés pendant la durée de vie prévue du puits. Une analyse doit être effectuée pour confirmer la capacité du tubage initial à résister aux charges auxquelles il peut être exposé.</p> <p>L'analyse devrait à tout le moins couvrir :</p> <ul style="list-style-type: none">a) les conditions météorologiques les plus sévères;b) les vibrations induites par vortex;c) la fatigue;d) la corrosion;e) les salissures.
--------------------	---

1 – Conception – Résistance des tubages

Royaume-Uni	<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> <ul style="list-style-type: none">a) être mis hors service ou abandonné en toute sécurité;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>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> <ul style="list-style-type: none">a) préviennent, dans la mesure du possible, tout écoulement imprévu de fluides hors du puits;b) minimise les risques que présente le puits, ses déblais et ceux des strates explorées pour la santé et la sécurité des personnes. <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.</p> <p>Les tubages de production et de surface, initiaux et intermédiaires, sont décrits séparément. La conception, la fabrication, l'inspection et la mise à l'essai des tubages 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 tubages 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 Écrasement : 1 Tension : 1,3 Effort triaxial : 1,25</p>
-------------	--

1 – Conception – Résistance des tubages

Australie Occidentale	<p>SOPEPR 503, c) Tubage de puits, tube de production et tige de forage, API Spec 5CT, <i>Specification for Casing, Tubing and Drill Pipe</i>;</p> <p>506) La conception et l'installation de colonnes de tubage doit tenir compte de la résistance connue ou prévue de la formation, des pressions connues ou prévues du fluide interstitiel de la formation et des densités des fluides de forage programmés et des paramètres de résistance maximaux utilisés dans la conception de colonnes de tubage doivent être ceux indiqués comme paramètres de résistance minimaux dans le Bull. 5C2, <i>Bulletin on Performance Properties of Casing Tubing and Drill Pipe</i> de l'API. Les colonnes de tubage et les tubages partiels doivent supporter toutes les pressions d'écrasement et d'éclatement, les efforts de tension, les températures et les environnements prévus et susceptibles d'être rencontrés.</p> <p>SOPEPR 506 (2) Les colonnes de tubage doivent être installées et cimentées aux profondeurs approximatives de pose en puits spécifiées dans le programme de forage et toute variation des profondeurs de pose en puits prescrite doit être transmise au directeur avant l'installation du tubage.</p>
Texas	<p>Rule 3.13. 4-A) Tout tubage 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 tubage à la place de l'essai de résistance à la pression hydrostatique. Seuls les tubages 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 tubage 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 tubage 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 tubage 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 tubage à partir de la surface.</p>

1 – Conception – Résistance des tubages

Dakota du Nord	<p>OGC 43-02-03-21) Seul un tubage neuf ou ré-usiné ayant été mis à l'essai à une pression de 6 900 kPa peut être utilisé pour un tubage de surface. Un tel tubage doit rester sous pression jusqu'à ce que le ciment de fond ait atteint une résistance à la compression d'au moins 3 450 kPa.</p> <p>Seul un tubage neuf ou ré-usiné ayant été mis à l'essai à une pression de 13 800 kPa peut être utilisé pour un tubage de production ou intermédiaire. Un tel tubage doit rester sous pression jusqu'à ce que le ciment de fond ait atteint une résistance à la compression d'au moins 3 450 kPa.</p> <p>API HF 1) Le tubage doit résister aux forces de compression, d'extension et de courbure qu'il subira lors de son insertion dans le trou de forage et aux pressions de collage et de rupture qui s'exerceront lors des différentes phases de la vie du puits. Pendant la cimentation, le tubage doit résister aux forces hydrostatiques exercées par la colonne de ciment, après quoi il devra résister aux pressions de collage de certaines formations souterraines. Ces pressions existent indépendamment de la présence d'hydrocarbures. Puisque les colonnes de tubage en acier assurent une bonne isolation des différentes zones et l'intégrité du trou de forage, leur conception est une étape essentielle à la réussite du puits.</p>
Californie	<p>PRC04. 1722.2.) Tout puits doit avoir un tubage conçu pour servir d'ancrage à l'équipement anti-éruption et protéger les nappes d'eau douce, de gaz et de pétrole en isolant les fluides. Toute colonne de tubage doit être conçue pour résister aux pressions et aux forces de collage, d'éclatement et d'extension, selon le bon coefficient de sécurité, afin de garantir une exploitation sécuritaire du puits.</p> <p>PRC04. 1722.3) Un tubage intermédiaire peut être requis pour protéger les nappes d'eau douce ou les gisements pétrolifères et gaziers et pour colmater les zones de pressions élevées, de perte de circulation ou d'autres dangers liés au forage. On doit vérifier l'étanchéité du tubage de production à la demande de la DOGGR pour s'assurer qu'aucun fluide ne s'écoule au-dessus des zones de production. Un inspecteur de la <i>Division</i> peut assister à la vérification.</p> <p>PRC04. 1744.2) L'appellation qu'utilise la DOGGR pour les différentes colonnes de tubage ne correspond pas toujours à celle qu'emploie le gouvernement fédéral pour les puits forés dans la zone externe du plateau continental.</p> <p>Un tubage de protection doit être installé si les conditions du puits l'exigent, notamment la perte de circulation et les pressions anormales. Si la colonne de production n'atteint pas la surface, on doit cimenter l'espace entre le tube de production et le tubage suivant et le mettre à l'essai comme s'il s'agissait du tubage de protection.</p>

1 – Conception – Diamètres des tubages									
Colombie-Britannique	<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 tubage 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>								
Alberta	<p>Dir. 009 3.1 Tubage initial</p> <p>c) Le diamètre du trou doit être supérieur d'au moins 100 mm plus large à celui du tubage.</p>								
Ontario	<p>3.5</p> <p>j) Le diamètre interne décalé du tubage par rapport au diamètre extérieur de la foreuse doit être utilisé pour les forages subséquents;</p> <p>k) la diminution de la résistance de l'accouplement de tubage causée par les forces de flexion dans des puits déviés ou horizontaux;</p> <p>3.5.3) L'exploitant doit concevoir le tubage de puits de manière à ce que l'espace annulaire entre les tubages soit d'au moins 12 mm pour les puits forés au câble et d'au moins 25 mm pour les puits de forage rotatif, mesuré du diamètre intérieur du tubage externe au diamètre extérieur du tubage interne.</p> <p>3.5.2) (dimensions en mm du diamètre extérieur)</p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: left; width: 30%;">Tubage</th> <th style="text-align: left;">Trou</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>≤ 177,8</td> <td>tubage + 38,1</td> </tr> <tr> <td>> 177,8</td> <td>tubage + 50,8</td> </tr> <tr> <td>> 273,05</td> <td>tubage + 76,2</td> </tr> </tbody> </table>	Tubage	Trou	≤ 177,8	tubage + 38,1	> 177,8	tubage + 50,8	> 273,05	tubage + 76,2
Tubage	Trou								
≤ 177,8	tubage + 38,1								
> 177,8	tubage + 50,8								
> 273,05	tubage + 76,2								
Nouveau-Brunswick	<p>2.12) Le diamètre du trou de forage doit être supérieur d'au moins 100 mm à celui du tubage de surface.</p>								

1 – Conception – Diamètres des tubages

New York	<p>SPC 5) Il faut une différence d'au moins 63,5 mm (2,5 po) entre le diamètre du trou et celui du tubage (à l'exclusion des raccords) ou le jeu spécifié dans les pratiques du département en matière de tubage et de cimentation, s'il est supérieur.</p> <p>C&C P 1). Le diamètre du trou du tubage de surface foré doit être suffisamment large pour laisser passer les centreurs dans les diamètres de trous recommandés (tailles en mm) :</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th>Centreur</th> <th>Trous</th> <th>Jeu min</th> </tr> </thead> <tbody> <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> </tbody> </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
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																							
Pennsylvanie	78.83) Il doit y avoir une distance minimale de 25,4 mm entre le diamètre du trou de forage et celui du joint de tubage ou de l'accouplement de tubage																								
Norvège	<p>D-010 15.22</p> <p>c) Effets du différentiel de pression hydrostatique du tubage intérieur et extérieur et de la pression manométrique de la boue pendant le pompage et la perte de pression hydrostatique avant la prise du ciment;</p> <p>d) le risque de pertes de circulation et de mesures d'atténuation pendant la cimentation.</p> <p>B. Torbergsen & All (2012) Le programme de tubage typique d'un puits extracôtier prévoit un trou de 914 mm dans lequel on installe un tubage initial de 762 mm servant à isoler le puits des zones à surface non consolidée. On fore ensuite une section de trou de 660 mm dans laquelle on insère un tubage de 508 mm que l'on cimente et que l'on branche à la tête de puits. La section de trou suivante a un diamètre de 445 mm et accueille un tubage de 340 mm. On utilise ensuite une tige de 311 mm pour forer la section du trou dans laquelle sera placé le tubage de production de 244,5 mm. Finalement, on utilise une tige de 216 mm pour forer la section dans laquelle sera placée la colonne de tubage de 177,8 mm, qui est habituellement un tubage partiel.</p> <p>D-010, 5.7.2.2) Dans les zones gazières peu profondes où on anticipe une pression anormale, le trou de guidage (pilot hole) foré ne doit pas dépasser 311 mm.</p>																								

1 – Conception – Diamètres des tubages	
Royaume- Uni	<p>WIG : 4.5.1) Prévenir l'élargissement de sections de puits durant le forage.</p> <p>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.</p> <p>WIG 4.3.4) Les diagrammes de puits contiennent un exemple du diamètre des tubages initial et de surface : un tubage initial de 762 mm pour les puits forés à partir d'une plateforme, les puits sur plateforme autoélevatrice et les puits sous-marins, et un diamètre de 508 mm pour les puits terrestres. Selon le type de puits, le tubage de surface indiqué a un diamètre de 508 mm, 340 mm ou 473 mm.</p>
Australie Occidentale	<p>Basé sur API Standard 65 part 2. Selon cette référence, l'espace annulaire requis entre le trou et le tubage est déterminé par une modélisation des écoulements tenant compte notamment : des propriétés rhéologiques de la pâte de ciment, de la pression de la pompe, de la présence de centreurs et de la résistance à la fracturation de la formation.</p>
Texas	<p>Rule 3.13. 3) Le diamètre du trou de forage dans lequel sera installé et cimenté un tubage doit être 1,5 pouces plus grand que le diamètre de conception dudit tubage, sauf sur approbation du <i>district director</i>. Le diamètre des sections du trou de forage dans lesquelles seront installées et cimentées des colonnes de tubage subséquentes doit être 1 pouce plus grand que le diamètre de conception dudit tubage, sauf sur approbation du <i>district director</i>. Le <i>district director</i> 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 tubages non essentiels.</p>
Dakota du Nord	<p>Holweger, T.L (2012) Les diamètres suivants sont caractéristiques d'un puits horizontal typique : un trou de forage de 343 mm avec un tubage de surface de 244,5 mm, un trou de 222,3 mm avec un tubage intermédiaire de 177,8 mm et, finalement, un tubage partiel de 114,3 mm.</p>
Californie	<p>Form OG 105) La dimension des tubages doit apparaître sur le formulaire de la DOGGR approprié, à la section « Plan des tubages proposés ».</p>

1 – Conception – Tubage initial	
Colombie- Britannique	<p>IRP 5, 5.1.1.1) Le tubage 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.

1 – Conception – Tubage initial

Alberta	<p>Dir 008), 5 S'il est requis pour le contrôle du puits, le tubage initial doit être introduit à une profondeur se situant entre 20 et 30 mètres, dans une zone compétente.</p> <p>La présence d'un tubage initial ne remplace pas la nécessité d'un tubage de surface, à moins que les exigences relatives à l'exemption de tubage de surface ne soient respectées (voir Section 3).</p> <p>Les tubages initiaux enfoncés à plus de 30 mètres (afin d'atteindre une zone compétente) sont considérés comme des tubages de surface et doivent répondre à toutes les exigences réglementaires qui leur sont associées.</p> <p>Dir. 009) Être cimenté sur toute sa longueur au moyen de la méthode de circulation .</p>
Ontario	<p>3.10) Un tubage initial doit être installé en cas de présence d'eau près de la surface.</p> <p>3.10.1) Tubage initial pour outils de forage au câble.</p> <p>L'exploitant d'un puits foré à l'aide d'outils de forage au câble doit :</p> <ol style="list-style-type: none"> a) s'assurer que le poids et la qualité du tubage initial suffisent pour supporter la force de poussée sur le substrat rocheux; b) après l'enfoncement du tubage initial, veiller à ce que le trou soit curé et surveillé pendant au moins 15 minutes pour assurer que le flux d'eau douce a bien été coupé avant la reprise du forage; c) si le tubage initial n'a pas arrêté le flux d'eau à l'intérieur du trou de forage, injecter du ciment sous pression pour isoler les zones d'eau douce; d) ne pas récupérer le tubage initial avant la cimentation de la colonne de tubage suivante.
Nouveau-Brunswick	<p>2.6) L'exploitant doit effectuer l'installation du tubage 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.</p> <p>Si on se sert d'un tubage 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 (<i>Drilling Blowout Prevention Requirements and Procedures</i>) de l'Energy Resources Conservation Board (ERCB) de l'Alberta.</p>
New York	<p>SPC 4) Si un tubage 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 tubage 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>

1 – Conception – Tubage initial	
Pennsylvanie	<p>§ 78.82) L'exploitant qui installe un tubage initial dans un puits doit le laisser en place. Le tubage initial doit être installé de manière à prévenir l'infiltration sous la surface d'eau ou de fluides de surface, soit en enfonçant le tubage ou en le cimentant du siège à la surface. Le tubage initial doit être en acier à moins que l'utilisation d'un autre matériau ne soit approuvée par le Département.</p>
Norvège	<p>B. Torbergsen & all (2012) On installe habituellement le tubage initial à une profondeur de 50 à 80 mètres sous le fond marin. La profondeur de pose en puits du tubage est fonction de la géologie, de la pression de rupture ou des pores de la formation et de la pression de fracturation.</p>
Royaume-Uni	<p>WIG 4.3.5) Supporter structurellement le BOP et l'arbre de Noël.</p> <p>Résister à toutes les charges pendant sa durée de vie, y compris la charge excentrée pendant le forage et après la complétion des travaux.</p> <p>Pour un trou foré, le ciment devrait affleurer la surface.</p>
Australie Occidentale	<p>SOPEPR 505) Le tubage initial doit être installé de manière à protéger le puits et l'équipement contre l'instabilité de la formation superficielle et permettre la circulation du fluide de forage du puits avant l'installation du tubage de surface.</p> <p>8) La conception du tubage initial ou de la colonne de tubage de surface doit tenir compte du support d'autres colonnes de tubage et du bloc d'obturation de puits.</p>
Californie	<p>PRC04. 1722.3 (d) La profondeur maximale du tubage initial d'un puits terrestre est de 30 mètres.</p> <p>PRC04. 1744.2 (b, c, d) Pour les puits extracôtiers, le tubage initial peut être installé à une profondeur approximative de 30 mètres.</p>

1 – Conception – Tubage de surface	
Colombie-Britannique	<p>DPR 18 3) L'exploitant d'un puits doit s'assurer que le tubage de surface du puits satisfait aux exigences suivantes :</p> <p>a) le tubage 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;</p> <p>IRP 5, 5.1.1.1) Le tubage de surface, si requis, est installé de manière à isoler la partie supérieure du puits et à la protéger.</p> <p>L'eau souterraine utilisable se définit comme une eau souterraine qui : satisfait aux <i>Recommandations pour la qualité de l'eau potable au Canada</i> ou aux <i>Recommandations canadiennes pour la qualité des eaux : protection des utilisations de l'eau à des fins agricoles</i>, à savoir qu'elle peut être traitée sans engendrer de coûts excessifs.</p> <p>Les tubages de surface doivent également être enfoncés à 25 mètres dans une formation compétente et à une profondeur suffisante pour supporter le bloc obturateur.</p>
Alberta	<p>6.080 (2) L'exploitant d'un puits doit installer un tubage de surface :</p> <p>4) si la profondeur du tubage de surface est inférieure à :</p> <p>a) 180 mètres;</p> <p>b) la profondeur du seuil de protection des eaux souterraines, la colonne de tubage subséquente au tubage de surface doivent être cimentées sur toute la longueur.</p> <p>Dir. 8) La profondeur du tubage 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 tubage de surface doit être installé à au moins 10 % de la profondeur verticale réelle indépendamment de la pression prévue (sauf si le tubage de surface fait l'objet d'une dérogation ou d'une réduction).</p> <p>Cette dernière convient aux puits forés dans des zones où un tubage de surface doit être installé directement au-dessus d'une zone à problème afin d'obtenir une cimentation à haute résistance du tubage de surface.</p> <p>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>

1 – Conception – Tubage de surface

Ontario	<p>3.11) Forage du trou pour colonne de tubage — tubage et cimentation</p> <p>Le tubage de surface et le ciment doivent :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) isoler et protéger de façon permanente toutes les sources d'eau potable des fluides non potables contenus dans d'autres formations; b) prévenir l'écoulement transversal entre les aquifères d'eau douce ou toutes zones contenant un fluide; c) prévenir l'éboulement de tout matériau non aggloméré dans l'alésage du puits; d) être capables d'ancrer l'équipement de contrôle du puits. <p>3.11.2) Forer le substrat rocheux à une profondeur suffisante :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) pour ancrer le tubage cimenté au substratum; b) pour s'enfoncer de 15 mètres dans un substrat compétent non poreux et à 15 mètres sous la zone d'eau potable la plus profonde le cas échéant; c) sous toutes les zones d'eau potable, mais au-dessus de toute zone d'eau non potable si les zones d'eau potable et non potable se trouvent à moins de 15 mètres l'une de l'autre. <p>3.11.3) Si un flux d'eau douce artésienne est anticipé dans un puits, une colonne de tubage doit être installée au-dessus de la zone afin de réguler le flux. Une deuxième colonne doit être installée sous la zone d'eau douce artésienne afin de l'isoler des formations poreuses sous-jacentes contenant des fluides non potables.</p>
Nouveau-Brunswick	<p>2.7) Le tubage de surface doit atteindre la plus importante des profondeurs suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) au moins 25 mètres sous la couche poreuse contenant de l'eau souterraine non salée; b) une profondeur de tubage calculée en fonction de la version la plus récente de la Directive 008 du ERCB de l'Alberta. <p>L'exploitant ne doit pas se servir de la colonne de surface comme colonne de tubage de production.</p> <p>Le tubage 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> <ul style="list-style-type: none"> b) le tubage 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. <p>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>

1 – Conception – Tubage de surface

New York	<p>554.1 d) Sauf indication contraire prévue aux présentes, tous les puits doivent être dotés d'un tubage de surface suffisant pour dépasser le niveau d'eau potable le plus profond.</p> <p>SPC 5). Une colonne de tubage 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 tubage peut être modifiée en fonction des conditions particulières du site.</p> <p>C&C P 2) Toutefois, le tubage de surface doit s'enfoncer suffisamment pour permettre au BOP de contenir toute pression de formation qui peut survenir avant que le tubage subséquent soit installé.</p> <p>C&C P 3) Le tubage 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.</p> <p>560.6) Le tubage 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.</p>
Pennsylvanie	<p>78.83) L'exploitant du puits doit forer à approximativement 15,2 mètres sous la source d'eau souterraine la plus profonde et il doit immédiatement installer et cimenter, de façon permanente, le tubage de surface.</p>

1 – Conception – Tubage de surface

Norvège	<p>D-010) Les plans et les matériaux pour l'installation du tubage de surface au-dessus d'une zone contenant des gaz peu profonds devraient être préparés. En cas d'eau peu profonde, les contraintes suivantes doivent être respectées : si aucun trou pilote n'est prévu pour de l'eau se trouvant à une profondeur de moins 100 mètres, indépendamment de la faible probabilité de rencontrer des gaz peu profonds, une évaluation des répercussions de l'installation de forage en ce qui concerne l'afflux de gaz peu profond doit être menée.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Les colonnes de tubage et les colonnes perdues, y compris les raccordements, doivent être conçus de manière à supporter les charges et les contraintes attendues pendant la durée de vie du puits (y compris toutes les activités prévues et les situations potentielles de régularisation du puits). <p>Tout effet de dégradation doit être pris en compte.</p> <ol style="list-style-type: none"> 2. Les coefficients de sécurité minimums acceptables doivent être calculés pour chaque type de charges. Les effets estimés de la température, de la corrosion et de l'usure doivent être pris en compte par les coefficients de sécurité. 3. Tous les cas de charges doivent être définis et documentés en ce qui a trait à l'éclatement, à l'écrasement, à la tension et à la compression. 4. La conception du tubage peut se fonder sur un modèle déterministe ou probabiliste.
Royaume-Uni	<p>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.</p> <p>En cas d'installation sous un horizon contenant potentiellement des gaz peu profonds, il peut être prudent de forer un trou pilote.</p> <p>Le gradient de fracture des puits voisins doit être pris en considération.</p> <p>Installer à la profondeur « sécuritaire » maximale pour maximiser la tolérance au sursaut de pression.</p>
Australie Occidentale	<p>SOPEPR 506. 7) Le tubage de surface doit être enfoncé d'au moins 25 mètres dans une formation compétente et respecter les exigences minimales suivantes :</p> <ol style="list-style-type: none"> a) 200 mètres; b) <ol style="list-style-type: none"> i) en ce qui concerne les sondages d'exploration pour lesquels des gradients de pression normaux sont anticipés, au moins 15 % de la profondeur totale à laquelle un trou non tubé sera foré pour les premiers 2 500 mètres, et de 5 % de la profondeur différentielle au-delà de 2 500 mètres; ii) en ce qui a trait aux puits d'appréciation ou de développement pour lesquels des gradients de pression normaux sont confirmés, au moins 10 % de la profondeur totale à laquelle un trou non tubé sera foré

1 – Conception – Tubage de surface	
Texas	<p>Rule 3.13. b-1-A.) L’approbation du <i>district director</i> concerné est nécessaire à toute proposition d’installation d’un tubage de surface à une profondeur $\geq 1\ 067$ mètres dans le cas d’un puits terrestre ou situé dans une baie.</p> <p>Rule 3.13. c-B.) Dans le cas d’un puits extracôtier, un tubage de surface doit être installé avant tout forage dépassant 1 067 mètres de profondeur verticale réelle. Les profondeurs minimales pour les tubages de surface sont :</p> <ul style="list-style-type: none"> 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. <p>Rule 3.29) Pour protéger les ressources en eau de l’État, la RRC exige que le tubage de surface de tout puits foré au Texas soit installé sous le niveau de l’eau utilisable. Puisque ce niveau est variable, la <i>Commission’s Groundwater Advisory Unit</i> réalise la tâche essentielle de déterminer la profondeur à protéger chaque fois qu’un nouveau puits est foré.</p>
Dakota du Nord	<p>Les tubages de production et de surface doivent atteindre une profondeur minimale. Le tubage de surface doit être installé à une profondeur dépassant de 15 mètres la formation de Fox Hill. La quantité de tubage à installer dépend du champ où se situe le puits. Dans tous les cas, ce tubage doit être installé et cimenté à partir d’un point égal ou inférieur au point culminant de la formation productrice et se rendre jusqu’au point le plus haut du grès du Dakota⁶.</p>
Californie	<p>PRC04. 1722.3 (d) On calcule la profondeur d’installation du tubage en fonction de facteurs géologiques et d’ingénierie, notamment la présence d’hydrocarbures, les pressions des formations, le gradient de fracturation, les intervalles de perte de circulation et le degré de compaction et de consolidation de la formation.</p> <p>PRC04. 1744.2 (b, c, d) En milieu marin, le premier tubage de surface doit être installé à une profondeur minimale de 91 mètres et maximale de 150 mètres, à condition de l’être avant tout forage d’une couche pétrolière ou gazière peu profonde.</p>

1 – Conception – Tubages subséquents (intermédiaires et de production)

⁶ http://www.iogcc.state.ok.us/Websites/iogcc/images/2013_SOS/NorthDakota2012.pdf

1 – Conception – Tubages subséquents (intermédiaires et de production)

Colombie-Britannique	<p>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 tubage subséquente est cimentée sur toute sa longueur si le tubage 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 tubage subséquentes peuvent être nécessaires pour isoler les formations intermédiaires (tubage 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 tubage partiel peut servir de tubage de production. Ces colonnes subséquentes peuvent être raccordées hermétiquement à la colonne de tubage 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>
Alberta	<p>6.081) L'exploitant d'un puits ne doit pas forer au-delà de 600 mètres sans avoir installé un tubage intermédiaire, à moins que l'autorité de réglementation estime qu'un tel tubage n'est pas requis.</p>
Ontario	<p>3.12) Le tubage Intermédiaire et le ciment doivent être utilisés pour :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) protéger l'équipement et les formations moins profondes contre les pressions excessives; b) empêcher de manière permanente la migration des fluides entre les formations poreuses et perméables; c) empêcher la chute de schiste ou de matière non consolidée dans le trou à découvert durant le forage; d) régulariser la pression maximale anticipée de la zone cible. <p>3.12.4) Si une perte de circulation est appréhendée ou détectée pendant le forage d'un trou intermédiaire, l'exploitant doit prendre les mesures nécessaires pour isoler la zone de perte de circulation de toute autre zone poreuse rencontrée pendant le forage du puits en :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) colmatant la zone avant ou pendant la cimentation du tubage conçue pour couvrir la zone; b) si une zone de perte de circulation est détectée pendant le forage, l'exploitant peut colmater cette zone immédiatement.

1 – Conception – Tubages subséquents (intermédiaires et de production)

<p align="center">Nouveau-Brunswick</p>	<p>2.8) Le tubage utilisé dans tous les puits destinés à la fracturation hydraulique doit être conçu pour 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 tubage de surface et le ciment formant le tubage 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 tubage intermédiaire, il faut installer, dans les puits de forage, un tubage de production s'étendant jusqu'à la surface.</p>
<p align="center">New York</p>	<p>C&C P 12). La cimentation du tubage de production doit se poursuivre au moins jusqu'à 150 mètres au-dessus du sabot de tubage ou se raccorder à la colonne de tubage 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 tubage 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 de la colonne de ciment pourrait poser un problème.</p> <p>560.6 13) Un tubage intermédiaire se prolongeant jusqu'à la surface doit être installé dans le puits. La profondeur de la conception du tubage 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 tubages intermédiaires et de production.</p> <p>560.6 16) Le tubage de production doit être installé dans le puits de manière à atteindre la surface. Si l'installation d'un tubage intermédiaire fait l'objet d'une dérogation du Département, le tubage de production doit être entièrement cimenté jusqu'à la surface.</p>
<p align="center">Pennsylvanie</p>	<p>78.83 f) Si de l'eau souterraine est rencontrée pendant le forage sous le tubage de surface cimenté de manière permanente, l'exploitant doit consigner la profondeur de la nappe d'eau douce souterraine dans le dossier du puits et protéger cette eau douce en installant et en cimentant une colonne de tubage subséquente ou par d'autres procédures approuvées par le Département pour isoler complètement et protéger l'eau douce souterraine. La colonne de tubage peut également pénétrer des zones comportant de l'eau saline ou saumâtre et du ciment dans l'espace annulaire peut être utilisé pour isoler les différentes zones.</p>
<p align="center">Norvège</p>	<p>D-010, 5.6) Lors de la conception du tubage, on doit tenir compte des limites de profondeur imposées par les exigences de l'évaluation de la formation et de la profondeur de pose de puits maximale permise par la marge de tolérance aux venues de gaz.</p>

1 – Conception – Tubages subséquents (intermédiaires et de production)

<p align="center">Royaume-Uni</p>	<p>WIG 4.3.3) Tubage de production installé sur toute la profondeur du réservoir. L'usure du tubage doit être prise en considération.</p> <p>Prendre conscience du potentiel d'exposition aux fluides du réservoir.</p> <p>L'érosion et la corrosion devraient être prises en considération.</p> <p>WIG 4.3.6) Les tubages 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 tubage de surface et celle de pose du tubage de production.</p> <p>WIG 4.3.2) La conception d'un puits a comme point de départ la profondeur et la taille des tubages.</p> <p>WIG 4.3.3) Lors de la conception du tubage, 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.</p> <p>L'extrémité du tubage de production peut pénétrer le réservoir, ou son sabot s'installer au-dessus de lui.</p>
<p align="center">Australie Occidentale</p>	<p>SOPEPR 506 10) Si :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) une pression anormale, une perte de circulation où des zones instables sont connues ou attendues dans un puits; b) de l'eau artésienne, des poids élevés de boue ou des périodes prolongées de forage peuvent engendrer des problèmes au fond du puits. <p>L'installation d'une colonne de tubage intermédiaire devrait être envisagée.</p> <p>11) Quand un tubage partiel est installé dans un puits, un chevauchement d'au moins 30 mètres doit être assuré entre le sommet du tubage partiel et le sabot de la colonne de tubage précédente la plus large.</p>
<p align="center">Californie</p>	<p>PRC04. 1722.3 (d) Si le tube de production n'atteint pas la surface, il doit y avoir au moins 30 mètres de recouplement entre ce tube et la prochaine colonne de tubage.</p> <p>PRC04. 1744.2 (b, c, d) En milieu marin, le second tubage de surface doit être installé à une profondeur située entre 300 et 360 mètres, mais il peut l'être à 460 mètres si le tubage de surface est installé à une profondeur d'au moins 135 mètres. Un tubage intermédiaire doit être installé si la profondeur totale proposée du puits est supérieure à 1 067 mètres. Si un tubage est installé à une profondeur supérieure à 300 mètres, la profondeur totale proposée du puits peut être augmentée de 0,6 mètre par 0,3 mètre de tubage de surface au-delà du 300^e mètres.</p>

1 – Conception – Ciment	
Colombie-Britannique	<p>PRCG) Avant d'installer des colonnes de tubage 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>
Alberta	<p>6.090) L'exploitant d'un puits doit cimenter le tubage conformément à la directive 009 « <i>Exigences minimales relatives à la cimentation du tubage</i> » :</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 pétrolifère la moins profonde.</p> <p>Dir. 009, 3.2 Tubage de surface :</p> <p>c) Il est interdit d'ajouter au ciment des charges ou des additifs réduisant sa résistance à la compression.</p>
Ontario	<p>3.9) Le programme de cimentation doit être élaboré de pair avec le programme de tubage pour éviter de façon permanente la migration de liquides entre les formations poreuses et perméables et protéger :</p> <p>a) les formations d'eau potable;</p> <p>b) les zones potentiellement pétrolifères;</p> <p>c) le tubage de toutes les formations renfermant des fluides.</p> <p>3.9.1) À l'étape de conception du programme de cimentation :</p> <p>a) l'effet de différentes lithologies dans le puits de forage; la présence de sels solubles (halite), de sulfates (anhydrite et gypse), de matières non consolidées ou fracturées et de schiste vaseux; les zones de perte de circulation; les pressions de formation anticipées; les températures de fond de trou; la migration des gaz; les fluides de formation corrosifs; la qualité et la température de l'eau de gâchage; la contamination du ciment par les liquides de forage; la centralisation du tubage; le mouvement du tubage pendant les travaux de cimentation et le déplacement du tubage.</p> <p>3.11.6) Doit être résistant aux sulfates si la prochaine portion d'un puits est susceptible de comporter du H₂S.</p> <p>3.9.2) L'exploitant doit :</p> <p>a) répondre aux spécifications de l'American Petroleum Institute (API) relatives aux matières et aux essais des ciments à puits de pétrole;</p> <p>b) se conformer à la spécification 10A de l'API : type de ciment pour sélectionner le grade de ciment approprié et s'assurer qu'il est mélangé et pompé de façon adéquate.</p>

1 – Conception – Ciment	
Nouveau-Brunswick	<p>2.10</p> <p>a) sécuriser le tubage 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 tubage.</p> <p>Le ciment doit respecter la dernière version de la norme 10A de l'API ou l'équivalent.</p> <p>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).</p> <p>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.</p> <p>Des additifs pour prévenir la perte de circulation doivent être ajoutés.</p>
New York	<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.</p> <p>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>
Pennsylvanie	<p>78.85) Le ciment doit respecter ou excéder les normes établies par l'ASTM (International C 150, Type I, II ou III) ou la spécification 10 de l'API.</p> <p>Le ciment doit également :</p> <p>b) fixer le tubage dans le puits;</p> <p>c) isoler le puits de l'eau douce souterraine;</p> <p>d) résister aux pressions exercées par le forage, la complétion et la production;</p> <p>e) protéger le tubage contre la corrosion et la dégradation causées par les conditions géochimiques, lithologiques et physiques du puits;</p> <p>f) éviter l'écoulement des gaz dans l'annulaire. Dans les zones gazières à faible profondeur connues, il convient d'utiliser des additifs qui bloquent les gaz et du lait de ciment à faible perte de fluide.</p>

1 – Conception – Ciment	
Norvège	<p>Spécification 10A de l'API, classe G :</p> <p>4. Le ciment durci doit permettre une isolation durable de la zone et un soutien structural et résister aux températures d'exposition prévues.</p> <p>5. Le lait de ciment utilisé pour isoler les sources de venue contenant des hydrocarbures doit être conçu de façon à prévenir la migration des gaz, notamment le dioxyde de carbone et le sulfure d'hydrogène (le cas échéant).</p> <p>Eikås I.K., (2012) Plusieurs éléments peuvent perturber et endommager la couche de ciment pendant la cimentation. Le ciment peut se fragiliser ou mal réagir aux pressions et aux charges causées par la température et se fissurer. Ces fissures peuvent ensuite servir de chemin pour les fluides. Les tubages et leur ciment réagissent différemment lorsqu'ils sont exposés à des changements de pression et de température. Si le ciment prend plus d'expansion que le tubage lorsqu'il est soumis à une charge induite par la température ou la pression, il peut se détacher et créer un espace annulaire miniature.</p>
Royaume-Uni	<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 tubage au terme de l'opération.</p> <p>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>
Australie Occidentale	<p>SOPEPR 503 h) Spécification 10 de l'API relative au ciment, spécification relative aux matières et aux essais des ciments à puits de pétrole.</p>

1 – Conception – Ciment	
Texas	<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.</p> <p>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>
Dakota du Nord	<p>API HF1) La résistance à la compression du ciment utilisé pour tous les tubages de production ou intermédiaires doit se calculer à la température observée dans la formation Mowry en utilisant un gradient de 80 °F, plus 1,2 °F par tranche de 30 mètres de profondeur.</p> <p>Les ciments et additifs sélectionnés et les pratiques de cimentation utilisées sont essentiels à la saine conception et construction de puits et à la bonne intégrité des structures. La sélection et l'utilisation des produits de cimentation doivent se faire selon les exigences des normes de l'API, notamment les spécifications 10A et RP 10B-2. Les ciments, les additifs et les fluides sélectionnés doivent être mis à l'essai en laboratoire avant de les utiliser pour garantir qu'ils répondent aux exigences établies à la conception du puits.</p>
Californie	<p>PRC04 1744.4.) La seule mention des propriétés et des caractéristiques du ciment trouvé dans la réglementation californienne en matière de gaz et de pétrole figure dans le <i>California Code of Regulation</i>, où il est écrit qu'on doit mettre le laitier de ciment à l'essai selon la norme RP 10B de l'API avant toute cimentation.</p> <p>API 10B) La préparation des laitiers de ciment est différente de celle des fluides et des solides en raison de la nature réactive du ciment. Le taux et le temps de cisaillement sont des facteurs primordiaux dans le mélange des laitiers de ciment. On a démontré qu'une variation de ces paramètres avait un effet sur les performances des laitiers.</p>

⁷ Railroad Commission of Texas, 2014. Texas Administrative Code, Economic regulation, Oil and Gas Division.

2 – Construction – Fluides de forage	
Colombie-Britannique	<p>DPR 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 consommation personnelle ou pouvant être utilisées à des fins agricoles ont été isolées des fluides de forage.</p>
Alberta	<p>Dir. 036. 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>
Ontario	<p>4.5) Plusieurs exigences sur les bassins de fluides de forage ainsi que les conduites.</p> <p>4.5.16) Le système de fluide de forage doit être équipé d'instruments pour mesurer précisément le volume de fluide de forage requis pour remplir le puits quand les tiges sont retirées.</p> <p>Pas d'exigences précises sur la composition du fluide de forage, seulement sur la densité nécessaire à contrôler les éruptions.</p>
Nouveau-Brunswick	<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 tubage de surface installé et cimenté.</p>
New York	<p>SPC 3). Tous les trous de forage pratiqués pour l'installation de tubage 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 tubage 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>
Pennsylvanie	<p>78.83 Surface : doit être foré avec seulement de l'air, de l'eau douce ou un fluide de forage à base d'eau douce.</p> <p>b) L'exploitant doit forer dans les zones d'eau douce souterraine avec diligence et le plus efficacement possible pour minimiser les perturbations et le mélange des eaux souterraines.</p>

2 – Construction – Fluides de forage

Norvège	<p>5.3) Critères d'acceptation des barrières de puits.</p> <p>Voici les exigences et directives applicables :</p> <p>a) Il est permis de forer un trou de couronne avec la colonne de fluide de forage pour seule barrière de puits. Il est interdit de forer dans les zones susceptibles de comporter des gaz peu profonds.</p> <p>La pénétration des profils sismiques doit couvrir la succession géologique de la profondeur du tubage de surface.</p> <p>b) l'utilisation de séparateurs de fluides.</p> <p>ER Section 4.1) Pour éviter un reflux du fluide de forage vers l'océan, on peut utiliser un système de récupération de la boue de forage lors du forage des sections supérieures du trou (les sections pour les colonnes de tubage de 36 et 20 po). Les marges de sécurité typiquement utilisées lors des activités de forage sont de 30 kg/m³ pour la pression interstitielle et de 10 kg/m³ pour la pression de fracturation.</p> <p>L'industrie utilise actuellement deux types de fluide de forage : les fluides à base d'eau et les fluides à base d'huile. Ces derniers contiennent habituellement des composantes naturelles comme de l'argile ou des sels.</p> <p>Les fluides à base d'oxyde de diméthyle, d'ester ou d'oléfine ont déjà servi, mais très peu ces dernières années. Les déblais de forage et les fluides usés sont soit renvoyés sur la côte pour y être traités, soit injectés dans des puits de rejets sous-marins prévus à cet effet.</p>
Royaume- Uni	<p>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>OSGWG) 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>WIG 5.1.3) L'équipe de forage doit régulièrement prendre une 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>WIG 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>

2 – Construction – Fluides de forage

Australie Occidentale	<p>SOPEPR 283) La boue pouvant servir à remplir un trou ainsi qu'à établir et à maintenir la circulation :</p> <p>a) doit être conservée sur place;</p> <p>b) doit être maintenue en bon état et mélangée fréquemment pour permettre son utilisation en tout temps.</p>
Texas	<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>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>Rule 3.8. d-3-D) S'ils ont été déshydratés, les fluides de forage à base d'eau d'une concentration en chlorure $> 3\,000$ mg/l peuvent être éliminés par enfouissement sur la concession où ils sont générés.</p>
Dakota du Nord	<p>OCG 43-02-03-19.5.) Le forage du trou de surface doit se faire à l'aide de boues de forage à base d'eau douce ou par une méthode approuvée par le directeur, de manière à protéger la strate aquifère d'eau douce.</p> <p>La NDIC peut autoriser l'aménagement d'une fosse de réserve à condition que le puits proposé utilise un système de boues à base d'eau à faible teneur en sodium et qu'on puisse construire, utiliser et remettre en état la fosse de réserve de manière à prévenir la pollution de la surface émergée et des eaux douces. On ne doit en aucun cas se servir des fosses de réserve pour éliminer, immerger ou stocker des fluides, des déchets ou des débris autres que les déblais de forage et les fluides utilisés ou récupérés pendant le forage et la complétion du puits. On doit retirer toute l'eau du puits avant de réhabiliter le terrain. Les résidus de forage devraient être encapsulés dans le puits et couverts d'au moins 1,2 mètre de remblai et de terre végétale, et la surface être en pente, si possible, pour favoriser son drainage loin du puits réhabilité.</p>

2 – Construction – Fluides de forage	
Californie	<p>PRC04. 1722.6.) Une quantité suffisante d'additifs à fluides de forage doit être à portée de main en tout temps pour assurer le contrôle du puits. Aucun fluide exerçant une pression interstitielle égale ou inférieure à la pression connue des formations exposées au trou de forage ne doit être utilisé dans une activité de forage sans l'approbation du superviseur.</p> <p>Il faut mettre à l'essai le fluide de forage au moins une fois par jour pour en déterminer la viscosité, les pertes en eau, le poids et la résistance du gel pendant qu'il circule. Les résultats de ces essais doivent figurer au rapport de forage. L'équipement de mesure de la viscosité et du poids du fluide doit demeurer sur le site de forage.</p> <p>PRC04. 1775.) On doit veiller à éliminer la boue de forage sans porter atteinte à la vie, à la santé, à la propriété, aux aquifères d'eau douce, aux eaux de surface ou aux ressources naturelles, ni menacer la sécurité du public. On ne doit pas l'éliminer définitivement dans des fosses ouvertes.</p>

2 – Construction – Équipements et procédures	
Colombie-Britannique	<p>DPR 16 1) L'exploitant d'un puits doit s'assurer :</p> <p>a) que l'ensemble des outils et du matériel utilisés lors d'activités de forage sont manipulés et installés selon les spécifications du fabricant et les pratiques acceptées dans l'industrie ou de saines pratiques d'ingénierie.</p> <p>DPR 50 1) L'exploitant d'un puits doit prendre toutes les précautions nécessaires pour éviter la perte ou le gaspillage de pétrole, de gaz ou d'eau lors des activités de forage, de production et de traitement. Lors du stockage, du transport par conduites ou de la distribution, il doit en outre éviter le gaspillage de pétrole ou de gaz et prévenir toute fuite des réservoirs naturels, des puits, des conteneurs ou des conduites.</p> <p>WDG 3.1) Prévention des éruptions, pratiques recommandées dans l'industrie et schémas de prévention des éruptions.</p>
Alberta	<p>8.129</p> <p>1) Les exigences des directives 036 et 037 s'appliquent au forage, à l'essai, à l'abandon, à la complétion, à la remise en état et à l'entretien de n'importe quel puits.</p> <p>2) L'exploitant d'un puits désigné au paragraphe 1 doit se conformer aux directives 036 et 037 et à toute autre exigence conformément aux directives de l'autorité de réglementation.</p> <p>Ces directives exigent, entre autres, un dispositif anti-éruption.</p> <p>Dir. 008, 2.4) Un détecteur de gaz doit être installé durant le forage du trou de surface pour les tubages de surface profonds (> 650 m).</p>

2 – Construction – Équipements et procédures

Ontario	<p>3.13.2) Équipement de tête de puits – l’opérateur doit s’assurer que toutes les vannes, raccords, tubages et les raccords de tubages, coins d’encrage et brides installés sous le dispositif anti-éruption, sur la tête de puits après que le dernier tubage intermédiaire (ou de surface si pas d’intermédiaire) ont été installés conformément avec API Spec 6A: Wellhead and Christmas Tree Equipment.</p> <p>3.13.3) Le dispositif anti-éruption pour le contrôle du puits doit être installé conformément avec la partie 4 et être testé sous pression en conjonction avec le test de pression de la dernière colonne de tubage intermédiaire.</p>
Nouveau-Brunswick	<p>2.21) Le puits doit être muni de l’équipement de surface suivant, qui doit être soumis à des tests de pression avant l’utilisation : obturateur anti-éruption, colonne de tubage, vanne d’intervention d’urgence, dispositif anti-éruption interne, robinet de tige de forage inférieur, collecteur de duses, conduite d’évacuation et d’injection et toute valve connexe.</p> <p>4.2) Lorsqu’ils forent sous le trou de surface, les exploitants doivent employer des dispositifs « boucle fermée » sans fosse pour la gestion du fluide de forage.</p>
New York	<p>554.4) Les puits doivent être munis d’équipement de prévention contre les éruptions, maintenu en bon état de fonctionnement, comme une valve de commande générale ou un équivalent, un dispositif anti-éruption et une conduite d’écoulement équipée d’une vanne d’arrêt d’une taille et d’une pression suffisantes.</p> <p>560.6 ii) Il convient d’appliquer des procédures de contrôle de la pression appropriées et d’utiliser de l’équipement en bon état de marche pendant les travaux de forage et de complétion, notamment lors de la manœuvre complète du train de tiges, de l’installation du tubage dans le puits et du forage des bouchons. À moins d’une indication contraire approuvée par le ministère, il est impératif d’utiliser un appareil de forage sous pression ou un tube d’intervention enroulé muni d’un dispositif anti-éruption pour pénétrer dans un puits sous pression ou pour forer un ou plusieurs bouchons.</p>
Pennsylvanie	<p>78.72) Durant les opérations de forage, l’exploitant doit installer et utiliser de l’équipement, comme une vanne d’arrêt avec un rendement suffisant pour contenir les pressions anticipées et un lubrificateur ou un produit similaire.</p>

2 – Construction – Équipements et procédures

Norvège	<p>D-001 Annexes B et C) La norme NORSOK D00 décrit tous les éléments du Drilling Instrumentation Package : les valeurs minimales et maximales associées à la capacité portante, à la vitesse, au couple, aux treuils et à la table de rotation ainsi que les capacités du système de tubulure en matière de mâchoire de cisaillement, de tuyaux, de levage et de manutention. Les annexes de la norme indiquent aussi les caractéristiques des systèmes de mélange, de stockage, de traitement des boues, de contrôle et de cimentation des puits et des systèmes à haute pression.</p> <p>D-010, 5.3) Avant d'entreprendre une activité, on doit évaluer les risques qui y sont associés. Il est permis de forer un trou de couronne avec la colonne de fluide de forage pour seule barrière de puits. Avant de forer le ciment au fond du tubage de surface, on doit installer un dispositif anti-éruption. Avant de creuser les canaux latéraux d'un puits multilatéral, on doit établir des procédures de contrôle des influx de canaux préalablement forés.</p> <p>Les plans de disposition générale de l'équipement et les schémas de circulation du dispositif anti-éruption du puits doivent toujours être à la disposition des utilisateurs afin qu'ils puissent déterminer en tout temps l'emplacement des raccords tubulaires des mâchoires et soupapes de cisaillement. Ces plans et schémas doivent inclure :</p> <ul style="list-style-type: none">a) une description géométrique (emplacement, taille, distance du plancher de forage, distance entre les mâchoires, etc.);b) les limites opérationnelles (pression, température, type de fluides, débit, etc.);c) un aperçu du système de circulation des fluides (pompe, y compris le collecteur de duses et de neutralisation). <p>Pendant le forage d'une nouvelle formation, il faut mesurer l'inclinaison et l'orientation du puits au minimum tous les 100 mètres de profondeur. Le nord du quadrillage doit être indiqué sur toutes les parcelles cadastrales.</p> <p>Il importe de toujours connaître l'emplacement du puits en cours de forage (puits de référence) et la distance qui le sépare des puits adjacents. Il convient d'utiliser la méthode du rayon de courbure minimum ou tout autre modèle équivalent. Un programme d'arpentage devrait être mis en place pour minimiser les ellipses d'incertitude.</p>
---------	---

2 – Construction – Équipements et procédures

Royaume-Uni	<p>Il existe deux types d'appareils de forage : fixes et mobiles. On installe les appareils fixes sur de vastes plateformes au large des côtes, où ils restent pendant des années. Les appareils mobiles comprennent les plateformes autoélevatrices que l'on installe en eau peu profonde (moins de 100 mètres) et les appareils semi-submersibles utilisés dans des eaux plus profondes (jusqu'à 1 000 mètres). Pour l'exploitation en eau très profonde, on utilise des navires de forage. La tour de forage supporte le poids de la tige de forage, faite de sections de tige de forage de 9 mètres, qu'on peut lever ou baisser à l'aide du matériel de levage. Au bas de la tige de forage se trouve un trépan vissé à une tige de forage spéciale, plus épaisse et plus lourde que les autres, nommée masse-tige. En ce qui concerne les appareils semi-submersibles, un compensateur garde la tige de forage en place lorsque l'appareil et la tour de forage bougent au gré des vagues⁸.</p> <p>BSOR S2 7.</p> <ol style="list-style-type: none">1) De l'équipement de contrôle du puits approprié doit être prévu pour les activités dans le trou de forage afin d'éviter les éruptions, dans le respect des dispositions du document de santé et sécurité.2) Le déploiement de cet équipement doit tenir compte de l'état du puits et des conditions d'exploitation particulières. <p>WIG 3.2.7) L'obturateur anti-éruption compte pour une seule barrière, même s'il se compose de plusieurs éléments (mâchoire à fermeture sur tige, soupapes de conduite d'injection, systèmes de contrôle, bloc d'alimentation hydraulique).</p>
-------------	---

⁸ <http://www.oilandgasuk.co.uk/publications/britainsoffshoreoilandgas/Exploration/Drilling.cfm>

2 – Construction – Équipements et procédures

Australie Occidentale	<p>SOPEPR) Les matériaux et l'équipement utilisés lors d'activités de forage et de reconditionnement doivent résister aux conditions susceptibles de se présenter en cours de route et respecter les normes énoncées ci-dessous :</p> <ul style="list-style-type: none">a) la norme 4A de l'API relative aux tours et aux mâts de forage (y compris les appareils de forage standards), la norme 4D de l'API ou la norme 4E de l'API;b) la spécification 7 de l'API sur le matériel de forage rotatif;e) la spécification 16A de l'API sur les dispositifs anti-éruption, les raccords de forage à brides et les adaptateurs. <p>SOPEPR 508 1) Les dispositifs anti-éruption et anti-éruption connexe doivent être installés, exploités, entretenus et testés conformément à la pratique recommandée 53 de l'API et doivent résister aux pressions anticipées.</p> <p>PGER(MS)R, 21</p> <ul style="list-style-type: none">d) le matériel de forage et l'équipement connexe sont inspectés tous les deux ans par un expert indépendant qualifié;e) le matériel de forage et l'équipement connexe ne peuvent être utilisés pour forer un puits à moins d'avoir été préalablement inspectés par ou pour le compte de l'exploitant ou de l'entrepreneur en forage qui projette de forer le puits. <p>PGER(MS)R, 21 h) Il est interdit de réaliser des travaux de forage si l'appareil de forage n'est pas muni d'un enregistreur de la vitesse d'avancement de pénétration qui :</p> <ul style="list-style-type: none">i) indique clairement tout changement dans la formation;ii) détecte lorsque la foreuse approche une zone présentant une pression anormale;iii) fonctionne en continu pendant le forage;iv) est maintenu en bonne condition.
-----------------------	--

2 – Construction – Équipements et procédures

Texas	<p>Rule 3.8. a-6-B). Les exploitants doivent installer une soupape de sécurité sur la tige de forage pour prévenir le refoulement d'eau, de pétrole, de gaz ou d'autres fluides de formation dans la tige de forage ainsi qu'une ligne d'évacuation de taille et de pression d'utilisation suffisantes.</p> <p>Si on emploie un appareil de forage à tige d'entraînement, le puits doit avoir un robinet supérieur de tige d'entraînement en bon état de marche pour fermer la tige de forage sous le tubage et la tête d'injection, lorsqu'il est nécessaire de contrôler le puits. On doit installer un robinet inférieur de tige d'entraînement de manière à ce qu'il puisse traverser le BOP.</p> <p>Rule 3.11) Contrôle du puits à la surface :</p> <ul style="list-style-type: none">▪ doit être conçu et mis à l'essai à la pression de surface maximale admissible; tout l'équipement devrait être fabriqué et mis à l'essai conformément aux normes de l'API;▪ doit utiliser une métallurgie spéciale dans les environnements acides ou hautement corrosifs. <p>On doit forer tout puits le plus verticalement possible par forage normal, prudent et pratique, en évitant que le trou de forage traverse les limites d'une concession ou d'une propriété (ou les limites d'une unité en cas d'exploitation en commun) sans permission spéciale.</p> <p>Il faut vérifier l'inclinaison de chacun des puits forés ou approfondis à l'aide d'outils rotatifs ou si la trajectoire du puits est modifiée, peu importe la raison. Quelques exceptions sont mentionnées. Le premier enregistrement de cette inclinaison doit se situer à une profondeur maximale de 150 mètres sous la surface, les enregistrements subséquents se situant soit à des intervalles de 150 mètres ou au changement de trépans le plus près, sans excéder 300 mètres d'écart.</p> <p>Toute mesure de la déviation, à moins d'indications contraires de la Commission, doit se prendre à l'aide d'un appareil à enregistrement unique ou à enregistrements multiples, les mesures prises ne se situant pas à plus de 60 mètres d'intervalle, en commençant à moins de 60 mètres de la surface, et l'emplacement du fond du puits doit être orienté à la fois vers la surface et vers les lignes de la concession g).</p>
-------	---

2 – Construction – Équipements et procédures

Dakota
du Nord

Siegel H., (2013) Une combinaison de technique de forage de pointe et d'approche écologique de forage sur socle, qui prévoit le forage de puits multiples à partir d'un seul site de forage, caractérise l'exploitation des champs de pétrole de schiste de Bakken. Un nouveau style de tige de forage autorise l'augmentation du couple maximal, permettant ainsi de forer à des profondeurs horizontales plus grandes sans endommager la tige ou les filetages de raccordement. Des dispositifs d'entraînement par le haut sont ajoutés aux appareils de forage pour faciliter la manipulation de la tige de forage. Les outils de mesure de fond pendant le forage (MWD) peuvent désormais forer sans panne de batterie ou électronique, un problème courant des modèles précédents qui faisait perdre du temps. Ces nouveaux outils et les moteurs à boue résistent à des températures plus élevées et à un plus grand nombre de chocs et de vibrations auxquels ils sont soumis dans les trous verticaux et horizontaux.

OGC, 43-02-03-19.) S'il juge que c'est nécessaire pour prévenir la pollution de la surface émergée et de l'eau douce, le directeur peut exiger l'aménagement d'une pente et d'une digue sur le site de forage. Les sites, et les installations qui y sont associées, doivent être conçus pour éviter que le drainage de surface atteigne le site

2 – Construction – Équipements et procédures

Californie	<p>CDPR 17. 1) L'exploitant qui procède au forage, à l'essai, à la complétion, à la stimulation, à l'entretien, à la remise en état ou au reconditionnement d'un puits doit fournir et maintenir le tubage et l'équipement de prévention des éruptions nécessaires pour contrôler efficacement le pétrole, le gaz ou l'eau qu'il pourrait rencontrer pendant les travaux.</p> <p>2) L'exploitant doit vérifier que l'équipement de prévention des éruptions est adapté aux éléments suivants : la profondeur de forage du puits, la pression anticipée et la nécessité, en cas d'éruption, de fermer le trou découvert ou les alentours du matériel utilisé dans le puits.</p> <p>3) L'exploitant doit prévenir tout écoulement incontrôlé du puits.</p> <p>4.1 le puits dispose en permanence d'un tubage et d'équipement de prévention contre les éruptions :</p> <p>a) capable de colmater tout écoulement dans la tête de puits, peu importe si du matériel de forage est utilisé dans le trou;</p> <p>b) conforme à la classification des puits énoncée au paragraphe 4.3 et aux spécifications énoncées à l'annexe 1. Une installation de forage comprend les principaux équipements suivants : la plateforme fixe en haut de la tour de forage, la tour de forage, la plateforme mobile, la tête d'injection, la colonne montante, la tige carrée d'entraînement, le système d'entraînement en rotation, le treuil de forage, le bloc obturateur de puits (BOP), la pompe à boue, les moteurs (hydrauliques, à combustion interne, électriques, ou les cylindres à air), le bac à boue (de nos jours, les réservoirs en acier sont beaucoup plus utilisés à cette fin), la tige de forage et le trépan⁹.</p> <p>En présence de H₂S, on doit installer l'appareil de forage de manière à ce que les vents dominants le traversent en direction des fosses de réserve. On recommande aussi de retirer les toiles d'aéragage et coupe-vent si le forage approche des zones qui produisent du gaz corrosif.</p>
------------	--

⁹ http://www.conservation.ca.gov/dog/picture_a_well/Pages/drill_rig_definitions.aspx

2 – Construction – Préparation du trou	
Colombie-Britannique	<p>PRCG p. 5, 6.) Dans la mesure du possible, il convient de concevoir les travaux de cimentation de manière à ce que les séparateurs de fluides, les solutions de lavage et les laits de ciment circulent dans un écoulement turbulent. Lorsque cela est impossible, utiliser des techniques de circulation de recharge, comme une technologie d'écoulement laminaire efficace.</p>
Alberta	<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>Brufatto C & All (2013) Une des causes principales de la pression de gaz dans l'espace annulaire des tubages et l'enlèvement inadéquat du fluide de forage ou du fluide de déplacement avant de cimenter. Il y a plusieurs raisons pour un mauvais enlèvement du fluide de forage dont un trou en mauvaise condition, déplacement mécanique inapproprié et mauvaises procédures et exécution du nettoyage du trou.</p> <p>6.170.2.(e) La première colonne de tubage d'un puits qui traverse un lit de charbon doit être équipée de grattoirs adéquatement localisés sur la partie basse du tubage, en dessous et au dessus de chaque lit de charbon.</p>
Ontario	<p>3.11.8) Pré-rinçage</p> <p>Si le trou pour colonne de tubage est foré à l'aide de boue de forage visqueuse, un fluide de pré-rinçage doit être injecté pour retirer la boue et les gâteaux de filtration avant de cimenter la colonne de surface.</p> <p>3.13.9 c) à l'aide d'un fluide de pré-rinçage ou d'un ciment épurateur pour retirer le fluide de forage et les gâteaux de filtration et améliorer l'adhésivité du ciment avant de pomper le ciment dans le tubage dans le cas d'activités de forage rotatif où l'utilisation de fluides de forage a entraîné l'accumulation de gâteaux de filtration.</p>
Nouveau-Brunswick	<p>2.10) Le conditionnement du puits de forage doit se faire avant la cimentation du tubage de surface, du tubage intermédiaire et du tubage de production afin de veiller à ce que l'adhérence du ciment entre le tubage et la formation est adéquate.</p>
New York	<p>C&C P 6) Avant de procéder à la cimentation d'une colonne de tubage, l'exploitant doit neutraliser tout écoulement de gaz et essayer d'établir la circulation en pompant le volume calculé nécessaire à cette fin. En cas d'assèchement du trou, le volume calculé doit inclure le volume du conduit et 125 % du volume de l'annulaire. La circulation est jugée établie lorsque le fluide atteint la surface.</p> <p>560.6 (vi) avant de procéder à la cimentation d'une colonne de tubage, il faut d'abord faire circuler et conditionner les gaz présents dans le trou de forage pour assurer une bonne adhésivité du ciment.</p>

2 – Construction – Préparation du trou	
Pennsylvanie	78.83) Avant la cimentation, le trou du puits doit être conditionné afin d’assurer un lien adéquat de ciment entre le tubage et la formation.
Norvège	Mushtaq Waqas, (2013) 2.7.1) On doit utiliser des fluides d’espacement et des bouchons de tête pour retirer adéquatement les gâteaux de boues et les accumulations de boues de forage dans le trou avant toute cimentation. Leur utilisation permet de retirer les boues de forage du trou et de réduire la quantité de gâteau de boues formé.
Royaume-Uni	WIG 4.5.1) Déplacement de la boue de forage par circulation préalable à la cimentation et utilisation de séparateurs de fluides et de lait de ciment. Shale gas well, 5.5.5) On doit retirer les dépôts de boues de forage dans le trou pour empêcher la contamination du ciment et l’aider à bien adhérer aux parois du trou de forage. On nettoie les boues accumulées dans un trou ouvert avec un fluide d’espacement ou un grattoir.
Australie Occidentale	PRCG p. 5, 6) Dans la mesure du possible, il convient de concevoir les travaux de cimentation de manière à ce que les séparateurs de fluides, les solutions de lavage et les laits de ciment circulent dans un écoulement turbulent. Lorsque cela est impossible, utiliser des techniques de circulation de rechange, comme une technologie d’écoulement laminaire efficace.
Texas	Dillenbeck R and Smith J, (1997) Les diagraphies d’adhésivité du ciment de certains puits ont montré que les problèmes d’adhésivité venaient souvent d’un enlèvement incomplet des boues de forage avant la cimentation, ce qui se traduisait par une absence de ciment dans les canaux derrière le tubage ou par la présence d’un mélange de ciment et de boue. On peut recourir aux formules de ciment enrichies de surfactants et pour le contrôle de la perte de fluide pour cimenter les tubages de production dans des puits de gaz profonds.

2 – Construction – Assemblage	
Colombie-Britannique	IRP 2 Les raccords doivent être soumis à une inspection visuelle pour déceler les filetages grippés, les extrémités du raccord fileté mâle amincies, allongées ou abîmées et les raccords filetés mâles élargis. Les raccords de la colonne de production doivent faire l’objet d’un essai de pression individuel ou collectif sur toute la longueur de la colonne en question. L’essai de pression peut être réalisé avec un gaz inerte ou un liquide propre de faible viscosité.

2 – Construction – Assemblage

Alberta	<p>Dir. 010 appendice D) Raccords premium : les raccords non-API sont parfois appelés « premium » et sont généralement utilisées à la place des raccords API quand une performance de raccordement supérieure est requise. Les raccords premiums peuvent avoir une ou plusieurs caractéristiques améliorées, tel qu'un profil des filets modifié et/ou un scellement métal à métal. Les manufacturiers de raccords premiums publient la résistance ultime et/ou la résistance élastique des raccords.</p>
Ontario	<p>3.7</p> <ul style="list-style-type: none"> b) appliquer le couple de serrage et la longueur du filetage mâle dépassant du filetage femelle appropriés au tubage; c) nettoyer les filetages et examiner le tubage sur place avant l'installation; d) examiner l'intérieur du tubage et en retirer toute obstruction, le cas échéant; e) appliquer un dégrippant sur les accouplements de tubage; f) soumettre tous les raccords de la tige à un essai de pression avant ou pendant les travaux de cimentation primaire.
Nouveau-Brunswick	<p>2.4) Tous les joints des tubages utilisés dans un puits de forage, y compris le tubage initial, mais à l'exception du tube-guide, doivent être filetés plutôt que soudés.</p> <p>Les procédures de blocage et de torsion pour l'assemblage du tubage fileté et des joints de tuyaux doivent respecter les normes précisées dans la plus récente version de la pratique recommandée 5C1 de l'API.</p>
New York	<p>560.6 10)</p> <ul style="list-style-type: none"> ii) Il est interdit d'utiliser des raccords soudés; iii) le type de dégrippant et son utilisation doivent répondre aux spécifications énoncées sur le permis de forage, d'approfondissement, d'obturation ou de conversion.
Pennsylvanie	<p>78.84) Le tubage doit être soudé par une personne entraînée et certifiée par l'American Petroleum institute, l'American Society of Mechanical Engineers, l'American Welding Society ou un organisme équivalent.</p>
Norvège	<p>API 5CT) L'assemblage dépend des extrémités des tuyaux : tuyaux de qualité brute ou tubage et tige de production filetés selon les normes de l'API. Les raccords doivent être sans soudure, de la même qualité et du même type que les tuyaux et soumis au même traitement thermique que les tuyaux, sauf exception.</p>

2 – Construction – Assemblage	
Royaume-Uni	<p>WIG 3.3.2) S'il est possible d'augmenter la production au moyen de gaz, les raccords du tubage de production doivent être parfaitement étanches. On doit vérifier les procédures d'installation et les spécifications de couplage du fabricant avant toute utilisation.</p> <p>WIG 4.1) Tous les composants du tubage, y compris les raccords, les dispositifs de circulation et la tige, doivent faire l'objet d'une vérification du cas de charge. Les points les plus faibles de la tige doivent être clairement définis.</p> <p>5.6.6.2) Le tubage de production susceptible d'être en contact avec des hydrocarbures gazeux, doit avoir des raccords « premium » étanches aux gaz. Le blocage des raccords doit faire l'objet d'un suivi pour s'assurer que le joint est étanche aux gaz.</p>
Texas	<p>Rule 3.13) Le raccordement de la tige de production ou accouplement est un point potentiellement faible de la colonne de production. La conception et l'épaisseur du raccordement de la tige de production compensent la faiblesse due au filetage. Une tête de colonne de production à brides ou filetée supporte la colonne de production, isole la pression entre le tubage et l'extérieur de la tige de production et fournit la connexion qui supporte l'arbre de Noël.</p>
Dakota du Nord	<p>API HF 1) Le tubage est fileté aux deux bouts et muni d'un accouplement pour se relier au tubage suivant. Plusieurs sections de tubage vissées ensemble forment une « colonne » continue de tubage, qui isole le trou. Il est important d'appliquer le bon couple pour visser un raccordement de tubage. Un couple trop important engendre un effort excessif du raccordement et peut entraîner sa défaillance. Un couple trop faible peut se solder par un raccordement qui fuit.</p>

2 – Construction – Tubages installation (centreurs)	
Colombie-Britannique	<p>PRCG p.5, 7. Dans tous les cas, y compris pour le tubage de surface, le centrage constitue une exigence fondamentale pour retirer la boue de façon efficace et ainsi garantir une bonne isolation hydraulique.</p>
Alberta	<p>Dir. 009, 3.2 d) Le tubage de surface doit être centré convenablement dans les parties supérieure et inférieure et à 50 mètres d'intervalle.</p> <p>3.3 Tubage de production, intermédiaire et de doublure :</p> <p>j) Le tubage doit être centré convenablement. Sur le tubage intermédiaire et de production, les centreurs doivent être placés dans les parties supérieure et inférieure des formations en production et à des intervalles de 50 mètres jusqu'au sommet.</p> <p>6.110) Un tubage récupéré d'un puits doit subir les tests appropriés et satisfaire aux exigences avant d'être utilisé comme tubage intermédiaire ou de production.</p>

2 – Construction – Tubages installation (centreurs)	
Ontario	<p>3.7 a) guider la progression du tubage dans le trou à l'aide de sabots de guidage, de rampes d'orientation, de centreurs ou de sabots de style « Texas ».</p> <p>3.13.10) Centreurs</p> <p>Les centreurs doivent être installés à la base et à 15 mètres au-dessus de chaque formation poreuse et en aucun cas à plus de 100 mètres d'intervalle de la portion cimentée du puits.</p>
Nouveau-Brunswick	<p>2.11) Tubage de surface : centré au sommet et au bas du tubage et à des intervalles de 50 mètres (maximum) sur toute la longueur du tubage;</p> <p>Tubage intermédiaire et tubage de production : centrés au sommet et au-bas de toute formation productrice et à des intervalles de 50 mètres (maximum).</p> <p>Respecter les normes RP 10D-2 (<i>Recommended Practice for Centralizer Placement and Stop Collar Testing</i>, API), ainsi que le rapport technique TR 10TR4 (<i>Technical Report on Considerations Regarding Selection of Centralizers for Primary Cementing Operations</i>) de l'API.</p>
New York	<p>SPC 5) Les centreurs sont minimalement à des intervalles de 36 mètres (tubage de surface).</p> <p>13). Il faut placer des centreurs à la base et au sommet de l'intervalle de production si le tubage y passe, avec un centreur supplémentaire à tous les 91 mètres de l'intervalle cimenté.</p> <p>SPC 4) Tubage initial. Il convient d'installer au moins deux centreurs, l'un au sabot et l'autre au milieu du tubage.</p> <p>560.6 10 iv) Outre les centreurs exigés par le Département et à l'exception du tubage de production, il faut installer au moins deux centreurs, l'un au milieu et l'autre au sommet du premier raccord du tubage inséré dans le trou de forage, et tous les centreurs à ressorts arqués doivent répondre aux spécifications énoncées sur le permis de forage, d'approfondissement, d'obturation ou de conversion.</p>
Pennsylvanie	<p>78.83 Lors des opérations de forage, l'exploitant doit installer au moins un centreur à moins de 15,2 mètres du siège du sabot et ensuite en installer un à intervalles de moins de 45,7 mètres du premier centreur.</p>
Norvège	<p>D010 15.1) On doit entreposer et manipuler adéquatement les tubages, les colonnes perdues et leurs branchements avant de les installer pour ne pas les endommager :</p> <p>a) s'assurer du centrage du tubage et des colonnes perdues et de distance annulaire requise pour assurer la résistance à la pression et l'étanchéité sur toute la longueur d'isolation requise;</p>

2 – Construction – Tubages installation (centreurs)	
Royaume-Uni	<p>WIG 4.5.1) Centrer le tubage. La conduite ne doit pas donner contre les parois du trou pour assurer une application uniforme de ciment autour de celle-ci.</p> <p>5.6) Une centralisation adéquate des sections cimentées du tubage intermédiaire améliore la qualité du ciment.</p> <p>Il est recommandé de bien centrer les tubages de production et d'éviter de surcalibrer le trou.</p> <p>On recommande de centrer le tubage de surface à un intervalle critique, comme le mentionne la norme API 65–part 2, pour garantir un bon placement du ciment et une isolation adéquate des zones à protéger. Les centreurs sont habituellement catégorisés selon leur modèle (rigides, solides ou à ressorts arqués) et la présence d'une vanne de déviation ou d'un dispositif mécanique de réduction de la friction. Des centreurs construits sur mesure peuvent servir dans les espaces annulaires plus étroits ou larges.</p>
Texas	<p>Rule 3.13. b) Le tubage de surface doit être centré sur le sabot au-dessus et en dessous de tout manchon de cimentation ou outil de déviation, le cas échéant, et dans les zones d'eau utilisable. Dans les trous non déviés, un centreur doit se trouver à tous les quatre joints à partir du sabot de ciment jusqu'à la surface ou au fond de la cave d'avant-puits. Les centreurs doivent être conformes à la norme API 10D.</p> <p>Dans les trous déviés et horizontaux, l'exploitant doit installer suffisamment de centreurs pour assurer l'isolation zonale entre le sommet de l'intervalle à compléter et les zones les moins profondes à isoler.</p>
Dakota du Nord	<p>API HF 1) On doit sélectionner les centreurs de tubage pour centrer le tubage dans le trou et pour permettre l'enlèvement des boues et la mise en œuvre du ciment efficaces, surtout dans les zones critiques comme les sabots de tubage, les zones de production et les aquifères d'eau souterraine.</p> <p>On trouve trois types de centreurs : à ressorts bombés, à lames rigides, et pleins. Les normes RP 10D-2 et TR 10TR4 de l'API couvrent les calculs pour la sélection des centreurs. Des logiciels existent pour déterminer le nombre de centreurs nécessaires et leur emplacement dans le puits.</p>

2 – Construction – Cimentation autres outils	
Colombie-Britannique	<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>

2 – Construction – Cimentation autres outils	
Ontario	<p>3.11.7) Le ciment du tubage de surface doit être sous-déplacé de manière à retenir 5 mètres de ciment contaminé de la partie inférieure du puits.</p> <p>3.13.9</p> <p>a) par déplacement avec un bouchon de cimentation approprié pour séparer le ciment du fluide de déplacement;</p> <p>b) avec un collier de forage flottant ou à loquet, installé sur le raccord du sabot, de sorte qu'un bouchon de cimentation puisse être utilisé pour limiter le déplacement de ciment;</p> <p>d) à l'aide de gratteurs ou racleurs de paroi installés le long de la zone productive pour accroître l'adhésivité du ciment si des fluides de forage visqueux ont entraîné l'accumulation de gâteau de filtration dans le trou de forage.</p>
New York	<p>C&C P 5) Tubage 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 tubage 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 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>
Norvège	<p>D-001 5.11.3) Lors des étapes de mélange et de pompage du ciment, il faut brancher les appareils servant à la cimentation dans un appareil d'enregistrement des données et compiler les renseignements suivants : la densité relative, la pression de pompage, le débit de pompage et le volume cumulé pompé.</p>
Royaume-Uni	<p>WIG 5.6.5.2) Mise en place du sabot de tubage dans une section régulière d'une formation imperméable.</p> <p>Installation du sabot à la bonne profondeur, inventaire du tubage et comptage des raccords restants.</p> <p>Fixation du support de tubage 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 tubage dans le trou de forage.</p>

2 – Construction – Ciment volumes

Colombie-Britannique	<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 tubage intermédiaire et de production jusqu'à la surface ou au moins 200 mètres au-dessus du sabot de la colonne de tubage précédente;</p> <p>DPR 18 3) Tubage de surface :</p> <p>b) l'annulaire doit être rempli de ciment jusqu'à la surface.</p> <p>WDG, 3.2) Les tubages de surface et les tubages faisant l'objet de travaux de forage en sous-pression sous le sabot doivent être cimentés sur toute la longueur. Les colonnes de tubage intermédiaire et de production doivent être cimentées jusqu'à la surface ou au moins 200 mètres au-dessus de la colonne précédente.</p>
Alberta	<p>Dir. 009, 3.2 a) Le tubage de surface doit être cimenté sur toute sa longueur.</p> <p>3.3 Tubage 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 tubage de surface de moins de 180 mètres a été installé, ou si le tubage n'est pas mis en place à plus de 25 mètres sous un aquifère renfermant de l'eau utilisable, le tubage intermédiaire ou de production doit être cimenté sur toute sa longueur.</p>

2 – Construction – Ciment volumes

Ontario	<p>3.11.4) Là où le tubage de surface est cimenté, il doit :</p> <ul style="list-style-type: none">a) être cimenté sur toute sa longueur, de son point le plus profond jusqu'à la surface [...];b) le volume du trou annulaire plus le volume du sabot de tubage plus :<ul style="list-style-type: none">i) un excédent de 50 % si le volume de ciment s'appuie sur un calcul théorique; ouii) un excédent de 20 % si le volume de ciment s'appuie sur un volume déterminé par diagraphie; <p>3.12.6 et 3.13.7) le volume du trou annulaire plus le volume du sabot de tubage plus :</p> <ul style="list-style-type: none">a) un excédent de 30 % si le volume de ciment s'appuie sur un calcul théorique; oub) un excédent de 20 % par rapport au sommet de ciment prévu si le volume de ciment s'appuie sur un volume déterminé par diagraphie. <p>[...] un volume de ciment suffisant pour s'élever d'au moins 25 mètres au-dessus du siège de tubage de la colonne de tubage précédente.</p> <ul style="list-style-type: none">c) en présence de plusieurs zones renfermant du pétrole, du gaz ou des fluides sous une colonne de tubage, veiller à ce que le ciment dans le tubage annulaire s'élève 25 mètres au-dessus desdites zones rencontrées sous la base du tubage précédent. <p>3.13.6) Le sommet de ciment dans le tubage annulaire de production doit être injecté dans le tubage intermédiaire précédent et s'élever à 25 mètres au-dessus du siège de tubage intermédiaire, mais dans tous les cas, à 100 mètres au moins au-dessus de la zone productive à plus fort potentiel. Si :</p> <ul style="list-style-type: none">a) une zone corrosive non recouverte de ciment se trouve sous le tubage intermédiaire, le ciment dans le tubage annulaire de production doit être suffisant pour s'élever à 25 mètres au-dessus du sommet de ladite zone;b) des colonnes sont utilisées, elles doivent être cimentées sur toute leur longueur;d) un puits est situé dans une zone submergée, le tubage de production doit être cimenté jusqu'à la surface avant d'entreprendre les travaux de production.
---------	--

2 – Construction – Ciment volumes

Nouveau-Brunswick	<p>2.12) Le tubage 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 tubage de surface à un point 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 tubage 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 tubage, il faut cimenter le tubage 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 tubage 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 tubage 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 tubage moins profonde.</p>
New York	<p>554.4 b) Cimenter le tubage 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 tubage 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 diamétrage, un 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 tubage intermédiaire, le ciment du tubage de production doit être coulé dans la colonne de tubage intermédiaire de manière à s'élever à au moins 150 mètres au-dessus du siège de tubage intermédiaire, exprimés en profondeur verticale réelle.</p>

2 – Construction – Ciment volumes

Pennsylvanie	<p>Il convient d'utiliser suffisamment de ciment pour cimenter le tubage jusqu'à la surface.</p> <p>79.12) Le tubage de production doit être cimenté de manière à combler l'espace annulaire à un point au moins 150 mètres au-dessus du sabot de forage et au moins 60 mètres au-dessus des perforations les plus élevées.</p> <p>f) Une copie du journal des travaux de cimentation doit être accessible sur le site de forage aux fins d'inspection par le Département pendant les activités de forage. Ce journal doit inclure la température et le pH de l'eau de gâchage, le type de ciment avec une liste des noms et des quantités d'additifs ajoutés, le volume, le rendement et la densité du ciment exprimés en livres par gallon et la quantité de ciment ayant remonté à la surface, le cas échéant. Les renseignements relatifs à la procédure de cimentation doivent inclure une description des débits de pompage en barils par minute, des pressions en livres par pouce carré, du temps en minutes et du déroulement des événements pendant les travaux de cimentation.</p>
Norvège	<p>D010, 5.7.2.2 g) Les retours du trou de forage doivent être observés à l'aide d'une caméra à distance ou montée sur un engin télécommandé.</p> <p>i) Les matériaux de cimentation doivent permettre la mise en place d'un bouchon de ciment étanche aux gaz d'une longueur de 50 mètres dans le trou pilote avec un excédent de 200 %.</p> <p>15.22, 6) La longueur de ciment prévue :</p> <p>a) doit être calculée dans une perspective d'utilisation future du puits (déviation, remise en production et fermeture);</p> <p>b) en général, doit s'élever à au moins 100 mètres de profondeur mesurés au-dessus du sabot de tubage;</p> <p>c) initial : doit être déterminé selon les exigences d'intégrité structurale;</p> <p>d) tubage de surface : doit être défini selon les conditions de charge de l'équipement et des travaux relatifs à la tête de puits. Le sommet de ciment devrait se trouver au niveau de la surface ou du fond marin.</p> <p>Tubage de production : doit être installé au moins à 200 mètres de profondeur mesurée au-dessus du sabot de tubage. Si le tubage traverse une source d'écoulement, la longueur de ciment prévue doit être de 200 mètres de profondeur mesurée au-dessus de ladite source.</p> <p>a. Remarque : S'il est impossible de remplir les exigences relatives à l'installation du tubage de production, la longueur du ciment de tubage peut être combinée à celle du ciment de tubage antérieur pour atteindre les 200 mètres de profondeur mesurée requis.</p> <p>D-001, Annexe B) Les paramètres des activités de cimentation qu'il faut minimalement contrôler sont : le volume de ciment pompé (0-20 m³, avec une résolution de 0,02 m³), la densité relative du ciment et le débit entrant du ciment (0-3 000 m³/s).</p>

2 – Construction – Ciment volumes

Royaume-Uni	<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.</p> <p>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 tubage, 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 tubage 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>
Australie Occidentale	<p>SOPEPR 507</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Les colonnes de tubage initial (autres que celles placées par lançage ou percement) doivent être cimentées avec un volume de ciment suffisant pour remplir l'espace annulaire entre la colonne de tubage et la paroi du trou, du sabot de tubage de la colonne de tubage initial jusqu'à la surface. 2) Les colonnes de tubage de surface doivent être cimentées avec un volume de ciment suffisant pour remplir l'espace annulaire entre la colonne de tubage et le trou sur une longueur d'au moins 450 mètres au-dessus du sabot de la colonne de tubage, ou jusqu'à la surface si ladite colonne de tubage fait moins de 450 mètres de longueur. 3) Les colonnes de tubage de production et intermédiaire et les colonnes perdues doivent être cimentées avec un volume de ciment suffisant pour remplir l'espace annulaire entre la colonne de tubage et la paroi du trou ou la colonne de tubage extérieure suivante : <ol style="list-style-type: none"> a) à partir de chaque point de cimentation (y compris le sabot de tubage) jusqu'à une hauteur d'au moins 150 mètres au-dessus du point de cimentation; b) sur une longueur d'au moins 100 mètres au-dessus d'une zone précédemment entubée renfermant des hydrocarbures liquides; c) en outre, dans le cas d'un tubage partiel utilisée comme colonne de tubage intermédiaire ou de production, le chevauchement entre le tubage partiel et la prochaine colonne de tubage de plus grandes dimensions déjà en place doit être cimenté sur une longueur mesurée d'au moins 30 mètres à partir de l'espace annulaire entre le tubage partiel et la prochaine colonne de tubage de plus grandes dimensions, sauf disposition contraire prévoyant le scellement du chevauchement selon une autre procédure efficace ou à moins d'une indication contraire approuvée.

2 – Construction – Ciment volumes

Texas	<p>Rule 3.13) L'exploitant doit installer et cimenter suffisamment de tubage de surface pour protéger toute couche d'eau utilisable, telle que définie par la Groundwater Advisory Unit of the Oil and Gas Division</p> <p>La quantité de ciment employée doit suffire à remplir l'espace annulaire à l'extérieur du tubage de surface du sabot à la surface ou jusqu'au fond de la cave d'avant-puits</p> <p>Il faut cimenter chaque colonne de tubage 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 tubage, 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 tubage 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 <i>District director</i></p> <p>On doit installer et cimenter le tubage initial à une profondeur d'au moins 91 m (profondeur verticale réelle) sans dépasser 240 m (profondeur verticale réelle) sous la ligne de boue.</p>
Dakota du Nord	<p>Tout puits de pétrole, de gaz naturel ou d'injection foré doit être complété à l'aide de colonnes de tubage cimentées à une profondeur suffisante pour protéger et isoler adéquatement toutes les formations contenant de l'eau, du pétrole ou du gaz ou toute combinaison de ces fluides, pour protéger le tube dans les sections salées, et pour isoler la couche supérieure de sable du grès du Dakota. Il faut installer et cimenter le tubage de surface à au moins 15 m sous la base de la formation Fox Hills. Une quantité suffisante de ciment doit servir à remplir l'espace annulaire à l'extérieur du tubage de surface, du fond jusqu'à la surface ou jusqu'à la cave d'avant-puits, le cas échéant</p> <p>La production doit être cimentée à partir d'un point égal ou inférieur au-dessus de la formation productrice et se rendre jusqu'à la couche supérieure de sable du grès du Dakota.</p>

2 – Construction – Ciment volumes	
Californie	<p>PRC04. 1722.4) On doit cimenter le tubage de surface avec suffisamment de ciment pour remplir l'espace annulaire du sabot jusqu'à la surface. S'ils ne sont pas cimentés jusqu'à la surface, les tubages intermédiaire et de production doivent l'être avec suffisamment de ciment pour remplir l'espace annulaire jusqu'à au moins 150 m au-dessus des zones de pétrole et de gaz et de tout intervalle de pression anormale</p> <p>PRC04. 1744.3) On doit cimenter les tubages initial et de surface avec suffisamment de ciment pour remplir l'espace annulaire du sabot jusqu'au plancher océanique. On doit cimenter le tubage intermédiaire avec suffisamment de ciment pour remplir l'espace annulaire jusqu'au plancher océanique ou sur une longueur d'au moins 60 m dans la plus grande des colonnes de forage subséquentes. On doit cimenter les tubages de protection et de production de manière à couvrir ou à isoler toutes les zones d'eau douce, de pétrole ou de gaz et tous les intervalles de pression anormale, en plus d'un volume de ciment déterminé par calcul comme étant suffisant pour remplir l'espace annulaire au moins jusqu'à 150 m au-dessus des points de cimentation, au-dessus des zones de pétrole ou de gaz, de même que les intervalles de pression anormale non tubés précédemment.</p>

2 – Construction – Équipements, mise en place du ciment	
Colombie-Britannique	<p>DPR 18 (9) L'exploitant d'un puits doit veiller à ce qu'un puits soit configuré de telle manière que :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) l'espace annulaire entre le tubage de surface et le tubage intermédiaire permette une libre circulation de l'air; b) le sabot du tubage de surface ne puisse pas être soumis à une pression excessive; c) le tubage de surface soit muni d'une valve d'ouverture.
Alberta	<p>Dir. 009) Le tubage initial doit être cimenté par la méthode de circulation.</p> <p>3.3 Tubage de production, intermédiaire et colonnes perdues</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Le ciment ne doit pas être pompé dans l'espace annulaire à partir de la surface. <p>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 diaggraphie de localisation de la hauteur du ciment doit être effectuée. La diaggraphie 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>

2 – Construction – Équipements, mise en place du ciment

Ontario	<p>3.7) doit :</p> <p>a) guider la progression du tubage dans le trou à l'aide de sabots de guidage, de rampes d'orientation, de centreurs ou de sabots de style « Texas »;</p> <p>b) appliquer le couple de serrage et la longueur du filetage mâle dépassant du filetage femelle appropriés au tubage.</p> <p>3.12.5) cimenter grâce à la méthode de circulation</p> <p>b) pomper une quantité suffisante de ciment pour séparer les unes des autres et de la colonne de tubage toutes les zones contenant de l'huile, du gaz ou des fluides;</p>
Nouveau-Brunswick	<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</p> <p>Pour toute activité de cimentation du tubage, 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 tubages 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>
New York	<p>C&C P 7) La méthode de la pompe du bouchon doit être utilisée pour cimenter le tubage de surface.</p> <p>Lors de toute cimentation d'un tubage 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 tubage.</p> <p>560.6 viii) le ciment doit être pompé à une vitesse et à un régime empêchant son cheminement préférentiel dans l'espace annulaire;</p> <p>560.6 (19) L'espace annulaire compris entre le tubage de surface et la colonne de tubage adjacente ne doit en aucun cas être scellé, sauf en cas d'essai sous pression.</p>
Pennsylvanie	<p>78. 83 d) L'exploitant doit cimenter le tubage de surface de façon permanente en plaçant le ciment à l'intérieur du tubage et en le déplaçant vers l'espace annulaire situé entre le mur du trou et la paroi extérieure du tubage.</p>

2 – Construction – Équipements, mise en place du ciment

Norvège	<p>D-001, 5.11.1) L'équipement utilisé pour mélanger et pomper le ciment comprend habituellement les éléments suivants : des pompes à ciment, des transmissions, des bétonnières, un système de dosage et de stockage des additifs liquides, des citernes, du ciment en poudre, un système d'acquisition et de transfert des données, un mécanisme de commande à distance utilisé lors des essais de résistance à la pression des équipements et plusieurs autres.</p>
Royaume-Uni	<p>WIG, 3.2.14.3) La méthode de placement ou de déplacement du ciment devrait être sélectionnée en fonction de sa capacité à placer du ciment non contaminé à l'endroit désiré de façon fiable. Dans le cas des tubages de petite taille (diamètre inférieur à 340 mm), la méthode la plus fiable est souvent celle du bouchon double. On devrait faire tourner le tubage partiel sur lui-même pendant qu'on le cimente.</p> <p>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 tubage</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>
Australie Occidentale	<p>SOPEPR 507 (4) Toutes les activités de cimentation des colonnes de tubage doivent se dérouler dans le respect des pratiques exemplaires des champs de pétrole.</p>
Texas	<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.</p> <p>Si la distance entre le sabot de tubage 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.</p> <p>L'exploitant du puits doit s'assurer que le ciment circule et prend bien.</p>
Dakota du Nord	<p>OGC, 43-02-03-21) La cimentation doit se faire selon la méthode de la pompe et du bouchon, ou une autre méthode approuvée par le directeur. Ce dernier peut exiger la présence d'un manomètre de précision sur le tubage de surface de tout puits inadéquatement obturé et abandonné pour détecter toute accumulation de pression causée par la migration de fluides.</p>

2 – Construction – Équipements, mise en place du ciment

Californie	<p>PRC04., 1722.4).On doit employer une quantité suffisante de ciment pour remplir l'espace annulaire au moins jusqu'à 30 m au-dessus de la base de la zone d'eau douce, soit en soulevant le ciment autour du sabot de tubage, soit en cimentant à travers des perforations ou à l'aide d'un appareil de cimentation placé au niveau de la base de la zone d'eau douce ou en dessous. On doit cimenter tout tubage de manière à assurer la bonne distribution et adhésivité du ciment dans les espaces annulaires.</p> <p>Si le ciment derrière le tubage n'est pas retourné au plancher océanique ou par un recouvrement, on doit déterminer la quantité de remplissage de ciment solide à l'aide de mesures. Si la première cimentation ne suffit pas à cimenter adéquatement l'espace annulaire, l'exploitant doit déplacer suffisamment de ciment pour remplir l'espace annulaire requis.</p>
------------	--

2 – Construction – Contrôle de la qualité	
Colombie-Britannique	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.
Alberta	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 tubage, 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.
Ontario	<p>3.9.2 c) met un inspecteur à disposition sur le site lors de toutes les activités d'injection de ciment, de cimentation corrective, etc. afin d'agir comme témoin et de certifier que les pratiques adéquates sont utilisées.</p> <p>3.11.5) Le débit du ciment dans l'espace annulaire doit être surveillé afin de détecter le retour de ciment en surface. Si la cimentation ne résulte pas en une isolation de l'eau douce, une cimentation corrective devra être faite en vertu de l'article 3.13.12.</p> <p>d) en cas d'absence d'un retour de ciment en surface adéquat, il faut déterminer la hauteur du ciment dans l'espace annulaire et veiller à ce qu'un inspecteur certifie que toutes les zones poreuses ont été isolées.</p> <p>3.11.9) Des échantillons de boue de forage doivent être recueillis avant, pendant et après la cimentation afin de déterminer le temps de prise du ciment et d'estimer sa résistance à la compression avant son forage.</p>
Nouveau-Brunswick	<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.</p> <p>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>

2 – Construction – Contrôle de la qualité

New York	<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 tubage 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 tubage de surface.</p>
Pennsylvanie	<p>78.85 b). Le ciment placé autour des 91 m inférieurs du tubage de surface constitue une zone critique et atteindre une résistance à la compression de 8 274 kPa à 72 heures de cure. La séparation d'eau ne doit pas atteindre plus de 6 ml d'eau libre pour 250 ml de ciment. Si le tubage de surface est d'une longueur inférieure à 91 m, la colonne cimentée entière constitue une zone critique.</p>
Norvège	<p>D-010, 15.22, 3) La recette de ciment doit être mise à l'essai en laboratoire en utilisant des échantillons secs et des additifs provenant du site de forage et dans des conditions s'apparentant à celles du puits. Les essais doivent permettre de déterminer le temps de prise et la vitesse de développement de la résistance à la compression de la recette.</p>
Royaume-Uni	<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>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>
Australie Occidentale	<p>SOPEPR 507 (4) et les détails de chaque activité de cimentage doivent être inscrits au rapport de forage. S'il y a raison de soupçonner qu'un cimentage inadéquat a été effectué, le directeur doit en être informé.</p>
Texas	<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.</p> <p>L'exploitant peut utiliser du ciment contenant des extendeurs au-dessus de la zone critique pour cimenter le tubage à partir de ce point jusqu'à la surface, mais en aucun 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>

2 – Construction – Contrôle de la qualité	
Dakota du Nord	<p>API HF 1) Les ciments, les additifs et les fluides mélangeurs sélectionnés doivent être mis à l'essai en laboratoire avant leur utilisation pour garantir qu'ils répondent aux exigences de conception du puits.</p> <p>Il faut ajouter du sable siliceux ou de la farine de silice au ciment exposé à des températures statiques de fond de trou de plus de 230 °F pour prévenir la dégradation thermique du ciment.</p>
Californie	<p>PRC04, 1744.4) Pour vérifier la résistance à la compression, il faut faire un essai préliminaire sur le ciment à la température et à la pression observée à la profondeur de cimentation, selon les procédures énoncées dans la norme RP 10B de l'API.</p>

2 – Construction – Temps d'attente durcissement du ciment	
Colombie-Britannique	<p>DPR (6) b) le ciment ne doit pas être foré tant et aussi longtemps qu'il n'a pas atteint la résistance à la compression requise pour assurer la sécurité de ces activités.</p>
Alberta	<p>6.170) Le ciment situé au niveau du sabot de la colonne de tubage 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.</p> <p>Le ciment ne doit pas être foré lors des 24 premières heures suivant la l'achèvement de la cimentation.</p>
Ontario	<p>3.11.10) Temps d'attente pour la prise du ciment L'exploitant doit recueillir des échantillons de ciment lors de la cimentation et les utiliser pour déterminer le temps d'attente nécessaire à la prise du ciment. Les activités de forage ne doivent pas débuter tant que les échantillons de ciment ne démontrent pas une résistance à la compression d'au moins 3 600 kPa, déterminée à l'aide de tableaux de référence et d'observations.</p> <p>3.12.9) Le temps d'attente pour la prise du ciment est de 6 heures. Les activités de forage ne doivent pas débuter tant que les échantillons de ciment ne démontrent pas une résistance à la compression d'au moins 3 600 kPa, déterminée à l'aide de tableaux de référence et d'observations.</p>
Nouveau-Brunswick	<p>2.17) n'exercer aucune pression sur le tubage 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 tubage pendant au moins huit heures.</p> <p>Attendre au moins sept jours après la fin de la cimentation initiale du tubage 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 hydraulique.</p>

2 – Construction – Temps d'attente durcissement du ciment

New York	<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>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 tubage. 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 tubage, 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>
Pennsylvanie	<p>78.85, b) Après le placement du ciment derrière le tubage de surface, l'exploitant doit laisser le ciment reposer jusqu'à ce qu'il atteigne une résistance à la compression nominale minimale de 2413 kPa au niveau du sabot du tubage.</p> <p>c) Après que le ciment ait été placé et que les activités de cimentage soient terminées, une période de 8 heures doit être respectée pendant laquelle le tubage ne peut être déplacé ou modifié, incluant les activités suivantes :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) relâchement de la pression exercée sur le bouchon de ciment dans les 4 heures suivant la cimentation si les clapets antiretour du tubage ne résistent pas ou si le tubage ne possède pas de clapet antiretour. Après 4 heures, la pression peut être relâchée à un rythme graduel pendant les 4 heures suivantes si les flottants sont sans danger. 2) Installation d'un dispositif antiéruption ou de tout autre équipement sur le tubage ou en conjonction avec celui-ci. 3) débranchement du dispositif qui maintient le tubage en place dans le ciment. 4) Déplacement vertical des tiges de forage ou de tout autre instrument mécanique dans le trou ou vers l'extérieur du trou, à l'exception d'un câble métallique permettant de déterminer la hauteur du ciment.
Norvège	<p>D-010, 15.22) Le ciment doit pouvoir reposer jusqu'à ce qu'il ait atteint une résistance à la compression suffisante.</p>

2 – Construction – Temps d'attente durcissement du ciment	
Royaume- Uni	WIG, 4.5) La cimentation doit se faire de façon à assurer rapidement une résistance à la compression
Australie Occidentale	SOPEPR 507 (5) Après la cimentation des colonnes de tubage, aucun forage ne doit avoir lieu avant : a) 24 heures; b) 8 heures sous pression dans le cas du tubage de surface et 10 heures sous pression pour toutes les autres colonnes de tubage.
Texas	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
Dakota du Nord	OGC, 43-02-03-21) Tout ciment de charge utilisé doit offrir une résistance à la compression d'au moins 1 725 kPa dans les 24 heures et d'au moins 2 415 kPa dans les 72 heures. Toutes les résistances à la compression du ciment du tubage de surface doivent être calculées à 80 °F. Pour les tubages de production ou intermédiaire, tout ciment de charge utilisé doit offrir une résistance à la compression d'au moins 1 725 kPa dans les 24 heures et d'au moins 3 450 kPa dans les 72 heures; pour les cimentations en une seule étape dans les puits horizontaux à une profondeur mesurée de plus 3 900 m, le ciment de charge utilisé doit offrir une résistance à la compression d'au moins 1 725 kPa dans les 48 heures et d'au moins 3 450 kPa dans les 96 heures.
Californie	PRC04, 1744.4) Après la cimentation de toute colonne de tubage, aucun forage ne doit avoir lieu avant : 8 heures pour la première colonne de tubage de surface et 12 heures pour toutes les colonnes de tubage subséquentes, ou suffisamment de temps pour que le ciment dans les derniers 150 m de l'espace annulaire atteigne une résistance à la compression d'au moins 3447 kPa

3 – Vérifications – Essais d'intégrité	
Colombie-Britannique	DPR 18 (7) S'il y a quelque raison que ce soit de douter de l'efficacité de la cimentation d'un tubage, 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.
Alberta	<p>Dir. 036, 13.2.2)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tubage de surface : si le tubage 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 tubage intermédiaire doit être fixée, la pression minimale requise à la surface est de 2,5 fois la profondeur du sabot du tubage intermédiaire. • Tubage intermédiaire : si un tubage 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 tubage. <p>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> <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 tubage.</p>
Ontario	<p>3.11.11 et 3.12.10) Une mise à l'essai de résistance à la pression doit être effectuée sur le tubage avant le forage du ciment se trouvant dans le sabot de tubage. La mise à l'essai de résistance à la pression consiste en :</p> <ol style="list-style-type: none"> a) un essai à basse pression (habituellement 1 400 kPa); b) un essai à haute pression lors duquel la pression à la surface représente 110 % de la pression de formation anticipée dans la section suivante du puits. Dans le cas d'un échec de la mise à l'essai de résistance à la pression, la nature du problème doit être déterminée et des mesures correctives doivent être appliquées avant que les activités de forage ne puissent reprendre. c) une mise à l'essai de résistance à la pression lors de laquelle la pression exercée est égale à la plus faible des deux pressions entre : la pression égale ou inférieure à 50 % de la pression d'éclatement maximale de la plus faible section du tubage et la pression d'utilisation des obturateurs antiéruption. <p>3.11.12 et 3.12.12) Essai d'intégrité de la formation (FIT) Après avoir foré le ciment situé dans le sabot de tubage et un maximum de 50 centimètres de formation, l'exploitant doit procéder à un FIT :</p> <ol style="list-style-type: none"> a) en utilisant une pompe haute-pression à faible volume; b) en exerçant une pression équivalente à un gradient de 18 kPa/m sur la formation ou en exerçant la pression de formation anticipée; c) pendant une période de dix (10) minutes; d) en utilisant un fluide incompressible pour exercer la pression lors de l'essai; e) en enregistrant et en consignait au dossier les renseignements suivants : <ol style="list-style-type: none"> i) le type de fluide et son gradient (en kPa/m), ii) la durée de la mise à l'essai, iii) la pression initiale, iv) la pression finale

3 – Vérifications – Essais d'intégrité

Nouveau-Brunswick	<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 tubage de surface et du tubage intermédiaire dans le but : a) de vérifier l'intégrité du ciment dans l'espace annulaire au niveau du sabot du tubage; 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>
New York	<p>560.6 (20) le tubage 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 tubage. 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>
Pennsylvanie	<p>78.84) Le tubage doit être mis à l'essai à une pression interne 20 % plus élevée que la pression maximale anticipée.</p>

3 – Vérifications – Essais d'intégrité

Norvège	<p>D-010, 15.22) 1. L'étanchéité du tubage et du tubage partiel doit être mise à l'essai contre à la pression différentielle maximale.</p> <p>2. Un tubage ou un tubage partiel ayant fait l'objet d'un forage après la mise à l'essai initiale de son étanchéité devra être mis à l'essai de nouveau lors des activités de complétion.</p> <p>3. La mise à l'essai de l'étanchéité doit être effectuée lorsque le ciment est encore humide (immédiatement après le pompage) ou lorsqu'il est pris. Aucun test d'étanchéité ne peut être effectué lors de la période de prise du ciment.</p> <p>4.2.3.5) Après la construction de la barrière de puits, on doit vérifier son intégrité au moyen d'un essai d'étanchéité à pression différentielle, d'un essai de fonctionnement pour les éléments qui sont activés ou d'une autre méthode spécifiée.</p> <p>4.2.3.6.4) Avant tout essai à haute pression pour les activités de forage, de complétion et d'intervention, il faut avoir fait une lecture stable pendant 5 minutes lors d'un essai à basse pression (15-20 bar). La valeur de contrôle de l'essai à haute pression doit être égale ou supérieure à la pression maximale anticipée que subira l'élément de barrière de puits. Pendant l'essai statique, on doit observer et enregistrer une pression stable pendant au moins 10 minutes.</p> <p>La différence entre les pressions des éléments de barrière doit être de 70 bar, avec un débit de fuite acceptable dans la phase de production et d'injection. Les essais d'entrée doivent durer un minimum de 30 minutes et présenter une lecture stable. Les pressions d'essai ne doivent pas être supérieures à la pression de conception du puits ou à la pression de fonctionnement des éléments de barrière exposés</p> <p>4.2.3.6.7) L'intégrité de la formation peut être déterminée au moyen d'un essai d'intégrité de la formation ou d'un essai de pression. Les valeurs mesurées doivent excéder la pression de calcul de la section en tenant compte de la pression hydrostatique.</p> <p>Après le forage du sabot du tubage, l'étanchéité du ciment doit être vérifiée au moyen d'un essai d'intégrité de la formation.</p> <p>Si une perte est détectée, un essai de résistance à la pression, un essai d'intégrité de la formation ou un essai de pression ne peuvent être réalisés que si le ciment du tubage est utilisé comme élément de la barrière de puits lors du forage de la section subséquente du trou (cette méthode ne peut pas servir à la vérification du ciment de tubage comme élément de barrière de puits pour la production ou l'abandon permanent).</p>
---------	---

3 – Vérifications – Essais d'intégrité

Royaume- Uni	<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</p> <p>On doit réaliser une série d'essais pour qualifier chaque élément d'une barrière qui en comporte plusieurs (obturateur antiéruption, arbre de Noël)</p> <p>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</p> <p>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 tubages, 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 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 anti-éruption, mais avant le forage du ciment se trouvant au niveau du manchon de retenue, le tubage doit être mis à l'essai sous pression afin de confirmer l'intégrité du tubage et des connections.</p> <p>La pression d'essai doit être supérieure à la pression potentielle maximale à laquelle le tubage 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 tubage 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.</p> <p>Lorsque la 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.</p> <p>Il est possible qu'une formation située plus profond dans la section soit plus faible que le sabot de tubage. 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>
-----------------	--

3 – Vérifications – Essais d'intégrité

Australie Occidentale	<p>SOPEPR 506 (12) Après le cimentage, toutes les colonnes de tubage, à l'exception de la colonne du tubage initial, doivent être mises à l'essai à une pression approuvée avant que les activités de complétion ou d'essai d'un puits ne puissent reprendre. Cet essai sous pression continue tant et aussi longtemps que l'absence d'une baisse de pression n'a pas été confirmée et que les résultats de la mise à l'essai n'ont pas été inscrits au journal de forage.</p> <p>(13) Les activités de forage, les activités de complétion et les mises à l'essai ne doivent pas commencer tant qu'une mise à l'essai sous pression conforme au sous-paragraphe (12) n'a pas eu lieu.</p> <p>1) Un essai d'intégrité de la formation doit être réalisé à la suite du forage des sabots du tubage de surface et intermédiaire afin de déterminer si la formation au niveau du sabot est apte à résister aux pressions anticipées qui pourraient s'exercer lors des activités de forage subséquentes. Les résultats de ces essais doivent être inscrits au rapport de forage.</p> <p>3) Un essai d'intégrité de la formation additionnel doit être réalisé lorsqu'une formation se trouvant à un niveau inférieur à celui du sabot de tubage requiert l'utilisation de fluide de forage dont la densité n'a pas été prévue dans le programme de forage et qui pourrait mener à une pression exercée au niveau du sabot de tubage excédant celle déterminée lors d'un essai conforme au sous-paragraphe 1).</p>
Texas	<p>Rule 3.13 c) Mise à l'essai du tubage de surface : On doit laisser le ciment sous pression pendant au moins 8 heures avant d'entreprendre les essais. On doit mettre le tubage 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 tubage et faire une cimentation corrective</p> <p>Après la cimentation, on doit mettre le tubage 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 tubage et faire une cimentation corrective</p> <p>b) Si, après avoir atteint la profondeur totale ou la profondeur de la colonne de tubage subséquente, le tubage 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 tubage, d'une mise à l'essai mécanique ou d'une autre méthode d'évaluation du tubage approuvée par la RRC. L'objectif de cette vérification est de s'assurer que les activités de forage n'ont pas endommagé le tubage de surface ou les autres colonnes de tubage. On doit mettre à l'essai le tubage de surface à une pression correspondant à la profondeur verticale totale en pieds de la colonne de tubage, multipliée 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>

3 – Vérifications – Essais d'intégrité

Dakota du Nord	<p>OCG 43-02-03-22) En cas de doute sur l'efficacité d'un tubage, le directeur peut exiger un essai de pression pour vérifier son intégrité</p> <p>On doit vérifier l'intégrité du puits au moyen d'un test mécanique d'intégrité (TMI). Des TMI doivent aussi être réalisés annuellement et aux cinq ans. La pression exercée dans la tige de production, dans l'espace annulaire et dans le tubage doit être mesurée avant (préalablement au branchement au puits), pendant (après avoir pressurisé le puits pour commencer l'essai) et après (avant de dépressuriser le puits) le test. On doit noter la nature et la quantité du fluide utilisé pour remplir l'espace annulaire ou le tubage ainsi que la durée du test en minutes</p> <p>Après que le ciment des tubages de surface, intermédiaire et de production a atteint une résistance à la compression suffisante, mais avant qu'il ne soit foré, il faut mettre à l'essai la résistance à la pression des tubages. On doit réaliser cette mise à l'essai à une pression permettant de déterminer si l'intégrité du tubage atteint les objectifs de conception et de construction du puits. On doit mettre à l'essai la résistance à la pression de formation du tubage immédiatement après avoir foré le ciment au fond du tubage et une petite section de la nouvelle formation sous le sabot de tubage.</p>
Californie	<p>PR, 1784.1) Dans les 24 heures précédant les activités de stimulation, on doit mettre à l'essai pendant 30 minutes l'ensemble des tubes et des colonnes de tubages cimentées à une pression correspondant à 125 % de la pression de surface maximale anticipée lors de la stimulation. Si on détecte une baisse de pression supérieure à 10 %, on doit en déterminer la cause et prendre les mesures correctives appropriées</p> <p>CDPR, 1784.1) On doit mettre à l'essai les assemblages de tubage non cimentés à une pression correspondant à 70 % de la pression d'activation, lorsqu'un manchon activé par la pression est utilisé, ou à 70 % de l'intégrité de la formation, déterminée au moyen d'un test d'intégrité de la formation, dans le cas des assemblages découverts</p> <p>Les exploitants doivent évaluer l'intégrité du ciment avant le début de la stimulation du puits. Avant d'utiliser un outil d'évaluation du ciment (OEC), on doit attendre que le ciment soit sec pour garantir l'exactitude des résultats. Le temps d'attente requis varie en fonction du site, de la formule du ciment et des caractéristiques de l'OEC, mais le minimum est 72 heures, à moins d'utiliser un analyseur de ciment par ultrason pour déterminer une durée plus appropriée.</p> <p>Une mauvaise cimentation (lorsque le ciment contient des trous d'air ou qu'il n'adhère pas complètement à la roche ou au tubage) peut compromettre l'intégrité mécanique du puits ou permettre à des fluides de se rendre du réservoir aux nappes d'eau protégées en passant derrière le tubage. On doit vérifier la position et l'adhésivité du ciment dans tous les puits.</p>

3 – Vérifications – Diagraphies

Colombie-Britannique	<p>DPR 18 (7) S'il y a quelque raison que ce soit de douter de l'efficacité de la cimentation d'un tubage, 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>
Alberta	<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>Tubage de surface – lorsqu'une diagraphie est effectuée afin d'évaluer l'intégrité et l'état du tubage 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 tubage, doit être égale ou supérieure à 2,5 fois la profondeur totale du puits.</p> <p>Tubage intermédiaire – la résistance maximale à l'éclatement, mesurée en fonction de la section la plus mince de la paroi et de la limite minimale d'élasticité du tubage, doit être égale à 0,67 fois la pression de formation au niveau fixe du tubage.</p>
Ontario	<p>3.13.1) Dans les 30 jours suivant la date d'atteinte de la profondeur finale d'un puits de reconnaissance, l'exploitant doit effectuer :</p> <p>a) une diagraphie de rayons gamma à partir du dessus du substratum jusqu'au fond du puits;</p> <p>b) une diagraphie neutron dans les sections verticales et déviées du trou de forage à partir du dessus du substratum jusqu'à l'entrée de la section horizontale du trou de forage, ou jusqu'au fond du puits, le cas échéant.</p> <p>3.13.13) Dans le cas où une cimentation corrective par injection est requise, une diagraphie d'adhérence du ciment doit préalablement être effectuée, afin de déterminer le problème, ainsi qu'après l'injection du ciment, afin de confirmer son efficacité.</p> <p>4.5.22) Le tubage sujet à l'usure causée par les tiges de forage doit être examiné afin de déterminer sa capacité à résister à la pression et ce, au moyen :</p> <p>a) d'une diagraphie d'inspection du tubage afin de déterminer le niveau d'usure;</p>

3 – Vérifications – Diagraphies

Nouveau-Brunswick	<p>2.15) et la position du ciment doit être déterminée au moyen d'une diagraphie de contrôle de cimentation des tubages 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 tubage et celle de l'adhérence entre le ciment et la formation.</p>
New York	<p>560.6 11) Le tubage 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 tubage 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 tubage de surface, le trou intermédiaire allant jusqu'au siège du tubage 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 tubage 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 tubage 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 diagraphie d'adhérence du ciment ou toute autre évaluation approuvée par le département afin de valider l'adhérence du ciment au tubage de production. Une cimentation corrective est requise si l'adhérence du ciment est insuffisante pour isoler adéquatement les activités de fracturation hydraulique.</p>
Pennsylvanie	<p>78.123) Diagraphies et résultats pour des fins de connaissances géologiques, plutôt que de vérification du ciment.</p>

3 – Vérifications – Diagraphies

Norvège	<p>D-010, 15.22, 2.) La position du ciment doit être vérifiée à l'aide de l'une des méthodes suivantes :</p> <p>a) Diagraphies d'adhérence :</p> <p>les méthodes et les outils de diagraphie doivent être sélectionnés en fonction de leur capacité à fournir les renseignements nécessaires à la vérification de l'adhérence. Les mesures doivent comprendre les données azimutales et segmentaires. Les diagraphies doivent être validées par un personnel compétent et documentées.</p> <p>5.6.1) Une diagraphie de toutes les colonnes de tubage comprises dans la barrière de puits des phases subséquentes doit être réalisée afin de déterminer leur niveau d'usure si une simulation dépasse leur maximum de conception.</p>
Royaume-Uni	<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 anti-éruption 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 tubage ou le tubage partiel et dans la tige d'essai.</p>
Australie Occidentale	<p>SOPEPR 524 1) Une série de diagraphies approuvée et appropriée doit être réalisée avant toute activité de tubage (autre que le tubage de surface), de complétion, de suspension ou d'abandon d'un puits.</p> <p>2) La série de diagraphies doit au minimum déterminer :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) la porosité de la formation; b) les saturations de fluide des formations; c) la corrélation stratigraphique avec les puits environnants; d) un contrôle de la vitesse, si aucun contrôle adéquat n'est en place à proximité du puits.

3 – Vérifications – Diagraphies

Texas	<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</p> <p>Le suivi des boues de forage est une technique d'évaluation utile qui livre des renseignements en continu sur les constituants.</p> <p>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>
Dakota du Nord	<p>OCG, 43-02-03-31) Avant la complétion du puits, l'exploitant doit faire une diagraphie pour déterminer la présence et le niveau d'adhésion du ciment dans chaque puits où on a installé des tubages de production ou intermédiaires. Le directeur peut déroger à cette obligation ou en reporter l'échéance s'il est convaincu de la nécessité d'une telle mesure.</p> <p>Avant toute activité de colmatage ou de complétion du puits, le directeur doit pouvoir consulter l'ensemble des diagraphies.</p>
Californie	<p>PRC04. 1722.4) Le Député, peut exiger une diagraphie d'adhésivité du ciment, de température ou à toute autre vérification servant à déterminer la position du ciment derrière le tubage.</p> <p>CL, 3.2.11) Les diagraphies doivent montrer les caractéristiques et la profondeur des formations rencontrées lors du forage du puits, notamment la quantité, le type et la taille des tubages utilisés, la profondeur à laquelle des couches contenant du pétrole ou du gaz ont été découvertes, si l'eau au-dessus ou en dessous des couches susmentionnées a été isolée pour empêcher sa migration vers les couches de production et si les nappes d'eau douce et utilisable sont adéquatement protégées contre l'infiltration de substances nocives émanant du puits.</p>

3 – Vérifications – Inspections et suivi

Colombie-Britannique	<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 être vérifiées afin de garantir qu'elles fonctionnent selon les valeurs désirées); • 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 18 8) Lorsqu'une fuite ou une défektivité compromettant un tubage est détectée, L'exploitant d'un puits doit :</p> <ol style="list-style-type: none"> a) en informer immédiatement la commission; b) réparer la fuite sans retard déraisonnable.
Alberta	<p>Dir. 036, 13.1) Inspection des tubages tous les 30 jours Les tubages 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 1^{er} septembre de chaque année, au bureau local de l'organisme de réglementation approprié :</p> <ol style="list-style-type: none"> a) des preuves satisfaisantes démontrant à l'organisme de réglementation que le liquide contenu entre le tubage et la tige de production est isolé du fluide injecté; b) les données justifiant l'isolation.
Ontario	<p>5.14) L'exploitant doit prendre les dispositions nécessaires afin qu'un inspecteur examine de façon hebdomadaire toutes ses installations, à l'exception des puits dont l'exploitation est suspendue en vertu de l'article 5.15, afin de déterminer la présence :</p> <ol style="list-style-type: none"> a) de fuites ou de déversements; b) de bris; c) de toute condition dangereuse. <p>5.14.1) L'exploitant doit prendre les dispositions nécessaires pour qu'un inspecteur examine, à un intervalle maximal de 12 mois, toutes les installations de surface situées sur le terrain afin de certifier qu'elles respectent les exigences provinciales.</p>

3 – Vérifications – Inspections et suivi

Nouveau-Brunswick	<p>2.19) L'exploitant doit aviser l'organisme de réglementation au moins 24 h avant d'entreprendre la cimentation du tubage de surface. L'organisme peut également demander d'être avisé, au cas par cas, avant l'installation et la cimentation d'autres colonnes de tubage.</p> <p>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.</p> <p>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>
New York	<p>SCP 4) Dans l'éventualité où la circulation du ciment n'est pas atteinte, du ciment doit être coulé (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 tubage initial soit perforé et que du ciment soit injecté par ces perforations.</p> <p>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 tubage 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 tubage de surface, une garniture d'étanchéité ou toute autre méthode approuvée par le département doit être utilisée au niveau du tubage intermédiaire afin de l'isoler de façon permanente des autres nappes d'eau de moindre qualité ou de des zones gazifiées.</p>

3 – Vérifications – Inspections et suivi

Pennsylvanie	<p>78.103). Surveillance de puits inactifs</p> <ul style="list-style-type: none"> - doit vérifier annuellement l'intégrité du puits et communiquer les résultats au département. - doit aviser le département au moins 3 jours à l'avance avant d'entreprendre la vérification annuelle et l'essai d'intégrité mécanique. - doit évaluer l'intégrité du puits à l'aide de la méthode décrite aux sous-alinéas 78.102(2)(ii)A), B), D) ou E) (concernant les critères d'attribution du statut de puits inactif), tel que requis. <p>Pour qu'un puits conserve son statut continu d'inactivité, son exploitant doit faire la démonstration, au moyen des données contenues dans les rapports de surveillance, qu'il répond toujours aux exigences décrites au paragraphe 78.102. doit soumettre le rapport au plus tard le 31 mars de l'année suivante</p> <p>78.88) L'exploitant doit inspecter de façon trimestrielle l'intégrité des puits, enregistrer ses données et les garder disponibles à des fins de consultation par les inspecteurs. L'intégrité des puits doit être démontrée dans un rapport annuel. Ce dernier doit contenir les informations sur les traces de corrosion, les fuites de gaz, les tests de pression de la tête de puits et l'écoulement par l'espace annulaire</p>
Norvège	<p>D-010, 4.2.3.6.8) La personne responsable de l'opération doit consigner et accepter l'ensemble des essais d'intégrité</p> <p>4.10.2) On doit conserver les rapports d'intégrité du puits jusqu'à son abandon permanent</p> <p>4.2.3.7) On doit contrôler tous les paramètres liés au débit du puits, en plus de définir et de consigner les méthodes utilisées pour vérifier l'état des éléments de barrière de puits et la fréquence des vérifications. On doit aussi surveiller et enregistrer la pression dans tous les espaces annulaires accessibles, vérifier et calibrer fréquemment tous les instruments utilisés pour contrôler les paramètres et évaluer l'utilisation d'alarmes et de séquences ou de fermetures automatiques en fonction des risques et du temps de réponse requis</p> <p>b) une efficacité de déplacement de 100 % en fonction des activités de cimentation (volume de ciment pompé, retours à la surface lors de la cimentation, etc.). Les volumes et les pressions de déplacement obtenus doivent être comparés aux données de simulation au moyen de logiciels reconnus par l'industrie. Si des pertes sont détectées, le fait que la zone de perte se situe au-dessus de la position du ciment planifiée doit être documenté. Une comparaison entre le registre de chantier actuel et celui d'un puits de référence ayant subi une perte similaire, mais ayant tout de même atteint une position suffisante telle qu'attestée au moyen d'une diagraphie constitue une documentation adéquate.</p>

3 – Vérifications – Inspections et suivi

Royaume- Uni	<p>WIG 6.5.3) La tige de production doit être examinée avant son expédition et le tubage, 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 réalisée afin de détecter tout signe de fuite et de bris.</p>
Californie	<p>PRCO4, 1744.2) Un agent inspecteur de la DOGGR doit observer et approuver l'ensemble des essais sous pression avant le forage du tubage ou la perforation des gisements pétrolifères ou gaziers opposés. Une inspection des données enregistrées par un appareil approuvé par la DOGGR peut remplacer l'obligation d'assister aux essais.</p>

4 – Fracturation – Fluides

Colombie-Britannique	<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>
Alberta	<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 tubage 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 pourraient avoir un effet indésirable sur les aquifères non salines;</p>
Nouveau-Brunswick	<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>
New York	<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 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>

4 – Fracturation – Fluides

Pennsylvanie	<p>Act 13, 3222.1) Dans les 60 jours suivant la fin de la fracturation hydraulique, l'exploitant doit remplir le registre de divulgation des additifs chimiques.</p> <p>3218.2 a) Des sites de forage non classiques doivent être conçus et construits de manière à éviter les déversements en surface et à l'extérieur du site de forage. Les mesures de confinement doivent répondre aux exigences suivantes :</p> <p>1) être en application sur le site de forage pendant les activités de forage et de fracturation hydraulique;</p> <p>2) être assez étanches et capables de contenir les déchets ou matériaux déversés jusqu'à ce qu'ils soient déplacés ou nettoyés;</p> <p>3) être compatibles avec les déchets et les matières à confiner.</p>
Royaume-Uni	<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 <i>Public Disclosure of Fracture Fluid</i>, disponible sur le 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>
Australie Occidentale	<p>Fiche de renseignements : Tous les additifs chimiques utilisés pour stimuler la fracturation hydraulique en Australie Occidentale doivent avoir reçu l'approbation du Département des mines et du pétrole et être affichés publiquement sur son site Web.</p>
Texas	<p>Le 1^{er} février 2012, la <i>Hydraulic Fracturing Disclosure Rule (Statewide rule 29, Title 16, Part 1, paragraph 3.29 of the Texas Administrative Code)</i> 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 vigueur¹⁰.</p>
Californie	<p>PR, 1782.5) Le fluide de fracturation ne doit pas être assez concentré pour endommager le tubage, les tuyaux, le ciment ou tout autre élément du puits, ou pour entraîner une dégradation de l'intégrité mécanique du puits lors du processus de traitement</p>

¹⁰ <http://www.rrc.state.tx.us/about/faqs/hydraulicfracturing.php>

4 – Fracturation – Vérifications préalables	
Colombie-Britannique	<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. Répertorier 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 proximité du puits limite et du puits analysé. 4. Déterminer quels puits limite subissent des activités de fond. 5. Utiliser le registre des dangers de l'IRP 24.
Alberta	<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 : <i>Isolation Packer Testing, Reporting, and Repair Requirements; Surface Casing Vent Flow/Gas Migration Testing, Reporting, and Repair Requirements; Casing Failure Reporting and Repair Requirements</i>) ou d'une mise à l'essai de la circulation d'air dans l'espace annulaire du tubage 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>
Ontario	<p>7.3) doit recueillir et analyser des échantillons d'eau provenant de chaque aquifère pénétré pendant le forage du puits de rejet et :</p> <ol style="list-style-type: none"> a) enregistrer la profondeur, les caractéristiques chimiques et le niveau naturel de chaque aquifère; b) remettre au ministère un exemplaire du rapport d'analyse chimique de chaque eau de formation. <p>7.8) injection préalable de fluide</p> <ol style="list-style-type: none"> a) répertorier l'ensemble des puits connus et des puits d'eau situés dans un rayon de 750 m du puits de rejet; b) confirmer l'intégrité du tubage d'injection par des essais de pression et des diagraphies d'évaluation du ciment; c) réaliser une diagraphie d'adhérence du ciment ou équivalente pour vérifier l'intégrité du ciment; d) effectuer un essai d'injectivité; e) soumettre le rapport d'évacuation demandé à la section 7.5; f) soumettre une procédure opérationnelle pour les activités d'évacuation proposées. <p>7.8.1) recueillir des échantillons d'eau dans certains puits accessibles situés dans un rayon de 750 m du site d'évacuation proposé et procéder à leur analyse chimique</p>

4 – Fracturation – Vérifications préalables

<p>Nouveau-Brunswick</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 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>New York</p>	<p>560.3 (proposition) 2) viii) une documentation selon les exigences du département, qui propose, en se fondant sur les données et les études existantes, que les additifs proposés réduisent la toxicité de l'eau et constituent un risque potentiel pour l'environnement aussi sinon plus faible que les autres options connues;</p> <p>560.6 (22) doit enregistrer la profondeur et le débit estimé là où il y a présence d'eau douce, de saumure, de pétrole ou de gaz, ou aux endroits où il y a eu perte de circulation lors des activités de forage. Ces renseignements ainsi que la liste de vérification et le formulaire de certification pré fracturation comprenant un plan de traitement doivent être soumis au moins 3 jours avant les activités de fracturation. Le plan de traitement doit comprendre un profil où sont indiqués les pressions anticipées et les volumes de fluides utilisés lors de la première étape de pompage. Il doit aussi comprendre une description de l'intervalle de traitement du puits (c.-à-d. la mesure entre le dessus et le fond des perforations) selon la profondeur verticale réelle et la profondeur réelle mesurée.</p> <p>560.6 26) i) Au maximum une heure avant le début de toute étape de fracturation hydraulique, les installations de confinement secondaires doivent être examinées visuellement afin de garantir que toutes les structures et tous les équipements sont en place et fonctionnels.</p>
<p>Pennsylvanie</p>	<p>Act 13 3258) L'exploitant ne peut pas commencer ses activités de forage avant que le département ait réalisé une inspection du site de forage non classique sur lequel des mesures de contrôle de l'érosion et des sédiments ont été mises en place. Le département peut procéder à des inspections de contrôle des sites de forage et des activités qui s'y déroulent afin de déterminer leur niveau de conformité avec le présent chapitre.</p>
<p>Norvège</p>	<p>D-010, 7.7.4 b) le ciment du tubage ou du tubage partiel doit faire l'objet d'une diagraphie et doit minimalement présenter une adhérence à partir du plus haut point d'injection jusqu'à 30 m de profondeur mesurée au-dessus du réservoir supérieur;</p> <p>c) il doit être démontré par écrit que l'injection ne causera pas de pression excédant la résistance du substratum</p>

4 – Fracturation – Vérifications préalables

Royaume-Uni	<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</p> <p>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 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 tubage adéquat et du ciment dans l'espace annulaire.</p> <p>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>
Australie Occidentale	<p>Fiche de renseignements env. : Cartographie des caractéristiques géologiques et interactions possibles avec les failles.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Démarches pour choisir les fluides de fracturation, les additifs et les composantes chimiques ayant le moins de répercussions • Mise en œuvre d'une gestion environnementale s'appuyant sur les pratiques exemplaires reconnues mondialement • Processus de surveillance et de rapport de la qualité de l'eau et tests par des laboratoires indépendants certifiés.
Texas	<p>HFR) Avant qu'un exploitant ou qu'un fournisseur de service ne puisse entreprendre les activités de fracturation hydraulique dans un puits, on doit procéder à une série de tests visant à garantir que le puits, ses équipements et le matériel de fracturation hydraulique fonctionnent bien et qu'ils sont en mesure de résister aux pressions appliquées et au débit de pompage des fluides</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>

4 – Fracturation – Vérifications préalables

Dakota du Nord	<p>OCG, 43-02-03-27.2b) Avant toute fracturation hydraulique dans une colonne de tubage intermédiaire, on doit utiliser un OEC pour vérifier l'épaisseur de sa paroi à partir de la tête de puits jusqu'à une profondeur de 30 m au-dessus de la formation, ou le plus près possible, puis procéder à une inspection visuelle et à une photographie du branchement du tubage intermédiaire et de la bride de la tête de puits.</p> <p>Si l'épaisseur de la paroi est inférieure à celle qu'exige l'API ou si le tubage intermédiaire est fait d'un matériel trop léger pour le puits, on doit calculer la nouvelle cote. Si la pression réduite est inférieure à la pression de traitement anticipée, on doit faire passer une tige de fracturation à l'intérieur du tubage intermédiaire</p> <p>API HF1) On doit recueillir et analyser un échantillon d'une source d'eau avoisinante au puits selon les exigences de la réglementation en vigueur. Si cette analyse n'a pas été faite avant le forage, on doit la faire avant l'étape de fracturation hydraulique du puits. On doit déterminer la zone d'échantillonnage en fonction de la longueur anticipée des fractures, à laquelle on ajoute un facteur de sécurité</p> <p>Avant de commencer une nouvelle fracturation, un minitraitement est effectué à des fins diagnostiques. Les résultats de cette opération peuvent altérer le processus de fracturation hydraulique subséquent. Les données sont recueillies et analysées, puis, au besoin, on modifie les plans et les modèles informatiques en fonction des résultats</p>
Californie	<p>L'exploitant doit analyser la zone couverte par le rayon de la fracture pour vérifier qu'aucun fluide de fracturation ou hydrocarbure ne migrera dans une couche ou une zone qui contient de l'eau protégée. L'exploitant doit utiliser une méthode de modélisation approuvée par la DOGGR pour effectuer une simulation de la croissance verticale de la fracture selon les limites des activités de fracturation hydraulique prévues.</p> <p>HF, 1784.4) On doit répertorier et vérifier l'ensemble des puits et des failles situés dans un rayon correspondant à deux fois la longueur anticipée de la fracture pour chaque point de fracture afin de s'assurer qu'aucun fluide ou hydrocarbure ne puisse migrer vers les couches où l'on trouve de l'eau protégée. Si un rayon correspondant à deux fois la longueur anticipée de la fracture ayant comme origine le point de fracture s'étend au-delà de l'étage de production considéré pour la fracturation hydraulique, on doit procéder à un examen des formations géologiques situées entre l'étage de production et la base de la couche ou de la zone la plus profonde contenant de l'eau protégée. L'exploitant doit déterminer les propriétés mécaniques de la roche, notamment la perméabilité, la dureté relative (au moyen du coefficient de Poisson), l'élasticité relative (au moyen du module d'Young) et d'autres caractéristiques pertinentes pour vérifier si ces formations peuvent contenir adéquatement la fracturation hydraulique et empêcher la migration verticale des fluides.</p> <p>1784.5) On doit concevoir le traitement de fracturation hydraulique de façon à garantir que les fluides de fracturation et les hydrocarbures n'entreront pas en contact avec une couche ou une zone où l'on trouve de l'eau protégée</p>

4 – Fracturation – Exigences particulières sur le puits	
Colombie-Britannique	DPR 21 L'exploitant d'un puits ne peut pas réaliser d'activité de fracturation à une profondeur inférieure à 600 m sous le niveau du sol, à moins qu'une telle activité ne soit autorisée en vertu de son permis.
Alberta	<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 près possible de l'intervalle d'injection;</p> <p>b) remplir l'espace entre la tige de production et le tubage 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.</p> <p>Les titulaires doivent maintenir l'intégrité du puits tout au long de son cycle de vie, de sa construction à son abandon.</p>
Ontario	<p>7.2 (pour puits d'injection) L'exploitant doit concevoir et construire un puits de rejet permettant :</p> <p>a) l'injection des fluides de fracturation par la tige de production;</p> <p>b) l'isolation de l'espace annulaire entre la tige de production et le tubage de la zone d'injection au moyen d'une garniture d'étanchéité ou d'une autre méthode acceptable;</p> <p>c) le placement d'un inhibiteur de corrosion dans l'espace annulaire à l'extérieur de la tige de production;</p> <p>d) l'isolation de toutes les nappes d'eau douce à l'aide de tubages et de ciment;</p> <p>e) la cimentation du tubage de surface, intermédiaire et de production jusqu'à la surface;</p> <p>f) l'utilisation de composants résistant à une pression correspondant à 110 % de la pression de fonctionnement maximale pour la tête de puits.</p> <p>7.4.1) Les puits dont la construction remonte à plus de 20 ans ne peuvent pas être convertis en puits de rejet.</p>
Nouveau-Brunswick	<p>3.4) La fracturation hydraulique à faible profondeur* est interdite.</p> <p>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.</p> <p>*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 tubage 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>

4 – Fracturation – Exigences particulières sur le puits

New York	<p>557.1 3) une copie de la diaggraphie de tout puits utilisé pour l'injection, ou en l'absence d'un tel document, les renseignements disponibles relatifs à la séquence géologique des formations adjacentes au gisement pour lequel les activités sont proposées et le comprenant;</p> <p>557.2) Les puits utilisés pour l'injection de gaz, d'air, d'eau ou d'autres fluides externes doivent être coffrés au moyen d'un tubage sécuritaire et adéquat, de manière à prévenir la migration, les fuite ou la contamination des réservoirs de pétrole, de gaz ou d'eau potable.</p> <p>560.6 i) le propriétaire ou l'exploitant du puits doit établir une politique en matière de barrière de contrôle qui détermine les barrières qu'il est acceptable d'utiliser lors des activités. Une telle politique doit comprendre au minimum deux barrières mécaniques ayant la capacité d'être mises à l'essai lors des activités de forage ou de complétion se déroulant sous le tubage de surface. Un presse-étoupe et une garniture d'étanchéité ne peuvent en aucun cas être considérés comme des barrières adéquates.</p> <p>560.6 26) iv) chaque tige de production utilisée doit être introduite dans un tubage partiel, ou placée avec une garniture d'étanchéité située à une profondeur minimale de 30 mètres (30 m) sous la partie supérieure de ciment la plus profonde. Une soupape de surpression et une conduite de diversion de tailles adéquates et préalablement mises à l'essai doivent être installées et utilisées afin de détourner le fluide de l'espace annulaire du tubage de la tige de production vers un réservoir étanche. La soupape de surpression doit être réglée pour limiter la pression dans l'espace annulaire à 95 % de la pression de fonctionnement prévue pour les tubages l'entourant. L'espace annulaire entre la tige de production et le tubage doit être surveillé et gardé sous une pression d'au moins 1 724 kPa;</p>
Pennsylvanie	Un tube initial, un tubage de surface ainsi qu'un tubage intermédiaire et de production sont exigés avant la fracturation hydraulique.
Norvège	<p>D-010, 7.7.4) Le puits doit être construit d'une manière telle que les fluides injectés seront confinées à l'intérieur de la zone de formation cible (le réservoir) sans risque d'injections hors zone.</p> <p>Pour les puits dont l'injection se fait à une pression supérieure à la pression de fermeture de fracture à la profondeur de l'injection, les mesures suivantes s'appliquent :</p> <p>a) la garniture d'étanchéité doit être installée à une profondeur suffisante pour garantir que, lors d'une injection à pression maximale, une injection ou une fuite du tubage située sous la garniture ne mènera pas à une fracture du substratum ou à une fuite vers une formation supérieure (voir figure 7.7.4.1);</p>

4 – Fracturation – Exigences particulières sur le puits

Royaume-Uni	<p>OSGWG) Les exploitants doivent veiller à ce que les eaux souterraines soient isolées adéquatement au moyen de tubage cimenté.</p> <p>Afin de fournir une isolation adéquate, le tubage de surface doit être fixé à une profondeur suffisamment inférieure à toute nappe aquifère ou d'eau non salée souterraine.</p> <p>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.</p> <p>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 tubage de production à une pression qui correspond aux objectifs de production du puits (y compris les pressions anticipées lors des activités de fracturation)</p>
Australie Occidentale	<p>DMP requires detailed information about the integrity of well casings to be submitted in order to determine the acceptability of a fracturing</p>
Texas	<p>Rule 3.13, 7) Toutes les colonnes de tubage et tous les tuyaux utilisés pour la fracturation hydraulique doivent être cotés pour résister à une pression de rupture interne correspondant à 110 % de la pression maximale à laquelle ils peuvent être soumis</p> <p>L'exploitant doit mettre à l'essai la résistance des tubages qui subiront une pression pendant les traitements de fracturation hydraulique en utilisant au moins la pression maximale permise par la méthode de complétion. Les colonnes de tubage dotées d'un manchon ou d'un clapet activé par la pression doivent être mises à l'essai pendant au moins 5 minutes à une pression correspondant à 80 % de la pression d'activation du manchon ou du clapet. La mise à l'essai a échoué si la perte de pression superficielle est supérieure à 10 % de la pression initiale. Dans un tel cas, on ne peut procéder à aucun traitement de fracturation hydraulique avant d'avoir réussi un nouvel essai</p> <p>En plus d'évaluer les rapports de cimentation, on doit utiliser un OEC pour déterminer l'intégrité et la position du ciment situé derrière le tubage</p>
Dakota du Nord	<p>Avant le début du traitement, le directeur peut exiger que l'on procède à un essai sous pression du tubage ou qu'on suive toute autre procédure opérationnelle conçue pour protéger la tête de puits et les colonnes de tubage pendant la fracturation</p> <p>OCG, 43-02-03-27.1) La stimulation hydraulique des fractures peut se faire à travers une colonne de tubage intermédiaire ou par une tige de fracturation insérée à l'intérieur d'une telle colonne</p> <p>La vanne du tubage de surface doit être complètement ouverte et branchée à une ligne de déviation menant à une fosse ou à un réservoir</p>

4 – Fracturation – Exigences particulières sur le puits

Californie	<p>HF, 1784.1) Avant de commencer toute activité de fracturation hydraulique, l'exploitant doit : 1) mettre à l'essai toutes les colonnes de tubage et les tubes de production qui serviront à la fracturation hydraulique. D'une durée minimale de 30 minutes, ces essais se font à une pression minimale correspondant à la pression superficielle maximale anticipée pendant la fracturation, plus 3447 kPa. Si l'on observe une baisse de pression supérieure à 10 % de la pression originale, on doit s'abstenir d'utiliser le tubage ou la tige concernée avant d'avoir déterminé la cause de la chute de pression et pris des mesures correctives. On ne doit utiliser aucun tubage ou aucune tige qui n'a pas préalablement réussi un essai de pression</p> <p>1784.3) Après que le ciment a reposé pendant au moins 48 heures, l'exploitant doit en faire une diagraphie ou utiliser toute autre méthode approuvée par la DOGGR capable de montrer que la cimentation est adéquate</p>
------------	---

4 – Fracturation – Équipements

Colombie-Britannique	<p>DPR 16 2) Avant d'injecter tout fluide, autre que de l'eau douce, dans une formation souterraine par le tubage 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 tubage d'acier soit rempli avec un liquide anticorrosion.</p>
Alberta	<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 tubage d'acier extérieur avec un liquide non corrosif et anticorrosion;</p>
Nouveau-Brunswick	<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>

4 – Fracturation – Équipements

New York	<p>560.5 e) ...Le relevé de chaque essai de pression doit inclure les renseignements concernant les équipements ou les tubages mis à l'essai, la date de mise à l'essai, les pressions d'essai minimum et maximum en livre par pouce carré, le medium d'essai (p. ex. de l'eau, de la boue, de la saumure, de l'air ou de l'azote) et sa densité, la durée de la mise à l'essai et ses résultats, y compris tout baisse de pression;</p> <p>560.6 26) i) Les mesures de confinement secondaires peuvent inclure : des digues, des revêtements, des joints d'étanchéité, des réservoirs de retenue, des parapets, des albaques et d'autres structures capables de contenir la substance. Toute installation de confinement secondaire doit être étanche et apte à recevoir 110 % de la capacité totale de la plus grande citerne ou du plus grand contenant de sa zone de confinement;</p> <p>ii) au moins deux camions-citernes sous vide, dont la capacité est inscrite au permis de forer, d'approfondir, de obturer ou de convertir, doivent rester en attente sur le site de forage lors des activités de pompage du fluide de fracturation hydraulique et pendant l'étape du reflux</p>
Royaume-Uni	<p>PUWER) équipement de fracturation :</p> <ol style="list-style-type: none"> 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. 2) Lors de la sélection de l'équipement de travail, chaque 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. 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>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.</p> <p>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.</p> <p>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 soumettre celui-ci à un contrôle de qualité et à un processus d'homologation, et l'exploitant s'assurer des résultats</p>
Australie Occidentale	<p>SOPEPR 541 1) Lorsqu'un système de tuyaux haute pression et de raccords articulés est utilisé pour une activité de stimulation ou une autre activité similaire, les raccords doivent être ancrés à chaque extrémité et sécurisés au moyen de câbles métalliques ou de chaînes.</p> <p>2) Si un système de tuyaux haute pression et de raccords articulés est utilisé pour une activité de stimulation ou une autre activité similaire, une commande à distance doit être utilisée afin de minimiser la présence humaine dans la zone située entre la sortie de la pompe et la tête de puits.</p>

4 – Fracturation – Équipements	
Dakota du Nord	<p>OCG, 43-02-03-27.1) La stimulation hydraulique peut se faire à travers une colonne de tubage intermédiaire ou une tige de fracturation insérée à l'intérieur d'une telle colonne. Dans ce cas, on doit insérer la tige de fracturation dans un tubage partiel ou la doter d'une garniture d'étanchéité installée au moins 30 m sous le sommet du ciment, ou 300 m sous le dessus de la formation IK, selon le plus profond des deux</p> <p>On doit utiliser une ligne de déviation de taille adéquate pour rediriger le flux du tubage intermédiaire vers une fosse ou un réservoir en cas de défaillance de la tige de fracturation</p> <p>L'équipement de fracturation hydraulique comprend les réservoirs de stockage des fluides, les équipements de transport, de mélange et de pompage des agents de soutènement et tous les accessoires comme les boyaux, les tuyaux, les vannes, les manivelles et les appareils de contrôle et de surveillance</p>
Californie	<p>HF, 1784.2) L'exploitant doit veiller à ce que tout équipement utilisé à la surface à des fins de fracturation hydraulique soit installé correctement selon les instructions de conception. La pompe et tout l'équipement situé en aval de celle-ci doivent être mis à l'essai à une pression correspondant à 110 % de la pression maximale de traitement superficiel</p> <p>PDR, 1786) On doit utiliser des mesures de confinement secondaire pour tous les fluides se trouvant dans l'équipement de stimulation et tout autre matériel, y compris les réservoirs de manutention des déchets, les réservoirs pour l'eau de reflux, les réservoirs pour les additifs et les équipements de transport, de mélange et de vidange des produits chimiques et des déchets</p>

4 – Fracturation – Gestion des fluides	
Colombie-Britannique	<p>DPR 20 Préalablement à toute activité de forage, de production, d'obturation ou de complétion, L'exploitant d'un puits doit prendre les dispositions nécessaires pour garantir la gestion adéquate du pétrole, du gaz, des fluides de forage et de complétion, des substances chimiques et des déchets.</p> <p>DPR 51 1) L'exploitant d'un puits doit veiller à ce que l'eau de formation, le pétrole, les fluides de forage et de complétion, les déchets et les substances chimiques produits, utilisés ou contenus dans un puits, un réservoir ou d'autres installations :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) ne constituent pas un danger pour la santé ou la sécurité publique; b) ne contaminent aucun puits d'eau, aquifère et plan d'eau, n'entrent pas en contact avec eux et ne sont pas laissés dans une position le permettant; c) n'inondent, ne polluent et n'endommagent aucun terrain ni aucune route; d) ne traversent pas et ne passent pas sur de la glace se trouvant sur un plan d'eau où vivent des poissons ou d'autres animaux ou qui s'écoule dans un tel plan d'eau.
Alberta	<p>8.030 1) Toute substance, autre que l'eau douce et les solides inertes qui est produite, utilisée ou générée sur le site d'un puits ou à ses installations doit être entreposée selon les exigences décrites dans la directive 055.</p> <p>8.040) La totalité de l'eau produite dans un puits ou à ses installations doit être éliminée selon un plan approuvé par l'organisme de réglementation conformément à l'article 39 de la Loi</p>

4 – Fracturation – Gestion des fluides

Ontario	<p>7.10.1) doit mesurer le volume de fluide injecté et les pressions d'injection.</p> <p>7.12) un plan d'urgence en cas de déversement , de bris ou de fuite dans un pipeline, un réservoir ou une tête de puits doit être disponible en tout temps à son exploitation, à son bureau ou à son centre de coordination et le personnel doit avoir suivi une formation et posséder les connaissances nécessaires à la mise en pratique de ce plan.</p> <p>5.6) Le pétrole et les fluides générés pendant les activités de production doivent :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) être entreposés dans des réservoirs conçus, fabriqués et exploités de manière sécuritaire et écologique; b) ne pas être entreposés dans des réservoirs souterrains, des bassins ou des fosses de terre. <p>5.6.1) un réservoir contenant du pétrole ou tout autre fluide, à l'exception de l'eau douce, doit :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) être entouré d'une digue ou d'un mur coupe-feu capable de contenir au moins 110 % de la capacité totale des réservoirs entourés; b) posséder un plancher et des murs construits et entretenus de manière à garantir une perméabilité égale ou inférieure à 1×10^6 cm/s mesurée sur une période de 72 heures en fonction du fluide conservé; c) la digue ou le mur coupe-feu doivent être maintenus en bon état, et la digue ainsi que l'espace qu'elle entoure doivent être exempts de toute substance inflammable
Nouveau-Brunswick	<p>4.3) Une soupape de sûreté de dimension adéquate ayant fait l'objet d'un test fonctionnel ainsi qu'une conduite de déviation de la bonne taille doivent être installées et servir à détourner le flux du tubage utilisé pour la fracturation hydraulique vers un réservoir couvert étanche à l'eau en cas de défaillance de la colonne de fracturation hydraulique. La soupape de sûreté doit être réglée de manière à ce que la pression à l'intérieur du tubage n'excède pas 95 % de la pression de rupture interne minimale. Camion de pompage sur place</p> <p>4.8) L'emploi de fosses creusées aux fins de stockage des eaux produites ou de reflux n'est pas autorisé. La totalité de l'eau de reflux et de l'eau produite récupérée dans un puits de pétrole ou de gaz doit être acheminée, dans des conduites, vers des réservoirs couverts étanches à l'eau dotés d'enceintes de confinement secondaire. Le recyclage constitue le mode de gestion des eaux de reflux et des eaux produites à privilégier</p>

4 – Fracturation – Gestion des fluides

New York	<p>560.6 4) Tout bassin à boue, de réserve ou de forage situé sur la plateforme d'exploitation doit être étanche. S'il est utilisé pour plus d'un puits, il doit être construit selon les spécifications suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> i) le volume d'un bassin doit être égal ou inférieur à 250 000 gallons. Si un périmètre d'exploitation unique, adjacent ou détenu et contrôlé par la même personne contient plus d'un bassin, le volume combiné doit être égal ou inférieur à 500 000 gallons; ii) le fond et les flancs de chaque bassin doivent être doublés adéquatement et exempts de tout objet pouvant potentiellement percer ou déchirer le revêtement; iii) les parois d'un bassin construit dans un sol de sédiments non consolidés doivent être biseautés (selon un angle de 45 degrés ou moins); iv) le revêtement du bassin doit être mesuré et installé avec un certain jeu afin de permettre un certain étirement; v) le revêtement doit avoir une épaisseur minimale de 30 mils et doit être compatible avec les boues de forage et les fluides du puits; vi) l'assemblage doit se faire en usine ou sur le terrain dans le respect des spécifications du fabricant. <p>4) Le propriétaire ou l'exploitant doit maintenir à jour un plan d'élimination des fluides, tel qu'exigé à l'article</p> <p>750-3.6(d). Ce plan doit tenir compte des modifications, y compris celles touchant les eaux usées résultant d'une fracturation hydraulique à haut volume effectuées dans des puits ne figurant pas au plan original.</p>
Pennsylvanie	<p>78.57) : L'exploitant du puits doit collecter les eaux usées des opérations dans un réservoir fermé, une fosse ou un autre moyen approuvé par les instances régulatrices, en vue d'une éventuelle réutilisation ou élimination.</p> <p>Act 13, 3218.3) L'opérateur d'un puits non conventionnel doit consigner et conserver les données sur les eaux usées de fracturation (volumes, compagnie de transport, lieu de disposition et méthode de disposition)</p>

4 – Fracturation – Gestion des fluides

Royaume-Uni	<p>DSEAR)</p> <p>5 Obligation de procéder à une appréciation des risques adaptée et suffisante et d'enregistrer les résultats.</p> <p>6 Réduction ou élimination des risques liés aux substances dangereuses.</p> <p>8 Dispositions en cas d'accidents, d'incidents et d'urgences.</p> <p>Injection de fluide de fracturation : Une demande d'autorisation d'injecter doit nous être soumise. Nous délivrons l'autorisation sous réserve d'une surveillance des eaux souterraines.</p> <p>Les règlements visant la prévention et le contrôle de la pollution (PPC) ont été créés afin de contrôler les émissions dans l'environnement causées par certaines activités désignées. Un permis PPC pourrait être exigé (il est alors conseillé de nous contacter le plus tôt possible) si vous devez procéder à l'une des étapes suivantes pour remplir vos obligations légales ou contractuelles.</p> <p>Piégeage de certaines substances, chimiques ou de certains contaminant provenant du puits, se trouvant dans les gaz extraits comme :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) des gaz (sulfure d'hydrogène, gaz corrosifs ou acides, CO₂, thiol, etc.); b) de l'eau; c) des solides (sable, argile, carbonates ou sulfates, mercure, etc.); d) des produits chimiques ajoutés à la tête de puits pour le traitement; e) l'extraction d'hydrocarbures à longue chaîne; f) le stockage; <p>OSGWG) 9.5) Il faut adopter des pratiques exemplaires en matière de stockage des fluides : on entrepose et on mélange toujours les fluides à la surface dans des réservoirs adéquats qui répondent aux normes de l'industrie, on retire toujours le gaz naturel des fluides avant de stocker ceux-ci et on s'assure que les emplacements de stockage sont sûrs et protégés</p> <p>9.6) L'exploitant doit acheminer tout fluide dont il n'a plus besoin (ou qu'il ne peut réutiliser) vers une usine de traitement pour qu'il y soit éliminé conformément aux exigences de l'Environment Agency</p>
Australie Occidentale	<p>Guideline 5) All recovered hydraulic fracturing fluids will be isolated in sealed storage areas designed to prevent leakage. Recovered fluids will be recycled or disposed of through flaring, sale, evaporation or removal to an approved disposal site consistent with regulatory conditions. Produced hydraulic fracturing fluids may be reinjected into a suitable formation isolated from Production Aquifers in accordance with regulatory requirements</p>
Dakota du Nord	<p>HF, 7.1) On utilise habituellement l'une des trois techniques suivantes pour gérer l'eau de reflux résultant de la fracturation hydraulique ou pour s'en débarrasser : 1) on l'injecte dans un puits de rejet approuvé en vertu de l'<i>Underground Injection Control regulatory program</i>; 2) on l'envoie à une installation de traitement des eaux, si le permis l'autorise; 3) on recycle l'eau.</p> <p>On doit être prêt à gérer les eaux de reflux résultant des activités de fracturation hydraulique ou en disposer le temps venu.</p> <p>Les facteurs à considérer dans l'élaboration d'une politique de gestion des fluides comprennent l'élimination des eaux de reflux, y compris son transport hors de la plateforme d'exploitation (par camion ou par tuyaux) et la méthode d'élimination (usine de traitement des eaux usées, puits de rejet, réutilisation, bassin de retenue en surface ou installation de réservoirs centralisés)</p>

4 – Fracturation – Gestion des pressions

Alberta	<p>Dir. 083 12) L'exploitant d'un puits doit posséder un plan de contrôle de puits pour chaque puits limite à risque. Ce plan doit :</p> <p>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>
Ontario	<p>7.9.2) Lors de l'essai initial d'injectivité, la pression subsuperficielle au point central de la zone de déversement ne doit pas dépasser 75 % de la pression de fracturation de la formation.</p> <p>7.10.3) Lors de l'injection d'un fluide, la pression subsuperficielle au point central de la zone de déversement ne doit pas dépasser 75 % de la pression de fracturation de la formation à cette profondeur, excepté lors des activités de stimulation du puits.</p>
Nouveau-Brunswick	<p>2.24) Les pressions différentielles contre les parois d'une colonne de tubage ne doivent pas être supérieures à 80 % de la pression de rupture interne minimale du tubage. 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 tubage ou le ciment du tubage, ou encore l'absence d'isolement d'une source d'eau souterraine non salée, quelle qu'elle soit.</p>
New York	<p>560.6 c) 1) Le propriétaire ou l'exploitant doit remettre à l'entreprise de forage un document contenant les prévisions commentées en matière de profondeur de la formation avant le début des activités de forage par battage. Le document renfermant les prévisions doit être lu par tous les membres du personnel et affiché à la vue de tous dans l'abri de chantier. Le propriétaire ou l'exploitant doit réviser les prévisions et informer rapidement l'entreprise de forage lorsque les activités révèlent une variation importante entre les pressions ou les structures géologiques anticipées et la réalité.</p> <p>560.6 26) v) la pression exercée sur l'équipement utilisé comme les vannes, les lignes, les rampes, les têtes ou les arbres de fracturation hydraulique, les tubages et les tubes de fracturation hydraulique ne doit pas dépasser 95 % de la pression de fonctionnement nominale de la composante la moins résistante de cet équipement;</p> <p>vi) durant les activités de fracturation hydraulique, la pression de fracturation hydraulique ne doit jamais être supérieure à la pression d'essai d'aucune composante;</p>
Pennsylvanie	<p>78.73) Si la pression excède la pression réglementaire, l'exploitant doit prévenir la migration de gaz vers les eaux souterraines. Il peut cimenter ou mettre une garniture d'étanchéité sur le tubage intermédiaire ou de production</p>
Royaume-Uni	<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>

4 – Fracturation – Gestion des pressions	
Texas	<p>Rule 3.29, a-&, c) L'exploitant doit immédiatement suspendre tout traitement de fracturation hydraulique et avertir le <i>district director</i> concerné dans les 24 heures si un transfert de pression ou de chaleur fait augmenter les pressions au-delà du niveau anticipé. Les activités de complétion subséquentes, y compris les traitements de fracturation hydraulique, ne peuvent reprendre qu'après la mise en œuvre de mesures correctives</p>
Dakota du Nord	<p>OCG, 43-02-03-27.1) Pour la stimulation hydraulique de fractures à travers une tige de fracturation, on doit munir les lignes de traitement partant des pompes jusqu'à la tête de puits d'une soupape de suppression de taille adéquate dont le fonctionnement a été vérifié. On doit aussi installer des clapets antiretour pour limiter le volume d'eau de reflux en cas d'ouverture de la soupape. La soupape de suppression doit limiter la pression dans la ligne à 85 % de la pression de rupture interne de la tige de fracturation</p> <p>La pression maximale de traitement lors de la stimulation hydraulique d'une fracture faite par la colonne de tubage intermédiaire ne doit pas dépasser 85 % de la cote API de la colonne de tubage.</p>
Californie	<p>HF, 1785) Si l'une des deux choses suivantes se produit, on doit en informer immédiatement la DOGGR : 1) une augmentation de pression dans l'espace annulaire du tubage de surface de 20 % ou plus par rapport à celle qui avait été calculée, causée par une expansion thermique; 2) une pression excédant 80 % de la pression de rupture minimale déterminée par l'API dans toute colonne de tubage communiquant avec le traitement de fracturation hydraulique</p> <p>On doit cesser la fracturation hydraulique si les pressions observées dans l'espace annulaire du tubage de surface dépassent : 1) une pression égale à 0,7 fois 0,433 fois la profondeur verticale réelle (en pieds) du sabot du tubage de surface; 2) 70 % de la pression de rupture interne déterminée par l'API du tubage de surface; 3) une augmentation de pression de 20 % ou plus par rapport à celle qui avait été calculée, causée par une expansion thermique</p>

4 – Fracturation – Suivi pendant	
Colombie-Britannique	<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 la communication</p>
Ontario	<p>7.14) On doit immédiatement interrompre l'injection de fluide si une perte de fluide ou une augmentation de pression est détectée dans l'espace annulaire de la tige de production. On ne peut reprendre l'injection avant d'avoir découvert la cause du problème et d'avoir pris les dispositions nécessaires pour le régler.</p>

4 – Fracturation – Suivi pendant

Nouveau-Brunswick	<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 tubage 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>
New York	<p>560.6 20) ...durant les activités de fracturation hydraulique, la pression de fracturation hydraulique ne doit jamais être supérieure à la pression d'essai.</p> <p>560.6 26) vii) les annulaires disponibles à la surface doivent être surveillés en permanence afin de détecter toute variation dans la pression ou le flux. Les résultats de cette surveillance doivent être consignés et disponibles en tout temps pour le département;</p> <p>viii) si une pression ou un flux anormal représentant un écart important est détecté, les activités de pompage pour la fracturation hydraulique doivent être immédiatement interrompues.</p> <p>750-3.8 c) 3) le volume d'eau utilisé à chaque étape de la fracturation hydraulique à haut volume. Un appareil d'enregistrement continu automatique (ou son équivalent) mesurant à 5 % près du flux réel doit être utilisé;</p>

4 – Fracturation – Suivi pendant

Royaume- Uni	<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 œuvre. Ces mesures doivent être établies en fonction du puits, mais elles peuvent inclure une surveillance microsismique et clinométrique de la croissance des fractures.</p> <p>Les inspecteurs doivent examiner certaines activités d'intégrité du puits et de 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.</p> <p>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.</p> <p>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</p> <p>Le Royaume-Uni devrait implanter un système d'alerte de couleurs (vert, jaune, rouge) liée à la sismicité pour l'extraction des gaz de schiste</p> <p>Green C.A. & All (2012) Après 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 M_L initialement proposé pour le système d'alerte n'était pas assez prudent. On a plutôt recommandé une limite de 0,5 M_L.</p>
Australie Occidentale	DMP requires detailed information about monitoring of fracking to be submitted in order to determine the acceptability of a fracturing
Texas	<p>Rule 3.13, 7- c) On doit surveiller tous les espaces annulaires pendant un traitement de fracturation hydraulique. Il faut suspendre immédiatement toute activité de fracturation hydraulique si un transfert thermique ou de pression entraîne une augmentation de la pression supérieure à celle qui était prévue</p> <p>On doit surveiller les activités de fracturation hydraulique pour que les fractures créées lors du processus se limitent à la formation cible</p> <p>La pression dans le puits est un facteur déterminant d'induction de sismicité. Plusieurs éléments ont une influence sur elle : le volume de fluide injecté, le volume d'eau de reflux, le débit d'injection et le débit de reflux</p>

4 – Fracturation – Suivi pendant	
Dakota du Nord	<p>OCG) On doit pressuriser et surveiller l'espace annulaire entre le tubage intermédiaire et la tige de fracturation pendant les activités de fracturation</p> <p>Le propriétaire et l'exploitant doivent avertir le directeur aussitôt que possible dans les 24 heures suivant l'incident si, pendant la stimulation, la pression dans l'espace annulaire entre le tubage de surface et le tubage intermédiaire dépasse 2 413 kPa.</p> <p>Pendant le traitement de fracturation, on doit colliger et transmettre aux appareils de surveillance et de contrôle les données comme le taux de fluide provenant des réservoirs, la quantité de laitier de ciment envoyé aux pompes à haute pression, la pression de traitement de la tête de puits, la densité du laitier de ciment et sa teneur en sable et en produits chimiques.</p> <p>La surveillance des fractures au moyen d'études microsismiques et inclinométriques n'est pas appliquée à chaque puits, mais on l'emploie souvent pour évaluer de nouvelles techniques, pour améliorer l'efficacité des techniques utilisées dans de nouvelles zones et pour calibrer les modèles informatiques de fracturation hydraulique. Une technologie novatrice, la cartographie microsismique, permet aux exploitants d'observer les événements microsismiques associés à la croissance des fractures en trois dimensions et en temps réel</p>
Californie	<p>PDR, 1785 (a) L'exploitant doit surveiller et enregistrer en permanence les paramètres suivants lors du traitement de fracturation hydraulique, le cas échéant : la pression superficielle d'injection, la cadence d'utilisation du laitier de ciment, la teneur en agents de soutènement, la cadence d'utilisation du fluide, l'ensemble des pressions dans les espaces annulaires ainsi que la nature et la teneur des additifs utilisés</p> <p>1789) Si les données de l'U.S. Geological Survey indiquent qu'un tremblement de terre d'une magnitude 2 ou plus s'est produit depuis le début des activités de fracturation hydraulique dans la zone d'analyse du rayon de traitement du puits, le rapport préparé en vertu du sous-paragraphe doit l'indiquer</p> <p>Si l'espace annulaire du tubage de surface n'est pas ouvert et sujet à la pression atmosphérique, on doit en mesurer la pression au moyen d'une jauge et d'une soupape de suppression</p>

4 – Fracturation – Suivi post fracturation	
Colombie-Britannique	<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 tubage de surface de chaque puits :</p> <p>a) lors 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.</p> <p>Pour les puits accessibles par hélicoptère, la fréquence de l'inspection visuelle est la même que celle des essais/surveillances.</p>

4 – Fracturation – Suivi post fracturation

Alberta	<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 1^{er} septembre de chaque année, au bureau local de l'organisme de réglementation approprié :</p> <p>a) des preuves démontrant, à la satisfaction de l'organisme de réglementation, que le liquide contenu entre le tubage et la tige de production est isolé du fluide injecté;</p> <p>b) les données attestant l'isolation</p>
Ontario	<p>7.10.2) Un inspecteur doit, chaque semestre, observer et attester la présence d'un fluide anticorrosion et son isolation du fluide injecté au moyen d'un manomètre, d'une inspection visuelle ou d'une autre technique équivalente.</p> <p>7.13) Après chaque période d'injection de 5 ans, l'exploitant doit procéder à un essai de pression de l'espace annulaire et prendre les dispositions nécessaires pour qu'un inspecteur certifie l'intégrité mécanique du puits.</p> <p>7.16) L'exploitant doit prendre les dispositions nécessaires pour qu'un inspecteur examine les installations et les activités du puits de rejet tous les 6 mois afin de certifier que les normes en matière de puits de rejet sont bien respectées</p>
Nouveau-Brunswick	<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;</p> <p>b) procéder à des tests de diagnostic et, si ces tests révèlent la présence d'une faille, fermer le puits et isoler la portion perforée du tubage 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>
New York	<p>560.6 26) ix) Le registre de chaque puits doit comprendre les résultats des essais de pression de l'équipement de fracturation hydraulique, des composantes de la tête de puits et des tubages; toutes les matières pompées dans le puits, y compris les additifs, ainsi que leur type et leur volume, classés par nom; les taux de reflux et les volumes quotidiens et totaux de fluide récupéré lors des 30 premiers jours d'écoulement du puits. Les volumes et les taux doivent être exprimés dans les unités de mesure spécifiées par le département. Le registre doit aussi comprendre une description complète des pressions observées lors des activités de fracturation hydraulique ainsi que les graphiques et les profils de pression qui y sont associés.</p>

4 – Fracturation – Suivi post fracturation

Pennsylvanie	<p>Act 13 3222) un rapport semestriel spécifiant le volume de production selon les paramètres de puits les plus précis possible.</p> <p>1) Le rapport de complétion doit contenir les données de l'exploitant concernant la stimulation. Le registre de stimulation doit comprendre :</p> <ul style="list-style-type: none">i) une liste descriptive de tous les additifs chimiques présents dans les fluides de stimulation, y compris tout acide, biocide, saumure, produit anticorrosion, agent de réticulation, d'émulsifiant, réducteur de friction, gel, agent de contrôle du taux de fer, correcteur d'acidité, agent de soutènement, inhibiteur d'entartrage et agent de surface;ii) le nom commercial, le fournisseur et une brève description de l'utilisation prévue de chaque additif chimique utilisé dans le fluide de stimulation;iii) une liste des produits chimiques ajoutés intentionnellement au fluide de stimulation, classés par nom et par numéro CAS;iv) la concentration maximale, en pourcentage de la masse, de chaque produit chimique ajouté intentionnellement au fluide de stimulation;v) le volume total du fluide de base;vi) une liste des sources d'eau utilisées conformément à un plan de gestion de l'eau ainsi que les volumes utilisés;vii) les débits de pompage et les pressions utilisées dans le puits;viii) le volume total d'eau recyclée utilisée. <p>2) Le registre de puits doit indiquer :</p> <ul style="list-style-type: none">i) si du méthane a été rencontré ailleurs que dans une formation ciblée;ii) le pays d'origine et de fabrication du matériel tubulaire d'acier utilisé dans la construction du puits.
--------------	--

4 – Fracturation – Suivi post fracturation

Royaume-Uni	<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. <p>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.</p> <p>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> <ol style="list-style-type: none">1. un échantillon des eaux de surface au site de forage avant le début des travaux de construction;2. un échantillon des eaux souterraines avant le début des travaux de construction;3. un échantillon des eaux de surface après la construction du site et les activités de forage et de fracturation;4. un échantillon des eaux souterraines après la construction du site et les activités de forage et de fracturation. <p>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</p> <p>Après un phénomène sismique inattendu, on pourrait devoir faire un essai sous pression ou une diagraphie d'adhésivité du ciment pour vérifier l'intégrité du puits</p> <p>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</p>
-------------	---

4 – Fracturation – Suivi post fracturation

Texas	<p>Rule 3.29 c-1) Dans les 15 jours suivant l'achèvement des activités de fracturation hydraulique, le fournisseur de service ou la société responsable doit divulguer les renseignements suivants concernant chaque ingrédient chimique ajouté volontairement au fluide de fracturation : son nom commercial, son fournisseur, une brève description du rôle qu'il joue dans le fluide et sa teneur réelle ou maximale exprimée en pourcentage de la masse</p> <p>Après un traitement de stimulation du puits, l'exploitant est tenu de divulguer les données réelles concernant la fracturation au moyen du formulaire exigé</p> <p>La TECQ a recours à la surveillance terrestre et à des inspections à la caméra infrarouge faites du haut des airs pour mieux comprendre les données sur la qualité de l'air. On étudie actuellement les méthodes de calcul utilisées pour le gaz et le pétrole afin de recueillir des données plus précises lors des activités en amont. Les projets de télédétection des composés organiques volatils (COV) de 2005 et 2007 ont répertorié plusieurs réservoirs sur des champs de pétrole d'où s'échappait un panache d'hydrocarbures. On a monté une caméra infrarouge passive HAWK sur un hélicoptère pour détecter et photographier ces panaches. La TCEQ a utilisé ces images pour détecter des sources d'émission de COV auparavant inconnues. Les méthodes de contrôle terrestre comprennent le balayage de la zone à l'aide de caméras infrarouges, l'analyse complète des vapeurs, l'observation du niveau de sulfure d'hydrogène, la détection de la présence d'azote et la collecte d'échantillons de COV¹¹.</p>
Dakota du Nord	<p>OCG, 43-02-03-27.1) Dans les 60 jours suivant la stimulation hydraulique des fractures, le propriétaire, l'exploitant ou la société responsable doit inscrire au registre FracFocus de divulgation des composés chimiques tous les éléments indiqués sur le site Web de FracFocus (http://fracfocus.or)</p> <p>Il est possible, avant d'entreprendre le traitement de fracturation hydraulique, de marquer l'agent de soutènement (habituellement composé de sable) au moyen d'un traceur. Après l'injection de l'agent de soutènement dans la formation, on fait une diaggraphie en trou tubé capable de détecter le traceur. La diaggraphie thermique est aussi une technique de diaggraphie en trou tubé post-fracturation. Le fluide de fracturation hydraulique a souvent la température ambiante de la surface. La température de la formation à une profondeur de 2 286 m peut, quant à elle, atteindre 93 °C.</p> <p>Le processus de fracturation hydraulique a comme effet de refroidir considérablement la formation. Avec cette diaggraphie, on peut estimer la croissance des fractures situées tout juste à l'extérieur du tubage.</p> <p>L'avènement de techniques novatrices de modélisation par ordinateur fait qu'on a de moins en moins recours à ces techniques post fracturations</p> <p>Si une perforation, une fracturation ou un traitement chimique cause des dégâts irréparables qui menacent l'intégrité mécanique du puits, la commission peut exiger de l'exploitant qu'il bouche le puits</p>

¹¹ <http://www.tceq.texas.gov/airquality/barnettshale/bshale-data>

4 – Fracturation – Suivi post fracturation

Californie	<p>WTRPR, 1788) Dans les 60 jours suivant l'arrêt des traitements de stimulation d'un puits, l'exploitant doit inscrire les renseignements suivants au registre de divulgation des composés chimiques : L'emplacement de la section du puits où se sont déroulés des traitements de stimulation; et l'étendue de la fracturation ou des autres modifications, le cas échéant, apportées par le traitement à la zone entourant le puits et le volume estimé de fluide de fracturation qui a pu être récupéré</p> <p>HF, 1787) Tout puits dans lequel ont été réalisées des activités de fracturation hydraulique doit être surveillé quotidiennement pendant les 30 jours suivant la fin des activités, puis mensuellement, afin de contrôler : La quantité de gaz, de pétrole et d'eau produite, y compris le volume d'eau de reflux, ainsi que la pression annulaire, celle dans le tubage et celle dans les tuyaux du puits. On doit conserver ces données pendant 5 années suivant l'arrêt des activités de fracturation hydraulique et les présenter à la DOGGR sur demande. On doit rendre compte annuellement des pressions annulaires du puits à la DOGGR</p>
------------	--

5 – Complétion/production – Équipements

Colombie-Britannique	<p>DPR 19 1) L'exploitant d'un puits d'un puits complété de pétrole ou de gaz doit veiller à ce que l'équipement de surface et souterrain soit installé de façon à permettre de mesurer la pression de la tige de production, du tubage et du tubage de surface en tout temps.</p> <p>2) L'exploitant d'un puits d'un puits complété doit veiller à ce que l'équipement de surface suivant soit présent sur le site de forage :</p> <p>a) les raccords de robinet requis pour échantillonner le pétrole, le gaz ou l'eau produits;</p> <p>b) dans le cas d'un puits de gaz, des installations permettant de déterminer la température du fluide de tête de puits.</p> <p>3) L'exploitant d'un puits d'un puits doit conserver un registre détaillé de la totalité de l'équipement souterrain présent dans le puits et ce, en tout temps, jusqu'à son abandon.</p> <p>DPR 17) L'exploitant d'un puits doit veiller à ce que l'équipement de tête de puits, y compris les vannes, soit conçu pour fonctionner de façon sécuritaire dans les conditions anticipées pendant la totalité du cycle de vie du puits et que la tête de puits ne soit pas soumise à une force excessive.</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>
----------------------	---

5 – Complétion/production – Équipements

Alberta	<p>6.100 1) L'exploitant d'un puits d'un puits complété dans le but de produire du gaz ou du pétrole ou d'injecter tout fluide doit laisser l'espace annulaire entre la deuxième colonne de tubage et le tubage de surface à l'air libre comme décrit au paragraphe 2).</p> <p>2) L'exploitant d'un puits doit aérer l'espace annulaire au moyen d'une conduite qui, sous réserve de toute obligation jugée pertinente par l'organisme de réglementation dans certains cas précis, doit :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) avoir un diamètre minimum de 50 mm; b) s'élever au moins 60 cm au-dessus du niveau du sol; c) se terminer d'une telle façon que tout rejet est dirigé vers le sol ou parallèle au sol; d) être équipée d'une vanne lorsque la concentration de sulfure d'hydrogène dans un échantillon représentatif du gaz produit par le puits est supérieure à 50 moles par kilo mole. <p>3) La cote de pression de fonctionnement en kilopascals de chaque partie du tubage de surface doit être au moins 25 fois équivalente à la profondeur requise, en mètres, du tubage de surface.</p> <p>6.130 1) L'équipement de surface et souterrain doit être conçu et installé de façon à permettre de mesurer la pression de la colonne de tubage, du tubage de surface et de fond de trou en tout temps, ainsi que 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>
Ontario	<p>3.14) Toutes les vannes, les têtes et les raccords de forage à brides installés sur la tête de puits doivent respecter les exigences de l'API Spéc. 6A : Équipement de tête de puits et d'arbre de Noël.</p> <p>Les vannes utilisées pour les puits à extraction par solution doivent respecter les exigences de la norme 6A de l'API ou du code B51-97 de la CSA : Boiler, Pressure Vessel and Pressure Piping Code. Après l'installation et la cimentation du tubage de production, mais avant la complétion du puits, l'exploitant doit :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) installer une tête ou un raccord de forage à brides comprenant deux orifices de sortie munis de vannes et de bouchons forgés à tête hémisphérique afin de permettre d'étanchéfier le tubage de production et l'espace annulaire du tubage intermédiaire à l'aide d'une garniture d'étanchéité si une quantité insuffisante de ciment est pompée pour isoler les zones poreuses du trou principal de la surface lors de la cimentation du tubage de production; b) fournir une tête de puits afin d'isoler l'espace annulaire à la surface ou de prévenir tout écoulement d'eau dans le trou lorsqu'un tel écoulement à partir de l'extérieur du tubage intermédiaire est possible; c) installer une tête ou un raccord de forage à brides comprenant deux orifices de sortie munis de vannes et de bouchons forgés à tête hémisphérique pour les puits de pétrole et de gaz où une tige de production est présente dans le puits.
Nouveau-Brunswick	<p>2.28) 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) de l'Energy Resources Conservation Board (ERCB) de l'Alberta</p>

5 – Complétion/production – Équipements

New York	<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 tubages 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 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 fin de production, d'entreposage ou de confinement du pétrole.</p>
Pennsylvanie	<p>78.72.) L'exploitant doit utiliser un dispositif anti éruption après avoir fixé le tubage efficacement. Les obturateurs anti éruption utilisés doivent être maintenus en excellent état en tout temps.</p> <p>Les commandes du dispositif anti éruption doivent être accessibles afin de permettre son déclenchement. Dans le cas d'un dispositif antiéruption coté pour une pression supérieure à 21 685 kPa et non associé au système hydraulique de la plateforme de forage, des commandes additionnelles doivent être situées à au moins 15 m du dispositif afin de pouvoir le déclencher en cas de perte de contrôle du puits.</p> <p>L'exploitant ne doit placer ou brancher que des raccords, des vannes et des unions dont la résistance à la pression est supérieure aux pressions anticipées sur le dispositif antiéruption.</p>

5 – Complétion/production – Équipements

Norvège	<p>B. Torbergsen & All (2012) On doit considérer la durée de vie du puits, la composition des fluides et les pressions et températures anticipées pour bien choisir l'équipement de complétion. L'équipement d'une nouvelle exploitation est habituellement conçu pour une durée de vie utile de 20 ans</p> <p>D-010, 7.1) Tous les matériaux de complétion du puits doivent être compatibles avec les fluides produits et injectés et avec : a) les fluides saumurés de la garniture d'étanchéité, b) les acides à boue, c) les fluides de stimulation, d) les inhibiteurs de tartre et e) le méthanol.</p> <p>Si on planifie d'utiliser de l'acide fluorhydrique ou du méthanol pur (moins de 5 % d'eau) dans l'équipement de complétion permanent, il faut éviter d'employer les alliages de titane</p> <p>7.3 a) Les conduites de commande et les mécanismes d'engagement de tous les éléments de barrière de puits doivent pouvoir résister aux effets de leur environnement (exposition à des produits chimiques, à des températures extrêmes, à de grandes pressions, à l'usure mécanique, à l'érosion, aux vibrations, etc.).</p> <p>b) Tous les puits de production et d'injection doivent être équipés d'un arbre.</p> <p>c) Une vanne de sécurité de fond doit être installée dans toutes les tiges de complétion pour tous les puits pénétrant un réservoir d'hydrocarbures ou dont la pression de formation est suffisante pour faire monter les fluides au niveau de la surface ou du fond marin, y compris les formations d'injection surcomprimées.</p> <p>d) L'espace annulaire situé entre la tige de conditionnement et le tubage ou le tubage partiel doit être scellé (p. ex. au moyen d'une garniture d'étanchéité) pour tous les puits de production ou d'injection.</p> <p>e) Il doit être possible d'installer un collier à coins pour tubes de production (ou un bouchon de colonne de production à faible profondeur) et un bouchon de colonne de production à grande profondeur dans la tige de conditionnement.</p> <p>f) La pression à l'intérieur de la tige de production doit être surveillée en tout temps au moyen d'un transmetteur émettant des alarmes situé au niveau de la tête de puits ou de l'arbre de Noël.</p> <p>g) La pression à l'intérieur de l'espace annulaire A doit être surveillée en tout temps au moyen d'un transmetteur émettant des alarmes situé au niveau de la tête de puits ou de l'arbre de Noël et réglé selon des limites définies de pression de fonctionnement.</p> <p>h) Tous les espaces annulaires accessibles doivent être équipés de manomètres réglés selon des limites définies de pression de fonctionnement.</p> <p>Références aux normes suivantes : ISO 11960/API Spéc. 5CT ISO 13679</p> <p>7.6.) Il faut vérifier les cas de charge et consigner les points faibles Toute tige de production conçue pour résister à l'éclatement, à l'écrasement et aux charges longitudinales doit se soumettre à une analyse des contraintes pour laquelle on suggère 11 cas de charge</p> <p>15.25) Si la tige de complétion est exposée au gaz libre pendant son cycle de vie, les raccords de toutes ses composantes doivent être certifiés ISO13679 CAL III ou CAL IV</p>
---------	---

5 – Complétion/production – Équipements

Royaume-Uni	<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 Tube de production. Collier à coins pour tubes de production Valve de sécurité de sous surface 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 <i>Downhole equipment, packer and bridge plugs</i>, et API spéc. 14A <i>Subsurface safety valve equipment</i>). Garniture d'étanchéité fixée dans le tubage 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 Les tubages 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>
Australie Occidentale	<p>SOPEPR 5,27) Toutes les cuves et l'équipement pouvant libérer des vapeurs inflammables doivent être ventilés vers l'atmosphère. Toute quantité considérable de gaz évacuée doit être brûlée par un système de torche tel que décrit à l'article 230.</p> <p>5) Toutes les installations permanentes de torchage doivent être clôturées, et une méthode acceptable au vu d'un agent inspecteur doit être utilisée lors de l'allumage des torches.</p> <p>PGER(MS)R 22) le puits est équipé d'un dispositif de sécurité qui est :</p> <p>a) conçu pour interrompre automatiquement l'écoulement de pétrole ou d'eau à partir du puits en cas de bris de la conduite d'écoulement, ou de tout autre équipement de production associé, résultant en une fuite;</p> <p>b) positionné de façon à être facilement accessible pour les personnes effectuant la surveillance;</p>

5 – Complétion/production – Équipements

Dakota du Nord	<p>HSO, III) Avant de commencer les travaux de complétion, on doit s'assurer que l'équipement requis et les systèmes d'avertissement sont tous fonctionnels et suivre la formation H₂S</p> <p>L'exploitant doit veiller à mettre en place un programme adéquat d'équipement de protection respiratoire, conformément à la dernière version de la norme Z.88.2-1980 « <i>Practices for Respiratory Protection</i> » de l'ANSI. Tout site en complétion doit conserver des appareils de protection respiratoire appropriés à portée de main pour le personnel essentiel</p> <p>Lors des travaux de complétion, un seul indicateur de direction du vent est suffisant, à condition qu'il soit visible de toutes les principales zones de travail sur le site</p> <p>Si possible, il faut installer une duse télécommandée pour les travaux de complétion. Une vanne télécommandée peut remplacer la duse</p> <p>L'équipement de complétion doit permettre l'accès vers le fond (rentrée) sous pression pour les activités de contrôle de puits permanent. Il faut installer au moins deux vannes maîtresses</p> <p>Tout site de forage où du SO₂ risque d'être relâché en raison du torchage de H₂S pendant les travaux de complétion devrait disposer d'appareils portables de détection pour vérifier les niveaux de SO₂ dans la région</p>
Californie	<p>AI, chap. 9) Dans le cas des complétions sur le plancher océanique, on doit faire appel à des plongeurs ou à de l'équipement télécommandé pour ouvrir ou fermer les vannes; tout travail de restauration requis sur un puits doit se faire à partir d'un bateau ou d'une barge de forage.</p> <p>AI, chap. 4) La complétion comprend le tubage du puits et l'installation de l'équipement de production, des réservoirs pour le pétrole et d'une myriade d'autres appareils et dispositifs.</p> <p>Selon le Bureau of Land Management, toutes les exigences en matière d'équipement pour les milieux contenant du H₂S mentionnées pour le Dakota du Nord s'appliquent également en Californie¹².</p> <p>OGDR, 2132) L'équipement de tête de puits doit présenter une pression nominale de service supérieure à la pression de surface maximale à laquelle on anticipe qu'il sera soumis</p> <p>Les vannes de sécurité de surface de la tête de puits doivent être conformes à la Spec 14D de l'API</p> <p>Deux vannes maîtresses doivent être installées sur tout puits capable de couler</p> <p>Tous les travaux faits sous pression par perforation et par câble doivent être réalisés à travers un sas de lubrification installé sur un câble métallique de BOP approprié</p> <p>Tout puits capable de laisser couler du pétrole ou du gaz doit posséder une vanne de sécurité de fond à commande en surface (conforme à la Spec 14A de l'API) installée dans la colonne de production à une profondeur d'au moins 30 m sous le plancher océanique, ou la surface du sol dans le cas des puits en hautes terres.</p>

¹² <http://www.blm.gov/ca/st/en/prog/energy/og/forms.html>

5 – Complétion/production – Méthodes	
Colombie-Britannique	<p>DPR 16, 1) b) que, à l'exception de la production de gaz à des concentrations de sulfure d'hydrogène inférieures à 5 pour cent molaire ou de l'injection d'eau douce, toute injection dans un puits ou toute production extraite s'effectue par la tige de production.</p> <p>DPR 49) Il est interdit au titulaire d'un permis de court-circuiter ou de désactiver un avertisseur, un dispositif de surveillance, une soupape de sûreté à pression ou un dispositif d'arrêt d'urgence d'un puits de production ou d'une installation.</p> <p>DPR 50, 3) L'exploitant d'un puits doit prendre toutes les précautions raisonnables pour protéger les puits, qu'ils soient connectés aux conduites d'écoulement ou non, contre tout dommage ou toute obstruction du fait de personnes ou d'activités non autorisées</p>
Alberta	<p>6.101, 1) Toute injection dans un puits ou toute production, à l'exception de la production de gaz non corrosif ou de l'injection d'eau douce, doit s'effectuer par la tige de production.</p> <p>3) L'exploitant d'un puits qui demande une exemption en vertu du paragraphe 2) doit démontrer l'efficacité des mesures qu'il a prises pour réduire le risque d'écoulement de fluides résultant de la corrosion des matériaux.</p>
Ontario	<p>6.1) Avant le début de l'extraction de pétrole et de gaz d'un puits, l'exploitant doit faire installer l'équipement de surface et de mesure ou de points d'essai de compteur sur chaque puits afin de permettre :</p> <p>a) la mesure de la pression de la tige de production et du tubage; b) la mesure du débit; c) l'échantillonnage du pétrole, du gaz et de l'eau.</p> <p>6.3) L'exploitant d'un puits doit prendre toutes les précautions possibles pour prévenir le gaspillage de pétrole ou de gaz lors des activités de production et de stockage ou d'abatage hydraulique. Il doit en outre éviter le gaspillage de pétrole ou de gaz et prévenir toute fuite des réservoirs naturels, des puits, des conteneurs, des conduites ou d'autres ouvrages. Les exploitants doivent :</p> <p>a) prévenir le gaspillage des ressources en hydrocarbures; b) prévenir le gaspillage de pression souterraine; c) maximiser la récupération finale de pétrole et de gaz; d) minimiser autant que possible le torchage ou l'évacuation des gaz.</p>
Nouveau-Brunswick	<p>2.28) 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>
New York	<p>556.1 e) Pour chaque puits de pétrole, seule doit être autorisée, sans pénalité de restriction dans la production pétrolière, la production du volume de gaz équivalant à la proportion limitative gaz-pétrole applicable multipliée par le potentiel de production pétrolière du puits déterminé par le taux de production déclarée... la proportion limitative gaz-pétrole correspond à 60 m³ pour chaque baril produit.</p> <p>556.2 e) Les gaz produits ou vendus doivent être mesurés à l'aide d'un compteur approprié et de capacité suffisante, ou d'une autre manière approuvée par le Département. Le gaz d'une concession ou d'une propriété en exploitation concertée peut être jaugé ou mesuré dans son ensemble ou pour chaque puits, au choix de l'exploitant. Les relevés de compteurs et les données pertinentes doivent être conservés dans un registre permanent pendant au moins trois ans et être mis à la disposition du Département sur demande écrite.</p>

5 – Complétion/production – Méthodes

Pennsylvanie	<p>Act 13, 3259) Les activités de production ne doivent se dérouler de façon à engendrer des nuisances publiques ou avoir d'effets néfastes sur la santé publique, la sécurité, le bien-être ou l'environnement.</p> <p>Oil and Gas Conservation Act, 4) Le gaspillage est interdit lors de la production de gaz ou de pétrole</p>
Norvège	<p>B. Torbergsen & coll. (2012) 5.3.7) L'étape de complétion d'un puits comprend souvent l'installation de vannes pour l'ajout de produits chimiques</p> <p>D-010, 7.1) La phase de complétion commence après le forage et la diaggraphie du puits jusqu'à sa profondeur totale et se termine avec l'installation de l'arbre de Noël, la mise à l'essai des barrières et le transfert du puits à l'organisme responsable de la production.</p> <p>7.2) On doit préparer un schéma des barrières de puits avant chaque activité ou opération dans le puits.</p> <p>7.5) On doit établir des procédures de contrôle du puits en fonction des principaux scénarios d'urgence (perte de venue ou de fluide lors de l'installation ou du retrait de la tige de complétion, complétion avec plusieurs lignes de contrôle, frottement d'éléments non cisailables sur les mâchoires de sécurité de du dispositif antiéruption, défaillance de l'ancrage)</p> <p>On doit s'exercer à la maîtrise des procédures de contrôle de puits suivantes : 1) débranchement d'urgence du tube goulotte; 2) complétion avec perte de venue</p> <p>8.5) Des procédures de contrôle du puits pour différents scénarios doivent être établies. Les mesures à prendre pour sécuriser le puits où survient une défaillance de la barrière et les puits avoisinants doivent être clairement définies. Les procédures génériques pour neutraliser le puits doivent être accessibles en tout temps. Une évaluation du délai d'intervention requis en fonction des risques doit être effectuée. Le plan d'intervention en cas d'éruption doit être tenu à jour notamment en ce qui a trait aux possibilités de forage d'un puits de décompression.</p> <p>8.7) Les puits doivent être exploités dans le respect des limites sécuritaires d'exploitation définies en fonction du type de service (p. ex. production, injection) et de leur durée de vie. Les fluides doivent être compatibles avec la matière exposée et la composition des fluides du puits.</p> <p>L'évolution des pressions, des débits et des températures de la tige de production et de l'espace annulaire accessible doit être suivie et comparée pour détecter les fuites ou les anomalies. L'emplacement des valves doit être connu en tout temps et en permettre normalement la surveillance.</p>

5 – Complétion/production – Méthodes

Royaume-Uni	<p>DCR 8.— 1) L'exploitant d'un puits doit veiller à mettre en place des mesures appropriées pour maintenir l'intégrité de l'installation, notamment en ce qui a trait :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) à l'évaluation périodique de son intégrité; b) à la mise en œuvre du travail de restauration en cas de dommage ou de détérioration qui pourrait compromettre son intégrité. <p>2) Le paragraphe 1) ne s'applique pas :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) aux installations fixes dont la structure n'est pas encore érigée à l'emplacement où elles seront exploitées; b) aux installations mobiles en construction qui ne peuvent pas encore être déplacées. <p>WIG 7.6) Travaux de complétion</p> <p>On doit réviser les procédures de contrôle du puits (la capacité du dispositif antiéruption de colmater les tubes et l'équipement de complétion, les techniques de neutralisation du puits, les possibles complications liées à la présence de conduites et de câbles à l'extérieur de la tige de complétion) avant le début des activités de complétion. De plus, il faut mesurer la baisse de pression survenant lors d'une circulation à faible débit en cas de venue inattendue pendant une activité de complétion en fond de trou</p> <p>Pendant les opérations de complétion, on peut devoir réaliser un déplacement vers un fluide plus léger dans un puits. Avant d'entreprendre cette procédure, il faut soumettre les tubages et les bouchons de ciment à un essai de résistance à la pression et, si possible, mettre l'étanchéité aux venues des supports de tubage à l'essai. L'essai d'étanchéité aux venues doit être clairement séparé des activités de déplacement ou de nettoyage subséquentes. On doit réaliser les activités de déplacement selon une procédure approuvée et un plan d'urgence doit être en place pour répondre à tout signe de venue lors du déplacement</p>
Australie Occidentale	<p>SOPEPR 601 1) L'extraction de pétrole, autre que lors d'essai de production d'un puits, ne doit pas être effectuée avant l'approbation de la construction de l'équipement de production, des systèmes de sécurité, des installations d'urgence pour le personnel et de l'aménagement.</p>
Dakota du Nord	<p>OCG, 43-02-03-26) On doit en tout temps exploiter, produire et entretenir les puits à complétion multiple de manière à assurer la ségrégation complète des différentes sources d'approvisionnement. Le <i>director</i> peut exiger tous les essais qu'il juge nécessaires pour déterminer l'efficacité de la ségrégation des différentes sources d'approvisionnement</p>

5 – Complétion/Production – Tests

Colombie-Britannique	<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>
Alberta	<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 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.

5 – Complétion/Production – Tests

Ontario	<p>6.10) La période d'essai de la production initiale pour les puits exploratoires et de développement correspond à 120 et 90 jours respectivement à partir de la date de la profondeur finale et l'exploitant doit rédiger un rapport comprenant :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) le volume de production quotidienne de pétrole, de gaz et de saumure; b) une estimation des réserves potentielles de pétrole et de gaz du puits et des prévisions de sa production; c) les plans de conservation du gaz ou les autres solutions envisagées; d) l'évaluation du réservoir, l'estimation des réserves, les limites du gisement; e) la pression de fond stabilisée au début et à la fin de la période d'essai de la production initiale, ainsi que la méthode utilisée <p>6.8) L'exploitant doit déterminer la pression de fond en utilisant :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) des gradients statiques et des indicateurs de pression de fond enfoncés au centre de la formation productrice après avoir fermé les obturateurs assez longtemps pour atteindre la stabilisation; b) des essais de montées de pression à l'aide d'indicateurs de pression de fond après fermeture du puits; c) des enregistreurs électroniques ou mécaniques dans le train de tiges d'essai aux tiges; d) les mesures de pression à poids mort à la surface avec ou sans tir de fluide sonique, selon que le puits contient du fluide ou non, pour calculer une pression de fond stabilisée.
Nouveau-Brunswick	<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 tubage de surface, à la migration des gaz et aux gaz isolés</p>
New York	<p>556.1 h) Sur demande du Département, le propriétaire ou l'exploitant du puits doit 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>
Norvège	<p>D-010, 7) La fonction d'arrêt d'urgence doit être mise à l'essai avant l'exploitation du puits. La fermeture séquentielle des obturateurs est requise et doit être vérifiée. Les exigences en matière de temps de fermeture des obturateurs d'arrêt d'urgence doivent être évaluées et définies pour chaque installation et chaque champ, en fonction des risques et des conditions d'exploitation du puits.</p> <p>Les obturateurs, les dispositifs d'étanchéité testables disponibles et les canalisations qui font partie des barrières primaires ou secondaires du puits doivent être mis à l'essai périodiquement pour en vérifier le fonctionnement et l'intégrité. La fréquence des essais doit être régie par :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) les données empiriques; b) les changements de la composition de l'écoulement qui augmentent le risque de dépôt, de tartre, de corrosion, d'érosion et des débits de production et d'injection élevés.

5 – Complétion/Production – Tests

Royaume- Uni	<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>
Australie Occidentale	<p>SOPEPR, 526 4) Les conditions suivantes s'appliquent aux essais aux tiges et aux essais de production :</p> <p>a) Si l'essai des couches doit être effectué à proximité d'une zone habitée, toutes les mesures raisonnables doivent être prises pour prévenir les résidents qu'il pourrait affecter. En outre, l'essai doit être mené de manière à minimiser le risque de blessure pour ces personnes et de dommage à leur propriété;</p>
Dakota du Nord	<p>OGC, 43-02-03-40) Chaque exploitant doit faire un essai pour déterminer la proportion gaz-pétrole dans les 30 jours suivant la complétion ou la remise en production d'un puits de pétrole. Chaque essai doit respecter les normes de l'industrie, à moins d'indications contraires du <i>director</i></p> <p>43-02-03-41) Seule une personne qualifiée de par sa formation et son expérience peut faire l'essai aux tiges, et elle doit employer un instrument manométrique de fond approuvé. Il faut fermer complètement le puits pendant au moins 48 heures avant l'essai</p>
Californie	<p>OGDR, 2128) Il faut utiliser une tête de colonne pour essai de puits sous-marin dans le bloc d'obturateur de puits pendant l'essai aux tiges ou l'essai de production d'un appareil de forage mobile</p> <p>2132-a-4-D) Après son installation sur le puits, on doit mettre à l'essai tout l'équipement de tête de puits à une pression du fluide égale à sa pression nominale de service.</p>

5 – Complétion/Production – Suivi	
Colombie-Britannique	<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 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 tubage de surface de chaque puits :</p> <p>b) dans le cadre de la maintenance périodique pendant la durée de vie du puits;</p>
Alberta	<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 tubage, des tubages 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>
Ontario	<p>6.4.1) Des registres mensuels exacts des volumes de production de pétrole, de gaz et d'eau ainsi que de la pression du gisement et des fluides injectés doivent être tenus pour chaque puits.</p> <p>Si la production mélangée est autorisée, des registres exacts indiquant les volumes de production combinée de pétrole, de gaz et d'eau doivent être tenus pour le gisement ou le champ concerné.</p> <p>6.12) L'exploitant d'un gisement de gaz exploité à terre doit :</p> <p>a) mesurer annuellement la pression statique de chaque puits du gisement;</p> <p>b) s'il est démontré que les pressions du puits sont représentatives de la pression de formation, mesurer annuellement la pression statique uniquement sur les puits représentatifs; et consigner les mesures obtenues en a) ou en b) sur le formulaire 8;</p> <p>c) s'il a complété un puits de gaz dont la phase de dégorgeement est estimée à plus de $28,3 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ par jour, déterminer la livrabilité conformément aux normes reconnues en matière d'essai de diffusivité à débit variable. Transmettre les résultats au Ministère et les consigner sur le formulaire 7.</p>
Nouveau-Brunswick	<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 tubage de surface dans les 90 jours suivant l'extraction d'un appareil de forage ou lors de la complétion initiale d'un puits</p>

5 – Complétion/Production – Suivi

New York	<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>
Pennsylvanie	<p>78.88 a) l'exploitant doit inspecter chaque puits en exploitation à tout le moins trimestriellement pour vérifier sa conformité aux exigences de construction et d'exploitation du présent chapitre et de la loi. L'exploitant doit consigner les résultats des inspections, les conserver au moins 5 ans et les mettre à la disposition du Département et du propriétaire ou de l'exploitant de charbon pour examen.</p> <p>b) Les inspections doivent à tout le moins déterminer :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) la pression en tête de puits ou la mesure du niveau d'eau; 2) le débit maximum sur l'annulaire du tubage de production ou la pression de l'annulaire si ce dernier est fermé; 3) si du gaz s'échappe du puits et en quelle quantité, en la mesurant ou en l'estimant; 4) la présence, le cas échéant, de corrosion progressive, de rouille ou d'autres signes de détérioration de l'équipement.
Norvège	<p>D-010, 7.3) Tous les espaces annulaires accessibles doivent être équipés de manomètres devant fonctionner à l'intérieur de limites de pression sécuritaires définies. La pression du trou du tube de production doit être transmise à la tête de puits/arbre de Noël et surveillée en continu, avec des alarmes. La pression dans l'espace annulaire A doit être surveillée et transmise en tout temps au niveau de la tête de puits ou de l'arbre de Noël avec alarme réglée selon des limites définies de pression de fonctionnement sécuritaire.</p> <p>8.7.1) Les données historiques sur le rendement et la fiabilité utilisées pour justifier une modification de la fréquence des essais doivent être documentées. Si un obturateur ou une soupape de sécurité lâche, la cause doit être déterminée et des mesures doivent être prises pour la réparation. Des mesures et une maintenance préventives doivent être mises en place pour réduire la probabilité d'autres défaillances. Si un type de soupape de sécurité de l'installation présente un taux de défaillance supérieur à 2 % sur une période de 12 mois, des mesures doivent être prises pour en améliorer la fiabilité générale.</p> <p>8.7.2) Le débit du puits et les fluides d'injection doivent être systématiquement surveillés et analysés pour détecter tout changement qui peut avoir un effet négatif sur l'élément de barrière du puits comme la corrosion, l'érosion, les dépôts de tartre et de paraffine, et les émulsions.</p> <p>8.7.3) La pression dans tous les annulaires accessibles doit être surveillée et maintenue à l'intérieur des limites minimales et maximales. Une pression positive doit être maintenue dans tous les annulaires accessibles pour détecter les fuites et des pressions différentielles doivent être conservées entre tous les annulaires.</p>

5 – Complétion/Production – Suivi

Royaume-Uni	<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. Données du puits Plan du puits tel que construit 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 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>MCFM) On peut réduire les émissions de méthane pendant les étapes de reflux et de complétion en installant de l'équipement portable conçu spécifiquement pour résister au haut débit initial d'eau, de sable et de gaz</p>
Australie Occidentale	<p>SOPEPR 118) Après la libération de l'appareil de forage, l'exploitant doit clôturer adéquatement le puits et l'identifier clairement de manière permanente en indiquant son nom et son numéro.</p> <p>635 2) Un puits qui n'a pas été suspendu ou obturé et abandonné doit être inspecté à des intervalles ne dépassant pas six mois.</p> <p>3) Dans le cadre d'une inspection en vertu du sous-alinéa 2)</p> <ul style="list-style-type: none"> a) la pression de toutes les tubes de production et de l'annulaire doit être mesurée; b) toute trace de communication doit être évaluée; <p>L'étendue de toute réparation ou maintenance nécessaires doit être déterminée.</p>

5 – Complétion/Production – Suivi	
Dakota du Nord	HSO, III-C-3-b) Chaque site complété doit posséder un système de détection et de surveillance du H ₂ S qui active automatiquement des alarmes visuelle et sonore lorsque la concentration d'H ₂ S dans l'air ambiant atteint les limites maximales admissibles respectives de 10 et 15 ppm dans l'air et qui s'accompagne d'au moins 3 points de détection situés à la cave avant-puits, au plancher de l'appareil de forage et aux réservoirs du système de circulation ou au tamis vibrant. On doit installer, étalonner, mettre à l'essai et entretenir le système de détection selon les recommandations du fabricant
Californie	<p>Selon le Bureau of Land Management, le système de surveillance du H₂S mentionné pour le Dakota du Nord est également valide pour la Californie¹³.</p> <p>OGDR, 2132) mettre à l'essai mensuellement l'ensemble des vannes maîtresses de la tête de puits et des capteurs de pression pour en vérifier le fonctionnement et le maintien de la pression.</p> <p>mettre à l'essai mensuellement le clapet antiretour de la conduite d'écoulement pour en vérifier le maintien de la pression.</p> <p>La pression de l'espace annulaire du tubage de chaque puits doit être vérifiée mensuellement</p>

5 – Complétion/production – Reddition de compte	
Colombie-Britannique	<p>36 1) Au terme de chaque complétion ou activité de reconditionnement d'un puits, L'exploitant d'un puits dispose de 30 jours pour soumettre un rapport qui comprend le déroulement chronologique, les descriptions détaillées des activités, traitements et réactions du puits, et un schéma du fond du puits.</p> <p>2) Il n'est pas nécessaire de produire le rapport exigé au paragraphe 1) en ce qui concerne les activités d'entretien régulier, notamment l'injection d'inhibiteurs de corrosion, le détartrage ou d'essais de pression.</p>
Alberta	6.130 3) À la complétion du puits et au terme de toute autre activité subséquente, L'exploitant d'un puits pour un puits de gaz ou de pétrole doit fournir à l'organisme de régulation une description détaillée de tous les équipements de subsurface et de leur emplacement
Ontario	13.11) L'exploitant doit faire état de la production pour l'année précédente en soumettant au Ministère le formulaire 8 (Annual Report of Monthly Well or Field/Pool Production) en deux exemplaires, au plus tard le 15 février de chaque année.
New York	<p>556.1 d) Au moins une fois par année afin de mesurer la proportion gaz-pétrole dudit puits et en faire état. Les données sur la proportion gaz-pétrole doivent figurer dans le rapport annuel de production.</p> <p>557.4) Chaque exploitant d'un projet de maintien de pression ou de récupération secondaire doit consigner dans un registre les volumes de fluide ou les fluides injectés et produits ainsi que les pressions d'injection. Chaque exploitant doit soumettre annuellement au département un rapport indiquant les volumes de fluide ou les fluides injectés et produits ainsi que les autres données utiles.</p>

¹³ <http://www.blm.gov/ca/st/en/prog/energy/og/forms.html>.

5 – Complétion/production – Reddition de compte	
Pennsylvanie	<p>78.88 c) Pour toute structure solide de puits conforme au paragraphe 78.73c) (relatif au tubage de surface et de protection du charbon et aux procédures de cimentation), l'exploitant doit respecter le calendrier de production de rapports établi au paragraphe e).</p> <p>78.121 a) L'opérateur du puits doit soumettre un rapport annuel de production et de statut, le ou avant le 15 février de chaque année. Pour un puits produisant du gaz dans le Marcellus, des rapports doivent être soumis le ou avant le 15 août et le ou avant le 15 février de chaque année. Le rapport doit contenir, outre les données de production, l'information sur les quantités et les types de déchets produits et les méthodes de disposition ou de réutilisation.</p>
Norvège	D-010, 4.10.2) Un rapport de fin des activités doit être produit après la phase de complétion
Royaume-Uni	<p>WIG) 8.2.1) Les données suivantes doivent être disponibles après la phase de complétion : des diagrammes montrant les composantes installées et incluant le nom de leurs fabricants, leur description, leur profondeur, leurs numéros de série, leurs matériaux, leurs diamètre externe maximal, leur diamètre interne minimal, leur diamètre interne décalé, leurs branchements, leur température et leur pression de fonctionnement, leur pression d'essai, le fluide de complétion, la profondeur critique et toute autre donnée ou tout autre renseignement concernant une anomalie observée ou le matériel laissé dans le puits.</p> <p>Conserver les rapports papier ou des données validées indépendamment, et vérifier ou examiner les rapports d'essais, au besoin.</p> <p>DCR 9.—1) L'exploitant d'un puits doit soumettre un rapport écrit sur les risques et les mesures de prévention appliquées à l'autorité compétente dans les 10 jours suivant la détection d'une menace importante à l'intégrité d'une installation.</p>
Australie Occidentale	<p>SOPEPR 526 6) En plus des exigences du paragraphe 5), l'exploitant doit fournir au Directeur :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) une copie du rapport opérationnel pertinent; b) une copie lisible des relevés de l'enregistreur de pression de chaque colonne de forage ou de tout autre essai mené dans le puits et c) une interprétation des résultats de ces essais. <p>SOPEPR 625 4) L'exploitant doit à la fin de chaque mois fournir au Directeur un rapport sur les puits qui ont été reconditionnés au cours du mois précédent.</p>
Texas	Rule 3.16) L'exploitant d'un puits doit soumettre à la RRC le rapport de complétion approprié dans le délai le plus court entre 30 jours suivant la complétion du puits ou 90 jours suivant la date à laquelle les travaux de forage sont parachevés. L'exploitant d'un puits doit soumettre à la RRC un rapport de complétion modifié dans les 30 jours de toute transformation physique apportée au puits, notamment les modifications aux perforations ou aux diagraphies en trou ouvert ou du tubage
Dakota du Nord	L'exploitant doit soumettre un rapport auprès de la Commission dans les 30 jours suivant la complétion d'un puits. Il doit y indiquer les données concernant le tubage et le matériel tubulaire (type de colonne, taille, profondeur, COT), les intervalles de perforation et de trou ouvert, la production, les marqueurs géologiques, l'essai aux tiges, la stimulation du puits et tout autre renseignement pertinent ¹⁴ .

¹⁴ North Dakota Industrial Commission, Department of Mineral Resources, Oil and Gas Division. Well completion report – Form 6.

5 – Complétion/production – Reddition de compte	
Californie	<p>PRC04. 1724.1) Le sommaire et les diagraphies du puits doivent parvenir au DOGGR dans les 60 jours suivant sa complétion</p> <p>OGDR, 2132-a-4-G) L'ensemble des résultats aux essais de pression doit être consigné au registre journalier des activités du puits</p>

6 – Fermeture – Exigences préalables	
Colombie-Britannique	<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> <ul style="list-style-type: none"> a) une diagraphie de rayons gamma de la surface au fond du puits; b) une diagraphie neutron de 25 m sous la surface du sol à la base du tubage de surface; c) une diagraphie de résistivité et de porosité de la base du tubage de surface au <ul style="list-style-type: none"> i) fond du puits de guidage vertical, s'il y a lieu, ou ii) point le plus profond de la partie verticale d'un puits horizontal au-delà duquel l'outil de diagraphie ne peut descendre sous l'effet de la gravité. <p>DPR 41 2) L'exploitant d'un puits doit vérifier la présence de fuites par le tubage de surface de chaque puits :</p> <ul style="list-style-type: none"> c) durant les activités d'obturation visant l'abandon d'un puits.
Alberta	<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 tubage 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 tubage en surface.</p>
Ontario	<p>4.5) Toute personne qui colmate un puits le fait de manière à :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) protéger les couches potentiellement gazéifères ou pétrolifère; b) prévenir la migration entre les couches du pétrole, du gaz ou de l'eau; c) sceller et isoler toutes les formations poreuses des autres formations autour; d) éliminer les dangers pour les utilisateurs en surface. <p>4.5.22) Le tubage sujet à l'usure causée par les tiges de forage doit être examiné afin de déterminer sa capacité à résister à la pression au moyen de :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) une diagraphie d'inspection du tubage afin de déterminer le niveau d'usure; b) un test de résistance à la pression lors duquel la pression exercée est égale ou inférieure à 50 % de la pression d'éclatement maximale de la section la plus faible du tubage, ou à la pression d'utilisation des obturateurs anti-éruption, si elle est plus basse.
Nouveau-Brunswick	<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>

6 – Fermeture – Exigences préalables	
New York	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.
Norvège	<p>D-010, 9.3.8.1) Généralités L'abandon des puits colmatés doit être exécuté dans une perspective définitive, notamment afin d'évaluer l'état des barrières de puits installées après qu'un processus chimique et géologique prévisible ait eu lieu. Le colmatage d'un réservoir doit prévoir les accès possibles à cette partie du puits (en cas d'effondrement, etc.) ainsi que l'installation d'un élément de barrière de puits adéquat.</p> <p>9.6.1) Dimensionnement, hypothèses et postulats Il faut connaître la profondeur et la dimension des formations potentiellement émettrices de chaque puits.</p>
Royaume-Uni	<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.</p> <p>La position du ciment dans l'espace annulaire du tubage en ciment doit être examinée : diagaphies ou estimations à partir des rapports.</p> <p>L'étanchéité du ciment doit être évaluée à l'aide de données factuelles comme : des diagaphies, l'absence de pression constante dans le tubage durant les essais d'étanchéité; l'absence d'anomalies durant la cimentation; centralisation; l'usure du tubage; l'accumulation de tartre.</p>
Australie Occidentale	SOPEPR, 528(5) Programme d'abandon de puits et de gisement doit être soumis afin d'obtenir l'approbation du régulateur.
Texas	<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 tubage</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>

6 – Fermeture – Exigences préalables	
Dakota du Nord	OGC, 43-02-03-33) Avant le début des travaux d'obturation, un avis d'intention d'obturation indiquant le nom et l'emplacement du puits, le nom de l'exploitant, la méthode d'obturation et une description détaillée des travaux proposés doit être déposé auprès du directeur de l'Oil and Gas NDIC pour approbation
Californie	<p>PRCO4, 1723.1 c) Des exigences particulières de obturation peuvent exister pour certains types de zones d'hydrocarbures, comme : le schiste fracturé ou métamorphique, les intervalles de sable profonds, particulièrement ceux présentant une bonne perméabilité verticale, tout intervalle productif épuisé d'une épaisseur de plus de 30 m et les zones multiples complétées dans un puits</p> <p>1723.2 c) Là où les conditions géologiques ou d'eau souterraine l'exigent, des procédures spéciales d'obturation peuvent être obligatoires pour prévenir la contamination des eaux utilisables par percolation descendante des eaux de surface de mauvaise qualité, pour séparer les zones d'eau de différentes qualités et pour isoler les sables secs qui sont en continuité hydraulique avec les aquifères d'eau souterraine</p> <p>1745) Les travaux d'obturation et d'abandon ne doivent pas débuter avant leur approbation. On doit soumettre les projets d'obturation ou d'obturation et d'abandon à l'aide du formulaire approprié de la DOGRR et les accompagner d'un programme de travail détaillé, qui sera réputé approuvé si le Superviseur ne répond pas par écrit à l'avis d'intention de l'exploitant dans les 10 jours ouvrables.</p> <p>Il faut utiliser les indicateurs de charge ou de volume appropriés pour déterminer le poids sec de la bentonite avant sa pose dans le trou de forage. La bentonite ne doit pas servir dans les tubages et les tubes de production de moins de 2 7/8 pouces de diamètre extérieur¹⁵.</p>

6 – Fermeture – Conception des travaux	
Colombie-Britannique	<p>DPR 26 b) L'exploitant d'un puits doit colmater le puits avec des bouchons de ciment de manière à :</p> <ul style="list-style-type: none"> i) maintenir un isolement hydraulique adéquat entre toutes les zones poreuses, ii) prévenir les fuites de fluides à partir du puits; iii) empêcher la hausse de pression dans toutes les parties du puits; iv) préserver l'intégrité du puits de forage. <p>Renvoie à la directive 20 de l'Alberta</p> <p>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 tubage situé au-dessus de la formation visée.</p> <p>Pour les puits faisant l'objet d'un abandon définitif, un bouchon de béton 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>

¹⁵ <http://www.conservation.ca.gov/dog/Pages/bentoniteplugging.aspx>

6 – Fermeture – Conception des travaux

Alberta	<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.</p> <p>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.</p> <p>Il n'y a pas de distance maximale à respecter entre les bouchons; toutefois, la pression dans la zone isolée ne doit pas excéder la pression de fracturation de l'intervalle laissé sans tubage juste au-dessus.</p> <p>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 %.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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>
---------	--

6 – Fermeture – Conception des travaux

Ontario	<p>11.8) L'exploitant doit couler des bouchons de ciment :</p> <ul style="list-style-type: none">a) au-dessus et en dessous de chaque formation gazéifère, pétrolifère et aquifère;b) au-dessus des formations du Cambien, de Trenton, de Cataract, de Guelph, de Salina, de Dundee et de la roche-mère, et à la base de la formation de Guelph. <p>11.11) Les bouchons de ciment supplémentaires doivent être disposés comme suit :</p> <ul style="list-style-type: none">a) dans l'ensemble du sabot du tubage de surface et jusqu'à 8 mètres au moins au-dessus et en dessous du sabot;b) à l'intérieur d'un tubage de surface pénétrant à plus de 60 mètres sous la base de la nappe d'eau potable la plus profonde, et sur tout le fond de ladite nappe d'eau;c) à l'intérieur d'un tubage intermédiaire pénétrant tout juste sous le fond de la nappe d'eau potable la plus profonde, et dans lequel chaque formation poreuse a été cimentée;d) dans l'ensemble du sabot du tubage intermédiaire devant demeurer en place, jusqu'à 8 mètres au moins au-dessus et en dessous du sabot;e) après avoir retiré un tubage intermédiaire dans lequel chaque formation poreuse n'a été pas cimentée afin de positionner les bouchons de ciment de manière optimale;f) à l'intérieur d'un tubage de production dans lequel chaque formation poreuse a été cimentée, tout juste en dessous du fond de la nappe d'eau potable la plus profonde et dans l'ensemble des outils de cimentation en plusieurs étapes;g) après le retrait d'un tubage de production dans lequel chaque formation poreuse n'a pas été cimentée afin de positionner les bouchons de ciment de manière optimale aux profondeurs précisées ci-dessus;h) à l'intérieur d'un puits de drainage horizontal, le bouchon servant à isoler un gisement (zone productive) devant mesurer 8 mètres et se trouver au-dessus dudit gisement, ou dans l'ensemble du sabot du tubage de production. <p>11.5 a) Dans le cas de bouchons de ciment pompé, sauf les bouchons de surface, le volume du lait de ciment doit remplir une section de 30 mètres plus 10 %.</p> <p>b) Dans le cas de bouchons coulés au moyen de cuiller de cimentation, le volume du ciment doit remplir une section de 8 mètres plus 10 %.</p> <p>11.5) Volume des bouchons</p> <ul style="list-style-type: none">a) Dans le cas de bouchons de ciment pompé, sauf les bouchons de surface, le volume du lait de ciment doit remplir une section de 8 mètres plus 10 %.b) Dans le cas de bouchons coulés au moyen de cuiller de cimentation, le volume du ciment doit remplir une section de 8 mètres plus 10 %. <p>11.9) Taille des bouchons</p> <p>Les bouchons de ciment doivent couvrir une distance de 8 mètres dans le puits.</p>
---------	--

6 – Fermeture – Conception des travaux

New York	<p>555.5) Le tubage non cimenté doit être coupé et retiré aussi profondément que possible avant la mise en place d'un bouchon d'environ 15 m de long au-dessus de la base du tubage. Lorsque le retrait d'un tubage non cimenté s'avère impossible, il faut le perforer à une profondeur de 15 m sous le sabot du tubage 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 tubage, 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.]</p> <p>(proposé) 1) Les trous de forage, qui conserveront ou non leur tubage, doivent être remplis de ciment sur une 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 tubage, un bouchon de ciment d'au moins 30 m de long doit être mis en place [au fond du tubage] remontant et descendant 15 m en dessous et au-dessus du sabot de tubage.</p> <p>3) Si un tubage 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 tubage initial ou de tubage 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 tubage (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>
Pennsylvanie	<p>78.92) Le puits doit être rempli de matériau non poreux du fond ou de la profondeur atteignable jusqu'à 15 m sous le gisement pétrolifère, gazéifère ou aquifère épuisé ou encore exploitable. Le bouchon de ciment coulé à ce point doit remonter à 15 m au moins au-dessus dudit gisement.</p> <p>Tout autre gisement pétrolifère, gazéifère ou aquifère épuisé ou encore exploitable doit être isolé à l'aide d'un remplissage de matériau non poreux jusqu'à 6 m au-dessus dudit gisement et d'un bouchon de ciment de 15 m de long.</p> <p>Chaque gisement pétrolifère, gazéifère ou aquifère épuisé ou encore exploitable entouré par d'autres formations rocheuses doit être isolé à l'aide de bouchons de ciment débordant ledit gisement d'au moins 15 m au-dessus et en dessous.</p> <p>c) Dans le cas d'un puits colmaté depuis le fond atteignable, l'exploitant doit installer un bouchon de ciment de 15 m de long au point atteignable le plus profond.</p> <p>d) Lorsque le retrait d'un tubage de production s'avère impossible, l'exploitant doit le perforer et couler du ciment dans l'annulaire ou par toute autre méthode approuvée par le département afin d'isoler le gisement pétrolifère, gazéifère ou aquifère épuisé ou encore exploitable. La base du tubage de production non cimenté peut atteindre une longueur maximale de 30 m sous la base du tubage de surface ou de protection du charbon, selon le plus profond des deux. La partie non cimentée d'un tubage laissé en place au-dessus du fond ou de la profondeur atteignable ne peut pas traverser un gisement pétrolifère, gazéifère ou aquifère épuisé ou encore exploitable.</p>

6 – Fermeture – Conception des travaux

Norvège

D-010) Il doit y avoir au moins une barrière de puits entre la surface et la source de venue potentielle, sauf dans le cas d'un réservoir (contenant des hydrocarbures ou présentant un risque d'écoulement) nécessitant deux barrières de puits.

7.) La longueur du bouchon solide/figé doit correspondre à 100 mètres de profondeur mesurée.

Dans le cas d'un bouchon installé à l'intérieur d'un tubage dont la base est formée par un bouchon mécanique, la longueur minimale doit correspondre à 50 mètres de profondeur mesurés.

8.) Il doit couvrir au moins 50 mètres de profondeur mesurée au-dessus de la source d'écoulement ou de fuite. Un bouchon en transition du puits non tubé vers le tubage doit couvrir au moins 50 mètres de profondeur mesurée en dessous du sabot de tubage.

9.) Un tubage ou un tubage partiel dont le sabot se trouve dans une formation perméable doit être muni d'un bouchon à manchon de retenue de 25 mètres de profondeur mesurée.

9.3.8.2) Barrières de puits permanentes

Les barrières de puits permanentes doivent occuper la totalité d'une section de puits, couvrir tous les annulaires et sceller le tout tant à la verticale qu'à l'horizontale. Tout élément de barrière de puits installé dans un tubage et intégré à une barrière permanente doit donc se situer à une profondeur où il est possible d'en vérifier la qualité dans tous les annulaires.

9.3.2) Position des barrières de puits

Les barrières de puits doivent être installées aussi près que possible d'une source potentielle de venue et colmater tous les chemins de fuite.

Les barrières principale et secondaire doivent être installées à une profondeur où on estime que la pression de fracturation de la formation à la base du bouchon excédera la pression potentielle interne.

9.6.2) Les bouchons doivent être placés à côté d'une formation imperméable. Une barrière de puits permanente doit offrir une intégrité à long terme, être imperméable, ne pas rétrécir, supporter les charges et les chocs mécaniques, résister aux produits chimiques et autres substances (H₂S, CO₂ et hydrocarbures), adhérer à l'acier et ne pas compromettre l'intégrité des tubes

La dernière section non tubée d'un puits de forage ne doit pas être abandonnée définitivement sans que l'on ait d'abord installé une barrière de puits permanente, peu importe les risques de surpression ou d'écoulement. Le trou de forage doit être parfaitement colmaté.

15.24) Les bouchons de ciment doivent rester étanches malgré les charges statiques et dynamiques et autres conditions. Dans les bouchons servant à isoler les formations perméables et les gisements pétrolières présentant une pression anormale, il faut recourir à des laitiers de ciment capables de prévenir la migration des gaz. On doit concevoir les bouchons pour résister à la pression différentielle et aux températures les plus élevées prévues au fond du trou de forage, y compris durant l'installation et les essais de charges

15.28) Les bouchons mécaniques doivent être conçus pour résister à la pression différentielle maximale, aux températures minimum et maximum, à bon nombre de cycles de pression et de température et aux charges auxquelles ils seront soumis lors de leur cycle de vie et de leur installation

6 – Fermeture – Conception des travaux

Royaume-Uni	<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 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.</p> <p>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 point d'entrée et en contact avec le ciment de l'espace annulaire si elle est installée dans un tubage partiel ou un tubage, 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 tubage 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</p> <p>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 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>
-------------	---

6 – Fermeture – Conception des travaux

Australie Occidentale	<p>529) L'abandon d'un puits doit respecter les étapes suivantes :</p> <p>1) Dans la section sans tubage d'un puits, installer des bouchons de ciment afin de former une barrière de ciment de 30 mètres au-dessus et d'au moins 30 mètres en dessous de tout gisement pétrolifère, gazéifère ou aquifère.</p> <p>2) Dans une colonne de tubage située immédiatement au-dessus d'une section sans tubage, il est nécessaire d'installer :</p> <p>a) un bouchon de ciment, mis en place par placement, remontant au moins 30 mètres au-dessus et 30 mètres en dessous du sabot de tubage;</p> <p>b) un obturateur de cimentation muni d'une soupape de décharge et installé de 10 à 30 mètres au-dessus du sabot de tubage et un bouchon de ciment descendant au moins 30 mètres en dessous dudit sabot et remontant au moins 15 mètres au-dessus dudit obturateur;</p> <p>c) si la présence de conditions de perte de circulation a été vérifiée ou prévue, un bouchon provisoire utilisé de manière permanente, disposé à 45 mètres ou moins au-dessus du sabot de tubage et une colonne de ciment d'au moins 15 mètres au-dessus dudit bouchon provisoire.</p> <p>3) Si la colonne de tubage est coupée puis retirée, installer un bouchon de ciment s'étendant au moins 30 mètres au-dessus et en dessous de la coupure; ces travaux peuvent être exécutés à l'aide d'un obturateur.</p> <p>4) Aux endroits où la colonne de tubage a été perforée, installer :</p> <p>a) un bouchon de ciment du côté opposé aux perforations;</p> <p>b) afin de colmater la section perforée à l'aide d'un obturateur de cimentation installé dans la colonne de tubage à 45 mètres ou moins au-dessus du sommet de la section perforée et d'un bouchon de ciment remontant au moins 15 mètres au-dessus de l'obturateur, à condition que ladite section soit isolée du puits sans tubage en dessous;</p> <p>c) sous réserve du paragraphe b) si une succession d'obturateurs servent à isoler des sections perforées aux fins d'essai,</p> <p>Le bouchon s'étend au moins 30 mètres au-dessus et en dessous de l'intervalle perforé, il suffit d'installer un bouchon de ciment à 15 mètres au moins au-dessus de l'obturateur le moins profond.</p> <p>6) Un bouchon de surface pénétrant à au moins 15 mètres de profondeur sous la surface doit être installé à l'intérieur de la colonne de tubage qui remonte à la surface.</p>
Texas	<p>Rule 3.14 d) Pour utiliser des matériaux et des méthodes d'obturation de substitution (non approuvés par les normes API), 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</p> <p>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 <i>district director</i> ou son représentant</p> <p>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 jusqu'au fond du bouchon</p>

6 – Fermeture – Conception des travaux

Dakota du Nord	<p>DO, III) La conception de l'obturation d'un puits abandonné doit prendre en compte les trous ouverts et tubés.</p> <p>Pour les trous ouverts : les bouchons de ciment, à l'exception du bouchon de surface, doivent contenir un volume suffisant de laitier de ciment pour remplir 30 m du trou, plus 10 % supplémentaires pour chaque tranche de 300 m de profondeur</p> <p>Pour les trous ouverts : on doit poser un bouchon de ciment excédant d'au moins 15 m le fond et 15 m le sommet de : 1) toute zone abritant un fluide ou un gaz susceptible de migrer; 2) tout gisement minéral préalablement fructueux. 3) Aucun bouchon, à l'exception du bouchon de surface, ne doit être inférieur à 25 sacs sans l'approbation expresse d'un représentant officiel autorisé.</p> <p>4) On peut obturer les sections extrêmement épaisses d'une seule formation en plaçant des bouchons de 30 m du sommet au fond de la formation, et conformément à l'article ii des présentes; 5) En l'absence de zones productives ou de gisements minéraux préalablement fructueux, qui nécessitent des bouchons de ciment, les longs tronçons de trou ouvert doivent être obturés au moins tous les 910 m. On doit placer ces bouchons en travers des parties jauges du trou, à moins d'indication contraire approuvée.</p> <p>Pour les trous tubés : un bouchon de ciment doit être placé à l'opposé de toute perforation ouverte et s'étendre d'au moins 15 m en dessous à 15 m au-dessus de l'intervalle perforé. Un bouchon de support est acceptable, à condition : 1) qu'il soit installé entre 15 et 30 m au-dessus des perforations ouvertes; 2) que les perforations soient isolées de tout trou en découvert situé plus bas; 3) que le bouchon de support soit couronné de 15 m de ciment. Si une cuiller est utilisée pour couronner le bouchon, 10,7 m de ciment suffisent</p>
----------------	--

6 – Fermeture – Conception des travaux

Californie	<p>PRCO4, 1724 (a) En général, les bouchons de ciment seront posés à travers certains intervalles pour protéger les zones pétrolifères ou gazéifères, pour prévenir la dégradation des eaux utilisables et pour protéger les conditions à la surface aux fins de santé et sécurité publiques.</p> <p>1723.1 (d) Dans une zone de complétion multiple, un bouchon de support simple posé au-dessus de la zone inférieure peut remplacer le ciment, si cette zone est isolée des zones supérieures par du ciment derrière le tubage. Les bouchons de support subséquents sont interdits à moins qu'ils soient séparés par des bouchons de ciment. Il faut enlever les bouchons temporaires et les remplacer par des bouchons de ciment avant la complétion de zones moins profondes ou l'abandon du puits</p> <p>1723.1) Obturation de zones pétrolifères ou gazéifères en découvert : il faut poser un bouchon de ciment de manière à ce qu'il s'étende de la profondeur finale du puits, ou d'au moins 30 m en dessous du fond de chaque zone, jusqu'à au moins 30 m au-dessus de cette zone. Puits tubé : toutes les perforations doivent être obturées avec du ciment, le bouchon devant s'étendre d'au moins 7,5 m en dessous du sommet de l'intervalle perforé le plus haut jusqu'à au moins 30 m au-dessus du point le plus haut entre le sommet du tubage partielposé, les perforations les plus hautes, le point de cimentation du tubage, les trous d'arrêt d'eau et la zone pétrolifère ou gazéifère</p> <p>1723.3) Si le trou est découvert en dessous du sabot de tubage, le bouchon de ciment doit s'étendre d'au moins 15 m en dessous à au moins 15 m au-dessus du sabot. Si le trou ne peut être récuré jusqu'à 15 m sous le sabot, un bouchon de ciment de 30 m doit être posé le plus profondément possible</p> <p>1723.5) Obturation en surface : il faut obturer le trou et tout espace annulaire à la surface avec un bouchon de ciment d'au moins 7,5 m</p> <p>1723.2) Pour la protection de l'eau douce en découvert : on doit poser un bouchon de ciment d'au moins 60 m à travers tout front salé; pour les trous tubés : si du ciment se trouve derrière le tubage qui traverse le front salé, on doit poser un bouchon de ciment de 30 m à l'intérieur du tubage qui traverse le front</p>
------------	--

6 – Fermeture – Matériaux d'obturation

Colombie-Britannique	<p>PRCG p. 12) Puits non tubé</p> <p>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>
Alberta	<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>

6 – Fermeture – Matériaux d'obturation

Ontario	<p>11.3) Matériaux de colmatage (bouchon)</p> <p>a) Les bouchons de ciment doivent être :</p> <ul style="list-style-type: none"> i) de ciment pur sans adjuvant expanseur, ni gravier, ni matériau impossible à forer; ii) d'un mélange conforme aux normes de l'American Petroleum Institute (API) relatives aux ciments pour puits de pétrole; iii) de lait de ciment à base d'eau (1,9 kg/L); iv) résistants au sulfate s'ils servent à isoler les zones contenant des fluides sulfurifères. <p>11.7) Matériaux pour les intervalles entre les bouchons</p> <p>Les intervalles entre les bouchons doivent être remplis d'eau ou de boue de forage.</p>
New York	<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) 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.</p> <p>Il est également possible d'installer, immédiatement un bouchon provisoire au-dessus de chaque gisement gazéifère ou pétrolifère épuisé dans les environs et de couler au moins 15 m de ciment par-dessus.</p>
Pennsylvanie	<p>78,93) Puits en zones houillères – surface du tubage de protection du charbon ancrée au moyen d'une garniture d'étanchéité ou de ciment (section B).</p> <p>Après la mise en place du bouchon de 15 m le moins profond, le tubage de surface récupérable doit être retiré. Le puits doit ensuite être rempli de la surface jusqu'au sommet du bouchon de 15 m avec un matériau non poreux autre qu'un gel. Dans le cas d'un tubage de surface irrécupérable, le puits doit être rempli de la surface jusqu'au sommet du bouchon de 15 m avec un matériau non cimentaire.</p> <p>Un bouchon mécanique approuvé par le département doit être utilisé en remplacement d'un bouchon de ciment. Le bouchon mécanique doit être placé à 20 mètres au-dessus de chaque gisement pétrolifère, gazéifère ou aquifère épuisé.</p>

6 – Fermeture – Matériaux d'obturation

Norvège	<p>9.3.3) Matériaux</p> <p>Les matériaux qui entrent dans la fabrication de barrières de puits aux fins de colmatage doivent pouvoir supporter l'exposition aux conditions de charge et du milieu durant la période d'abandon du puits. Il faudra procéder à des essais pour documenter la durabilité (intégrité) à long terme des matériaux de colmatage utilisés. Une barrière de puits permanente doit posséder les propriétés suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none">a) imperméabilité;b) durabilité à long terme (intégrité);c) non-rétractibilité;d) ductilité (incassable) – résistance aux charges mécaniques et aux chocs;e) résistance aux différents produits chimiques (H₂S, CO₂ et hydrocarbures).f) pouvoir de mouillage pour assurer l'adhérence à l'acier. <p>Le matériel tubulaire en acier ne constitue pas un élément acceptable de barrière permanente de puits, à moins qu'il ne soit soutenu par du ciment ou un matériau de colmatage aux propriétés fonctionnelles similaires à celles décrites ci-dessus (à l'intérieur et à l'extérieur).</p> <p>Les joints en élastomère utilisés pour sceller les barrières de puits ne constituent pas des barrières de puits permanentes</p> <p>Les laitiers de ciment que l'on utilise pour isoler les sources d'arrivée doivent être conçus pour prévenir la migration des gaz et convenir à l'environnement du puits (CO₂, H₂S). On recommande les ciments correspondant à la classe G de la norme 10A de l'API</p> <p>API 10A, 4.1.1.6) Les ciments la classe G sont ceux que l'on obtient en broyant du clinker, principalement composé de silicates de calcium hydraulique, qui contient habituellement une ou plusieurs formes de sulfate de calcium comme additif. On ne doit intégrer au clinker aucun autre additif que le sulfate de calcium et l'eau lors de la fabrication de ce ciment. On permet les additifs chimiques, comme ceux utilisés dans la réduction du chrome(VI), s'ils n'empêchent pas le ciment du puits d'accomplir sa tâche</p> <p>Les bouchons mécaniques utilisés comme élément de barrière de puits doivent correspondre aux grades suivants de la norme ISO 14310 : grade V1 pour la validation de la conception (essais de résistance au gaz, aux charges longitudinales et aux changements de température) et grade Q1 pour le contrôle de la qualité (plus haut niveau de CQ et double vérification des propriétés chimiques et mécaniques)</p>
---------	---

6 – Fermeture – Matériaux d'obturation

Royaume-Uni	<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 thermodurcissables 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>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 tubage et la formation géologique</p> <p>Tout autre matériau sélectionné doit posséder les caractéristiques énoncées ci-dessus.</p> <p>Il faut procéder à des essais pour documenter la durabilité (intégrité) à long terme des matériaux.</p>
Australie Occidentale	<p>9) Les intervalles entre les bouchons de ciment doivent être remplis avec un fluide de densité appropriée, capable de prévenir à la corrosion du tubage.</p>
Texas	<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.</p> <p>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>
Dakota du Nord	<p>DO, III) Chaque intervalle entre les bouchons doit être rempli de boue de densité suffisante pour exercer une pression hydrostatique supérieure à la plus forte pression de formation rencontrée pendant le forage de cet intervalle. En l'absence d'autres renseignements au moment de l'approbation d'obturation, on doit indiquer un poids minimal de boue de 9 livres par gallon</p> <p>DO II) La boue aux fins d'obturation est une boue faite de bentonite de flocculant semblable, d'eau et de tout additif requis pour atteindre le poids et la consistance qu'il faut pour stabiliser le trou</p>

6 – Fermeture – Matériaux d'obturation	
Californie	<p>PRCO4, 1723) On doit couler à travers tout intervalle non obturé avec du ciment, et depuis la surface dans tous les espaces annulaires, une boue de forage de poids et de consistance appropriés pour prévenir l'entrée d'autres fluides dans le trou de forage</p> <p>On peut mélanger le ciment à d'autres substances aux propriétés physiques appropriées ou le remplacer si ces substances sont approuvées. L'application de ces matériaux composites et d'autres substances à certains puits est à la discrétion du mandataire du district..</p> <p>Bentonite sodique d'une densité spécifique minimale de 2 (sèche)/1,5 (hydratée), d'un pH entre 6 et 12 et d'une composition chimique approximative de 63 % de SiO₂, 21 % d'Al₂O₃ et 16 % d'autre chose. Aucun additif ne doit servir. La bentonite doit être comprimée; les flocons et la poudre ne doivent pas servir sans l'approbation de la DOGGR.</p> <p>Gamache, M.Y., (1993) La résine convient parfois mieux que le ciment pour les bouchons d'obturation. Ses propriétés avantageuses sont : sa capacité à migrer dans des espaces clos sans pontage, sa bonne résistance à la compression et son imperméabilité aux fluides et aux gaz</p>

6 – Fermeture – Méthodes de mise en place	
Colombie-Britannique	<p>DPR 27 Retrait de tubage</p> <p>L'exploitant d'un puits doit veiller à que le tubage 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>
Alberta	<p>Dir 020) En cas de zones poreuses non isolées les unes des autres, L'exploitant d'un puits doit perforer le tubage 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. verticalement à au moins 15 mètres au-dessus et en dessous du sommet du tubage partiel.</p> <p>Le tubage 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.</p> <p>L'inhibiteur ne doit pas être utilisé à l'intérieur du tubage situé au-dessus du seuil de protection des eaux souterraines.</p> <p>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 tubage doit être rempli d'un fluide non corrosif ou d'eau douce pour abandonner le sommet d'un tubage partiel cimentée dans un puits :</p> <p>il faut installer un bouchon provisoire utilisé de manière permanente à moins de 15 mètres au-dessus du sommet du tubage partiel et le recouvrir d'un bouchon d'au moins 8 mètres verticaux. Ce bouchon doit s'étendre</p> <p>Le volume minimal de ciment doit égalier le volume du tubage, pour la totalité de la profondeur du puits mesurée à partir du fond de l'obturateur, plus 0,5 m³.</p>

6 – Fermeture – Méthodes de mise en place

Ontario	<p>11.4) Le ciment doit être déposé par déplacement dans la tige de production ou la tige de forage ou par cuiller de cimentation.</p> <p>11.10) le retrait du tubage respecte les critères suivants :</p> <p>a) le tubage de surface, ou tout autre tubage une taille plus petite utilisé à sa place, peut être récupéré. Toutefois, s'il doit rester en place, il faut y introduire un bouchon soudé ou un bouchon de ciment d'au moins 3 mètres. Dans tous les cas, il faut le couper 1 mètre sous le gisement, sauf si le puits se trouve en zone submergée. Le cas échéant, il faut couper le tubage en dessous du lit du plan d'eau;</p> <p>b) lorsque le tubage est retiré, il faut remplir complètement le puits jusqu'à la surface avec de l'argile, du sable ou des débris de forage au fur et à mesure en plus d'installer un bouchon de ciment à entre 1 et 2 mètres de la surface;</p> <p>c) au moment de retirer le tubage de production ou intermédiaire, lorsque le tubage ne protège pas suffisamment les nappes d'eau potable traversées par un trou de forage, il faut installer un bouchon de ciment d'un bout à l'autre de l'intervalle, soit de 15 mètres sous la base de la zone à 15 mètres au-dessus de celle-ci</p>
New York	<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>
Pennsylvanie	<p>78.94). Lorsque le tubage de surface et le tubage et le tubage de production ne sont pas cimentés, ou en l'absence d'un tubage de surface :</p> <p>1) le tubage de production récupérable doit être retiré en y appliquant une force égale à celle exercée par le poids du tubage, plus 5 000 lb ou 120 %, selon la valeur la plus élevée des deux. En cas d'échec, il faut essayer de couper, déchirer ou torpiller le tubage. La zone entre les bouchons de ciment doit être remplie de matériaux non poreux. Les bouchons de ciments doivent complètement colmater le trou de forage. L'exploitant peut traiter plusieurs couches comme une seule formation en introduisant dans le trou de forage une seule colonne de ciment ou d'autres matériaux.</p> <p>2) Après le colmatage des gisements pétrolières, gazéifères ou aquifères épuisés ou encore exploitables, il faut remplir le puits de matériaux non poreux à environ 30 m en dessous du siège de tubage de surface et installer un autre bouchon de ciment ou de tout autre matériau approuvé par le département à au moins 15 m au-dessus ce de point.</p> <p>Lorsque le tubage de surface n'est pas cimenté ou qu'il est absent, et que le tubage de production est cimenté, il faut installer les bouchons de ciment dans la partie cimentée du tubage de production.</p>

6 – Fermeture – Méthodes de mise en place

Norvège	<p>D-010) Il est acceptable d'installer un seul long bouchon dans un trou tubé, pourvu qu'on le place sur une base vérifiée (un bouchon mécanique ou de ciment dont la résistance à la pression est attestée) et que les conditions suivantes soient remplies : le bouchon de ciment couvre 50 m de tubage et il repose sur une base (à la profondeur finale ou à un bouchon de ciment de la profondeur finale), les bouchons de ciment s'installent directement l'un sur l'autre, et on dote tout tubage ou toute colonne perdue d'un manchon de retenue d'une longueur mesurée de 25 m</p> <p>On peut seulement installer un bouchon mécanique dans une section tubulaire de puits cimentée ou soutenue par un mur assez épais pour qu'elle résiste aux charges du bouchon</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Les spécifications de conception et d'installation (programme de cimentation) doivent être communiquées avant l'installation de bouchons de ciment. 2. Les bouchons de ciment en place doivent procurer une isolation durable aux zones touchées. 3. Dans les bouchons servant à isoler les formations perméables et les gisements pétrolières présentant une pression anormale, il faut recourir à des laits de ciment capable de prévenir la migration des gaz. 4 Les bouchons de ciment permanents doivent être conçus pour résister aux conditions statiques et dynamiques et de charges du puits afin de procurer un colmatage durable. 5 Il doit être conçu pour résister aux prévisions les plus élevées de pression différentielle et de température au fond du trou de forage, y compris durant l'installation et les essais de charges. 6. Le volume minimal de ciment à préparer pour un bouchon doit être défini afin d'obtenir un lait de ciment homogène, ce qui préviendra la contamination en surface et les accumulations.
Royaume-Uni	<p>La technique utilisée pour placer l'équipement de colmatage en fond de trou est extrêmement importante, particulièrement lors d'une installation par le tubage. Si la base de la barrière se trouve loin au-dessus du point d'entrée, la pression de fracturation à la 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>
Australie Occidentale	<p>7) tout espace annulaire qui s'étend jusqu'à la surface et qui s'ouvre sur le trou de forage doit être colmaté au moyen d'une quantité suffisante de ciment, c'est-à-dire capable de remplir au moins 30 mètres d'espace annulaire;</p> <p>11) aucun tubage ne doit être récupéré si le retrait risque d'exposer une zone présentant une pression anormale, une perte de circulation ou un gisement pétrolière ou aquifère;</p> <p>12) il faut installer une balise de puits en acier à au moins 2 mètres au-dessus de la surface du sol. Celle-ci doit :</p> <ol style="list-style-type: none"> a) être soudée à un montant d'acier, lui-même soudé à la tête du tubage ou à sa base et b) porter le nom et le numéro du puits tracés par cordon de soudure

6 – Fermeture – Méthodes de mise en place

Texas	<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 <i>district director</i> ou son représentant peut approuver les demandes écrites en faveur d'une autre méthode</p> <p>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 tubages intermédiaires. Le tubage de surface est toujours laissé en place et ses parties inférieures et supérieures obturées à l'aide de bouchons. Si le puits est terrestre, le site est restauré après le retrait de l'appareil de forage</p>
Dakota du Nord	<p>OGC, 43-02-03-34) On doit obturer les puits pour confiner de façon permanente le pétrole, le gaz et l'eau des strates qui les contenaient à l'origine. Pour ce faire, on utilise un fluide chargé de boue, du ciment et des bouchons, qu'on emploie seuls ou en combinaison. On doit couper toutes les colonnes de tubage au moins 1 m en dessous du contour de la surface finale et y souder un couvercle</p>
Californie	<p>PRCO4, 1723 c) Il est interdit de placer un bouchon de ciment à l'aide d'une cuiller à une profondeur de plus de 910 m. La pose d'un bouchon de ciment à l'aide d'une cuiller n'est autorisée que si l'eau est le seul fluide dans le trou</p> <p>Des règlements particuliers à deux districts de Californie stipulent : 1) qu'on ne peut pas employer de la bentonite dans des programmes d'obturation de puits nécessitant une cimentation sous pression; 2) qu'il est interdit d'utiliser la bentonite dans les trous de forage sous 1 200 m ou dans les zones dont la pression différentielle excède de 3447 kPa celle d'une zone supérieure sans l'évaluation de la DOGGR; 3) que la bentonite ne peut servir dans les puits présentant une déviation de plus de 20° sans approbation préalable</p> <p>Le <i>district deputy</i> peut exiger, avant la pose d'un bouchon de surface, qu'on enlève les colonnes de tubage non cimentées au moins à partir de sa base</p>

6 – Fermeture – Vérifications

Alberta	<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.</p> <p>La force minimum utilisée pour localiser les bouchons correspond à 1800 daN ou le poids de la tige s'il est moins élevé.</p> <p>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 tubage et s'assurer qu'il est statique, en plus de confirmer l'absence de bulles de gaz.</p>
Ontario	<p>11.6) Localisation des bouchons L'exploitant doit localiser (baliser) les bouchons ci-dessous et prendre les dispositions nécessaires pour qu'un inspecteur certifié leur localisation et leur position :</p> <p>a) chaque bouchon placé au-dessus d'un gisement gazéifère ou pétrolifère, d'une zone de stockage ou du toit d'une cavité saline; b) le bouchon le plus haut du puits.</p>
New York	<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>
Norvège	<p>La position finale des barrières de puits et de leurs éléments doit être vérifiée. Baliser ou mesurer pour confirmer la profondeur du bouchon. On doit mettre à l'essai l'étanchéité d'un bouchon mécanique à la pression différentielle maximale, dans la direction de l'écoulement et, si l'on peut prouver son étanchéité bidirectionnelle, dans la direction opposée</p> <p>[...] essai sous pression qui doit :</p> <p>a. se dérouler à une pression supérieure d'au moins 7000 kPa (~1000 psi) à la force estimée de la formation, lorsque réalisé sous le tubage ou un chemin de fuite potentiel, ou d'au moins 3500 kPa (~500 psi) dans le cas des bouchons de tubage de surface; b. ne pas dépasser la pression d'essai ou le facteur d'usure du tubage s'il est moins élevé.</p> <p>9.3.4 Vérification et essai d'étanchéité Lorsqu'il est impossible de vérifier l'intégrité d'une barrière de puits au moyen d'un essai d'écoulement ou d'étanchéité réalisé à partir de la surface ou lorsque les résultats d'un tel essai ne sont pas concluants, une autre méthode doit être utilisée pour vérifier la justesse de l'installation. Les options disponibles comprennent l'évaluation de la planification et de certains paramètres des travaux. Les essais d'écoulement doivent être documentés.</p>

6 – Fermeture – Vérifications

Royaume- Uni	<p>GSAW 3.1) Une fois en place, les barrières doivent pouvoir être vérifiées, position balisée</p> <p>6) Un essai du ciment avant les travaux et un échantillon recueilli pendant les travaux Essai sous pression</p> <p>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 tubage à laquelle on soustrait un facteur d'usure et les bris.</p> <p>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 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>
Australie Occidentale	8) Une technique jugée acceptable par le directeur doit être utilisée pour localiser les bouchons et tester leur intégrité;
Texas	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 commission ¹⁶ .
Dakota du Nord	DO, III D-6) Tout bouchon de ciment qui isole seul un intervalle d'eau utilisable ou une zone abritant un gisement minéral préalablement fructueux doit être mis à l'essai par marquage à l'aide de la tige de forage. Tout bouchon posé à un endroit où le niveau du fluide ne demeurera pas statique doit également être mis à l'essai, soit par marquage du bouchon à l'aide d'un train de tiges fonctionnel, soit en exerçant une pression minimale pompée (surface) de 6 895 kPa, avec une diminution maximale de 10 % pendant 15 minutes (trous tubés seulement). Si l'intégrité de tout autre bouchon est remise en question, ou si le représentant officiel autorisé a des raisons de l'ordonner, la mise à l'essai doit s'effectuer de la même manière
Californie	Le personnel de la DOGGR doit être témoin de la mise en place de tout bouchon de bentonite. En général, un bouchon de bentonite peut être marqué à l'aide d'un tube d'intervention enroulé ou d'un appareil classique dont le poids est suffisant pour vérifier la présence du bouchon. Toute autre méthode de marquage du bouchon (cuiller ou barre de surcharge) requiert l'approbation de la DOGGR. Le Supervisor peut approuver d'autres méthodes.

¹⁶ Natural Resources Code, 2001. Title 3. Oil and gas. Subtitle B. Conservation and regulation of oil and gas. Chapter 89. Abandoned wells. Sec. 89.011.

6 – Fermeture – Suivi

Colombie-Britannique	<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 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>
Alberta	<p>Dir 020) Jusqu'à ce que le puits soit inspecté, le tubage de surface doit rester ouvert et son 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'ERCB 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 tubage de surface afin de déterminer si du gaz, du liquide ou toute autre combinaison de substances fuit par l'évent du tubage.</p> <p>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.</p> <p>Les activités d'abandon de surface doivent être complétées dans les 12 mois suivant l'achèvement des activités d'abandon en fond de trou.</p> <p>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 tubages et de colmatage.</p>
Ontario	<p>11.13 L'exploitant doit ramener le site à son état d'origine aussitôt que possible dans les 6 mois suivant la date de fin des activités de colmatage et prendre les dispositions nécessaires pour qu'un inspecteur visite le site et certifie que les activités de colmatage et de réaménagement ont été réalisées dans le respect de la présente norme. Les activités de réaménagement doivent comprendre :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) l'élimination de la totalité des déchets liquides et solides selon une technique écologique et sécuritaire; b) le retrait de tous les débris; c) l'assèchement et le remplissage des excavations; d) le retrait des ouvrages de surface, des assises en béton non utilisées, de la machinerie et des matériaux; e) le planage et la restauration de la pente d'origine du site.
New York	<p>555.5 (proposition)</p> <p>c) dans le cadre des activités de colmatage et d'abandon du puits, le 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>

6 – Fermeture – Suivi	
Pennsylvanie	Act 13 3220 c) À l'achèvement des activités de colmatage, un certificat doit être préparé, à partir du formulaire fourni par le département, par deux personnes qualifiées et expérimentées ayant participé aux travaux et ayant établi la manière et le moment du colmatage. Une copie du certificat doit être envoyée au département.
Norvège	D-010) Les risques pour la barrière de puits liés au passage du temps, comme l'apparition d'une pression de formation, la détérioration possible du matériel utilisé, l'affaissement ou l'alourdissement des éléments laissés dans les fluides du puits, etc. doivent être pris en considération.
Royaume-Uni	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. 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
Australie Occidentale	114 3) d) de nettoyer toute zone affectée par les activités et, en l'absence d'une proposition quant à l'utilisation future de la terre, de laisser les lieux dans un état facilitant leur restauration.
Texas	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 puits ¹⁷ . 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 ¹⁸ .
Dakota du Nord	OGC, 43-02-03-34.1) Dans un délai raisonnable, mais sans dépasser un an, après l'obturation du puits, ou si le permis a expiré, a été annulé ou révoqué, le site du puits, la voie d'accès et toute autre installation associée construite pour le puits doivent être restaurés le plus possible à leur état original. Avant la régénération du site, l'exploitant doit déposer un avis divers pour obtenir l'approbation de son plan de régénération, qui devrait notamment comprendre des projections de redistribution de la terre végétale et de régénération de la voie d'accès et des installations associées, et des projections de réensemencement. L'équipement, les déchets et les débris doivent tous être enlevés du site
Californie	PRC04. 1723.7).Un employé de la DOGGR doit superviser et approuver les travaux d'obturation et d'abandon qui nécessitent une attestation. Les inspections environnementales (après la complétion des travaux d'obturation) doivent démontrer le respect des réglementations en matière d'environnement de la DOGGR

¹⁷ Natural Resources Code, 2001. Title 3. Oil and gas. Subtitle B. Conservation and regulation of oil and gas. Chapter 89. Abandoned wells. Sec. 89.048.

¹⁸ Tintera J.J. and Savage L. Chapter 15 - Effects of Oil and Gas Production on Groundwater. Railroad Commission of Texas.

Références

Canada (Alberta et Colombie-Britannique):

Drilling and Completion Committee Alberta, PRIMARY AND REMEDIAL CEMENTING GUIDELINES, APRIL, 1995 (PRCG)
Drilling and Completion Committee, MINIMUM WELLHEAD REQUIREMENTS AN INDUSTRY RECOMMENDED PRACTICE (IRP 5) FOR THE CANADIAN OIL AND GAS INDUSTRY VOLUME 5, Nov. 2011
Drilling and Completion Committee, INTERIM IRP 24: FRACTURE STIMULATION: INTERWELLBORE COMMUNICATION AN INDUSTRY RECOMMENDED PRACTICE FOR THE CANADIAN OIL AND GAS INDUSTRY INTERIM VOLUME 24 – 2013
Enform et Drilling and Completion Committee, COMPLETING AND SERVICING CRITICAL SOUR WELLS INDUSTRY RECOMMENDED PRACTICE (IRP 2) VOLUME 2 - 2006

Colombie-Britannique:

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, Oil and Gas Activities Act, Environmental Protection and Management Regulation, June 3, 2013
Oil and Gas Commission, WELL COMPLETION, MAINTENANCE AND ABANDONMENT GUIDELINE, April | 2013, Version 1.12 (WCMAG)

Alberta:

Alberta Energy Regulator, OIL AND GAS CONSERVATION Act, Oil and Gas conservation rules (OGCR)
Brufatto C., Cochran J. Conn L., Power D., Alla El-Zeghaty, S.Z.A., Fraboulet B., Griffin T., James S., Munk T., Justus F., Levine J.R., Montgomery C., Murphy D., Pfeiffer J., Pornpoch T., Rishmani L., 2003. From mud to cement – Building gas wells. Oilfield review
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 9, 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 14, 2012)
Directive 059: Well Drilling and Completion Data Filing Requirements (December 19, 2012)

Directive 083: Hydraulic Fracturing – Subsurface Integrity (May 2013)

Nouveau-Brunswick :

Gestion environnementale responsable des activités liées au pétrole et au gaz naturel au Nouveau Brunswick – Règles pour l'industrie, 15 février 2013.

Ontario:

ONTARIO REGULATION 245/97, EXPLORATION, DRILLING AND PRODUCTION (2004)
Provincial operating standard, version 2.0, 2002.

New-York :

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)
New York State, Department of environmental conservation (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)

Pennsylvanie :

Commonwealth of Pennsylvania, The *Pennsylvania Code*, TITLE 25, ENVIRONMENTAL PROTECTION, CHAPTER 78. OIL AND GAS WELLS
Commonwealth of Pennsylvania, The *Pennsylvania Code*, TITLE 25, ENVIRONMENTAL PROTECTION, CHAPTER 79. OIL AND GAS CONSERVATION
OIL AND GAS CONSERVATION LAW, Act 1961-359
Pennsylvania Department of Environmental Protection, Act.13

Norvège :

Bensnes Torbergsen, Brandanger Haga, Sangesland, Sigve Aadnøy, Sæby, Johnsen, Rausand, Lundeteigen, 2012. An Introduction to Well Integrity, Rev 0. Norwegian Oil and Gas Association's Well Integrity Forum, NTNU and UiS Universities.
DET NORSKE VERITAS AS, Risk Management of Shale Gas Developments and Operations, Recommended Practice DNV-RP-U301, January 2013
Eikås I.K., 2012. Influence of Casing Shoe Depth on Sustained Casing Pressure. Norwegian University of Science and Technology, Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, Master of science thesis. Section 2.2.2.
Mushtaq Waqas, 2013. Experimental Study of Cement-Formation Bonding. NTNU, Norwegian University of Science and Technology. Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics. Master of science thesis. 65 pages.
Norsok Standard D-001 *Drilling facilities*, Rev. 2. 1998.

Norsok Standard D-002 *Well intervention equipment*, Rev. 2, June 2013.
Norsok Standard D-010, *Well integrity in drilling and well operations*, Rev. 4, June 2013
Norwegian Oil and Gas Association, 2013. ENVIRONMENTAL REPORT, the environmental efforts of the oil and gas industry with facts and figures. (ER)
Sawary S.J., Jamieson A.L., McGregor A.E., 2012. Explicit Calculation of Expansion Factors for Collision Avoidance between Two Co-planar Survey Error Ellipses. SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San-Antonio, Texas, USA

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)
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

Australie Occidentale :

Australian Petroleum Production & Exploration Association, Western Australian Onshore Gas - *Code of Practice for Hydraulic Fracturing*. Guideline 5.
Government of Western Australia, Department of Mines, Petroleum Division, 2010. *Schedule of onshore petroleum exploration and production requirements-1991*. (SOPEPR)
Government of Western Australia, Office of the Environment Protection Authority, 2011. Environmental Protection Bulletin No. 15. Hydraulic fracturing of gas reserves.
Government of Western Australia, Department of Mines and Petroleum, *Natural Gas from Shale and Tight Rocks Fact Sheet, Hydraulic fracture stimulation: the basics*, Revised August 2013;
PETROLEUM AND GEOTHERMAL ENERGY RESOURCES ACT 1967 (PGERA)
Petroleum and Geothermal Energy Resources (Environment) Regulations 2012 (PGER(E)R);
Petroleum and Geothermal Energy Resources (Management of Safety) Regulations 2010 (PGER(MS)R);
Government of Western Australia, Department of Mines and Petroleum, *Petroleum Fact Sheet, Environment Regulations*, Revised August 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.
Railroad Commission of Texas, 2004. Texas Administrative Code, Economic regulation, Oil and Gas Division.
Railroad Commission of Texas, 2004. Form W-1. Application for permit do drill, recomplete or re-enter. Oil & Gas Forms
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.
Kell S., 2011. State Oil and Gas Agency Groundwater Investigations And their Role in Advancing Regulatory Reforms. A Two-State Review: Ohio and Texas. 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.
Energy Institute, 2012. Fact-Based Regulation for Environmental Protection in Shale Gas Development. The University of Texas at Austin.
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

Dakota du Nord

<http://www.ndenergyforum.com/topics/standards>

API, Guidance document HF1, 2009. Hydraulic Fracturing Operations - Well Construction and Integrity Guidelines, First edition. American Petroleum Institute. North Dakota Industrial Commission, Department of Mineral Resources, Oil and Gas Division,

NDCC – North Dakota Century Code. Control of gas and oil resources (CGOR) North Dakota Industrial Commission, Department of Mineral Resources, Oil and Gas Division, NDAC – North Dakota Administrative Code. Oil and gas conservation (OGC)

Holweger, T.L 2012, NDIC-Oil & Gas Division, North Dakota horizontal well basics, activity, NDIC permitting process, distance restrictions and notes. Talk given at the North Dakota Society of Professional Land Surveyors (NDSPLS) 33rd Annual Convention, Dickinson, ND.

Interstate Oil & Gas compact Commission, 2012. Summary of State Statutes and Regulations: North Dakota.

http://www.iogcc.state.ok.us/Websites/iogcc/images/2013_SOS/NorthDakota2012.pdf

Siegel H., 2013, U.S. Energy Independence: Bakken Helping Pave the Way. DTC Energy Group, Inc. <http://dtcenergygroup.com/bakken-5-year-drilling-completion-trends/>

Montana/Dakotas – Bureau of Land Management, 1988. Federal Register / Vol. 55, No. 226. Onshore Oil and Gas Operations; Federal and Indian Oil and Gas Leases; Onshore Oil and Gas Order No. 6, Hydrogen Sulfide Operations (HSO) Montana/Dakotas – Bureau of Land Management, 1988. Federal Register / Vol. 53, No.223. Onshore Oil and Gas Operations; Federal and Indian Oil and Gas Leases; Onshore Oil and Gas Order No. 2, Drilling Operations. (DO)

Montana/Dakotas – Bureau of Land Management, 1991. Federal Register / Vol. 55, No. 226. Onshore Oil and Gas Operations; Federal and Indian Oil and Gas Leases; Onshore Oil and Gas Order No. 6, Hydrogen Sulfide Operations (HSO)

Californie

http://www.conservation.ca.gov/dog/field_rules/Pages/field_rules_index.aspx

California Department of Conservation, Division of Oil, Gas, and Geothermal Resources, 2012. California laws for conservation of petroleum & gas. (CL)

California Department of Conservation, Division of Oil, Gas, and Geothermal Resources, 2012. California Code of Regulations (CCR)

Dosch M.W. and Hodgson S.F., 1997. Drilling and operating oil, gas, and geothermal Wells in an H₂S environment. California Department of Conservation, Division of Oil, Gas, and Geothermal Resources Publication No. M10.Chapter II. Department of Conservation, Division of Oil, Gas, and Geothermal Resources, 1993. California Oil, Gas, and geothermal resources : an Introduction. (AI)

Department of Conservation, Division of Oil, Gas, and Geothermal Resources, 2011. California Code of Regulations. Publication No. (PRC04).

Department of Conservation, Division of Oil, Gas, and Geothermal Resources, 2009. Notice of Intention to Drill New Well – Oil and Gas. (Form OG 105).

California State Lands Commission. Oil & Gas Drilling Regulations, Article 3.3 (OGDR)

Elks W.B.C. Jr and Masonheime R.A., 2002. Extended-reach drilling develops Sacate field, offshore California. Oil and Gas Journal.

California Department of Conservation, Division of Oil, Gas, and Geothermal Resources, 2013. Permit to conduct well operations: drill well "Indian" 1, API No. 069-200082.

Division of Oil, Gas & Geothermal Resources, 2013. SB 4 Well stimulation treatment regulations. Text of proposed regulations. (PR)

Gamache, M.Y., 1993. Resin use in the petroleum industry of California.

Department of Conservation, Division of Oil, Gas, and Geothermal Resources.

Natural Resources Defense Council, 2014. Comments on the Proposed Draft Regulations for the Use of Well Stimulation in Oil and Gas Production in the State of California (CPDR)

http://www.conservation.ca.gov/dog/general_information/Pages/HydraulicFracturing.aspx

California Department of Conservation, Division of Oil, Gas, and Geothermal Resources, 2012. Narrative Description of Hydraulic Fracturing Draft Regulations. (NDDR)

California Department of Conservation, Division of Oil, Gas, and Geothermal Resources, 2012. Pre-rulemaking discussion draft. Chapter 4. Development, regulation, and conservation of oil and gas resources. Subchapter 2.

Environmental protection. Article 4. Hydraulic Fracturing (HF)

Kiparsky M. and Hein J.F., 2013. Regulation of Hydraulic Fracturing in California: A Wastewater and Water Quality Perspective. Wheeler Institute for Water Law & Policy, Center for Law, Energy and the Environment, UC Berkeley School of Law.

<http://www.blm.gov/ca/st/en/prog/energy/og/forms.html>

<http://www.blm.gov/ca/st/en/prog/energy/og/forms.html>.

Gamache, M.Y., 1993. Resin use in the petroleum industry of California.

Department of Conservation, Division of Oil, Gas, and Geothermal Resources.

Division of Oil, Gas & Geothermal Resources, 2013. SB 4 Well stimulation treatment regulations. Text of proposed regulations (WTRPR)
