

**Gestion environnementale responsable des activités
liées au pétrole et au gaz naturel au Nouveau-Brunswick**
Règles pour l'industrie MISES À JOUR
Juin 2021

Table des matières

Introduction	7
Nécessité d'une amélioration continue	7
Consultation des Premières Nations et obligations liées à l'exigence de consultation du gouvernement	7
Portée	8
1.0 Examen des préoccupations potentielles associées aux levés géophysiques (sismiques)	9
1.1 Distances de recul pour les sources d'énergie sismique.....	9
1.2 Protection des eaux de surface et des eaux souterraines.....	9
1.3 Amélioration des mesures visant à contenir l'eau dans les trous de tir	9
1.4 Découverte d'un gaz dans un trou de tir.....	9
1.5 Colmatage et fermeture des trous de tir.....	10
1.6 Ratés	10
2.0 Maintien des contaminants potentiels dans le puits de forage	10
2.1. Utilisation de fluides de forage prescrits lors d'un forage dans de l'eau souterraine peu profonde (non salée) Eaux souterraines.....	10
2.2. Tubage – dispositions générales.....	11
2.3. Tubage – capacité de pression et âge	11
2.4. Tubage – joints	12
2.5. Tubage – événements de tubage de surface.....	12
2.6. Tubage – utilisation d'un tube-guide et du tubage initial	13
2.7. Tubage – profondeur du tubage de surface	13
2.8. Tubage – barrière de protection minimale.....	14
2.9. Tubage – utilisation d'une colonne de production	15
2.10. Cimentation d'un puits – dispositions générales.....	15
2.11. Cimentation d'un puits – centreurs	17
2.12. Cimentation d'un puits – ampleur du ciment du tubage initial	17
2.13. Cimentation d'un puits – ampleur du ciment du tubage de surface	17
2.14. Cimentation d'un puits – ampleur du ciment du tubage intermédiaire.....	18
2.15. Cimentation d'un puits – ampleur du ciment du tubage de production.....	18
2.16. Cimentation d'un puits – localisation du sommet du ciment et cimentation corrective	18
2.17. Cimentation d'un puits – période de prise (attente) et résistance requise.....	19
2.18. Cimentation d'un puits – essais et évaluation.....	19
2.19. Cimentation d'un puits – témoin et notification	21
2.20. Plans de tubage et cimentation	21
2.21. Essai de pression sur le puits et le matériel de surface	22
2.22. Plan de traitement de fracturation hydraulique et notification	22
2.23. Liste de vérification et attestation préalables à la fracturation hydraulique.....	23

2.24. Surveillance de la pression, pression maximale permise et cessation de la fracturation en raison d'événements inattendus	24
2.25. Cessation nécessaire des activités pour protéger la santé, la sécurité et l'environnement	25
2.26. Recours à un personnel accrédité en contrôle des puits.....	25
2.27. Actionneur de prévention des éruptions à distance.....	26
2.28. Mesures améliorées de protection contre les éruptions.....	26
2.29. Enquête et intervention – débits de l'évent de tubage de surface, migration de gaz et gaz isolés	26
2.30. Colmatage et fermeture des puits	26
3.0 Évaluation du confinement géologique à l'extérieur du puits de forage.....	27
3.1. Évaluation de la communication à l'intérieur du trou de forage avant la fracturation hydraulique	27
3.2. Évaluation du confinement géologique avant de procéder à la fracturation hydraulique	27
3.3. Analyse de la réaction des formations géologiques à la fracturation hydraulique.....	28
3.4. Restrictions et exigences particulières à respecter en ce qui a trait à la fracturation hydraulique à faible profondeur	29
4.0 Gestion et maintien des contaminations potentielles dans la plateforme d'exploitation	29
4.1. Construction des plateformes d'exploitation	29
4.2. Utilisation de systèmes de boue de forage « boucle fermée »	29
4.3. Confinement d'urgence du fluide de facturation hydraulique	30
4.4. Plan de gestion des déchets	30
4.5. Gestion des déchets – généralités.....	30
4.6. Gestion des déchets – caractérisation des déchets.....	31
4.7. Gestion des déchets – restrictions concernant l'élimination sur place.....	31
4.8. Gestion des déchets – eau de reflux et eau produite	32
4.9. Gestion des déchets – matières radioactives naturelles	33
4.10. Gestion des déchets – utilisation d'installations de traitement des eaux usées existantes	33
4.11. Prévention des déversements, notification et intervention	34
4.12. Gestion des écoulements.....	34
4.13. Gestion des produits chimiques – dispositions générales	34
4.14. Gestion des produits chimiques – transport	35
4.15. Gestion des produits chimiques – inventaire des produits chimiques	35
4.16. Contrôle de l'accès.....	35
4.17. Réservoirs de stockage, citernes et cuves	36
4.18. Précautions supplémentaires concernant les gaz sulfureux	36
5.0 Surveillance visant à préserver la qualité de l'eau	36
5.1. Évaluation des puits d'eau	36

5.2. Surveillance de l'eau de surface	37
5.3. Surveillance de l'intégrité des puits de pétrole et de gaz	38
6.0 Promotion de l'utilisation durable de l'eau	38
6.1. Plan de gestion des déchets	39
6.2. Plan de gestion de l'eau – conservation et recyclage de l'eau	39
6.3. Plan de gestion de l'eau – hiérarchie des sources d'eau à privilégier	39
6.4. Plan de gestion de l'eau – évaluation des sources d'eau proposées	40
6.5. Plan de gestion de l'eau – surveillance et déclaration de l'utilisation de l'eau	41
7.0 Examen des émissions atmosphériques, y compris les gaz à effet de serre	42
7.1. Limites d'émissions	42
7.2. Inventaire des émissions	43
7.3. Modélisation de la dispersion des émissions	44
7.4. Surveillance de la qualité de l'air à la source	44
7.5. Surveillance de la qualité de l'air ambiant	44
7.6. Plan de gestion des émissions fugitives et de réduction des gaz à effet de serre	45
7.7. Gaz à effet de serre – production de rapports sur les émissions – tarification du carbone	46
8.0 Sécurité publique et mesures d'urgence	47
8.1. Sécurité et planification des mesures d'urgence pour les activités pétrolières et gazières	47
9.0 Protection des collectivités et de l'environnement	48
9.1. Circulation routière – charges de dimensions et de masse excédentaires et restrictions de poids	48
9.2. Circulation routière – tracé de l'itinéraire	49
9.3. Circulation routière – ententes sur l'utilisation des routes et études d'intégrité des réseaux routiers	49
9.4. Limites de niveau sonore	50
9.5. Atténuation et contrôle du bruit	51
9.6. Impact visuel – rapport d'examen préalable et plan d'atténuation	52
9.7. Restrictions portant sur le choix du site et distance de recul	53
9.8. Évitement des zones inondables, des terres humides et des cours d'eau	53
9.9. Protection des sources d'approvisionnement en eau	54
9.10. Distances à respecter par rapport aux bâtiments et aux autres éléments culturels	57
9.11. Restauration des sites	57
9.12. Normes d'assainissement des lieux en ce qui concerne les contaminants	58
9.13. Mesures concernant la sismicité provoquée par l'activité humaine	58
10.0 Réduction du risque financier et protection des droits des propriétaires fonciers	58
10.1. Garantie financière en cas de dommages	59
10.2. Remplacement ou rétablissement de l'approvisionnement en eau	60

10.3. Augmentation de la garantie financière relative à la fermeture d'un puits	61
10.4. Assurance de responsabilité civile obligatoire pour les exploitants d'installations de pétrole et de gaz naturel	62
10.5. Permis aux administrateurs fonciers et normes de conduite.....	62
11.0. Échange de renseignements.....	62
11.1. Rayon de notification minimal prescrit pour les examens en vue d'une décision de l'étude d'impact sur l'environnement.....	63
11.2. Rayon de notification minimal prescrit pour la prospection sismique	63
11.3. Évaluation des risques et communication des additifs présents dans les fluides de fracturation	63
11.4. Comités de liaison	64

ANNEXE 1 : Distances de recul minimales pour les sources d'énergie sismique.....	66
ANNEXE 2 : Essais, signalement et correction des débits provenant de l'évent de tubage de surface (DETS) / de la migration de gaz (MG).....	67
ANNEXE 3 : Liste de vérification et attestation préalables à la fracturation hydraulique.....	71
ANNEXE 4 : Enquête et intervention entourant la santé publique et les risques environnementaux découlant des débits de l'évent de tubage de surface, de la migration de gaz et de gaz isolés	73
ANNEXE 5 : Gestion des déchets	76
ANNEXE 6 : Prévention des déversements, notification et intervention	85
ANNEXE 7 : Gestion des écoulements dans le cas des plateformes d'exploitation du pétrole et du gaz naturel	91
ANNEXE 8 : Réservoirs de stockage, citernes et cuves	94
ANNEXE 9 : Évaluation des puits d'eau à proximité des activités d'exploitation du pétrole et du gaz naturel	97
ANNEXE 10 : Surveillance de l'eau de surface.....	103
ANNEXE 11 : Mesures de réduction des émissions des installations pétrolières	106
ANNEXE 12 : Sécurité et planification des mesures d'urgence pour les activités pétrolières et gazières	108
ANNEXE 13 : Permis de transport routier au Nouveau-Brunswick	112
ANNEXE 14 : Mesures d'atténuation de la circulation routière en raison des activités d'exploitation du pétrole et du gaz naturel	117
ANNEXE 15 : Mesures d'atténuation des impacts sonores pour la construction et l'exploitation des puits de pétrole et de gaz naturel	118
ANNEXE 16 : Mesures d'atténuation de l'impact visuel	119
ANNEXE 17 : Restauration des sites d'activités liées au pétrole et au gaz naturel	120
ANNEXE 18 : Rayon minimal de notification concernant le projet pour les activités proposées liées au pétrole et au gaz naturel	123
ANNEXE 19 : Communication de renseignements relatifs au fluide de fracturation et évaluation des risques	124
DÉFINITIONS	128

INTRODUCTION

Les présentes règles ont initialement été publiées en février 2013 dans le but de soutenir la gestion continue des activités liées au pétrole et au gaz naturel menées au Nouveau-Brunswick et de veiller à ce que la Province dispose toujours des outils nécessaires pour diriger la prospection et l'extraction du pétrole et du gaz naturel d'une façon respectueuse de l'environnement. Elles étaient fondées sur les recommandations contenues dans le document intitulé *Gestion environnementale responsable des activités gazières et pétrolières au Nouveau-Brunswick – Recommandations soumises aux fins de discussion publique* (15 février 2013), publié le 17 mai 2012 dans le but de susciter les commentaires du public. Les règles englobaient les commentaires reçus durant la période d'examen public subséquente, qui a duré quatre mois.

Les exigences dont fait état le présent document reposent sur des règles existantes régissant l'industrie pétrolière et gazière du Nouveau-Brunswick, et elles seront, pour la plupart, mises en œuvre par voie de conditions rattachées à des approbations et à des certificats de décision octroyés conformément aux lois existantes, dont la *Loi sur le pétrole et le gaz naturel*, la *Loi sur l'assainissement de l'environnement*, la *Loi sur l'assainissement de l'air* et la *Loi sur l'assainissement de l'eau*.

NÉCESSITÉ D'UNE AMÉLIORATION CONTINUE

La mise en place de règles assurant la gestion environnementale responsable des activités liées au pétrole et au gaz naturel au Nouveau-Brunswick ne constitue nullement une activité ponctuelle. La technologie rattachée au développement du pétrole et du gaz naturel non classiques évolue rapidement. Qui plus est, l'expérience à venir relativement aux activités liées au pétrole et au gaz naturel au Nouveau-Brunswick, et partout ailleurs, pourrait donner lieu à de nouvelles options. Afin de garantir que le gouvernement du Nouveau-Brunswick continue d'avoir les outils nécessaires pour orienter la gestion continue, par la province, des activités liées au pétrole et au gaz naturel d'une façon respectueuse de l'environnement, ces règles ont été mises à jour en juin 2021.

CONSULTATION DES PREMIÈRES NATIONS ET OBLIGATIONS LIÉES À L'EXIGENCE DE CONSULTATION DU GOUVERNEMENT

La Province a l'obligation légale de consulter les Premières Nations lorsqu'elle envisage de prendre une mesure ou une décision qui pourrait avoir des répercussions défavorables sur les droits ancestraux et en vertu des traités selon l'article 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982*. Cette obligation légale est connue sous le nom d'« exigence de consultation de la Couronne » et la province reconnaît et respecte cette responsabilité constitutionnelle afin de garantir une consultation et des mesures d'accommodement adéquates et appropriées.

On encourage les promoteurs à communiquer avec les Premières Nations et les consulter tôt pendant les phases de planification et de faisabilité du projet. Cette consultation précoce favorise

l'établissement de relations mutuellement avantageuses et peut résoudre des préoccupations que les Premières Nations pourraient soulever, avant le processus de demande. Cette façon de faire peut créer des occasions d'éviter ou de minimiser les effets défavorables du projet sur les droits ancestraux et en vertu des traités pendant les phases de planification et de développement.

Les promoteurs pourraient devoir effectuer une étude d'impact sur l'environnement avant de faire progresser leurs projets. Le [Guide provisoire pour les promoteurs](#) du ministère des Affaires autochtones du Nouveau-Brunswick est donc un outil utile qui présente des conseils et des directives relatifs aux rôles des promoteurs dans les activités de communication et de consultation. On encourage les promoteurs à communiquer avec le personnel du gouvernement pour obtenir plus de renseignements sur la communication avec les Premières Nations et sur l'exigence de consultation.

PORTÉE

Les règles énoncées dans ce document à jour concernent les activités et installations liées au pétrole et au gaz naturel et visent autant les terres provinciales que les terrains privés. Elles se rapportent à toutes les étapes de la production de pétrole et de gaz naturel exécutées sur la terre ferme, de la prospection à la fermeture du puits. Elles accordent néanmoins une importance particulière au forage et à la complétion des puits de production de pétrole et de gaz naturel, y compris à la fracturation hydraulique.

Sauf indication contraire, les recommandations ne s'appliquent pas rétroactivement aux puits et aux installations de pétrole et de gaz naturel déjà approuvés et construits.

Les renseignements contenus dans le présent document ne constituent pas une liste exhaustive des exigences imposées aux promoteurs d'activités liées au pétrole et au gaz naturel au Nouveau-Brunswick. Les personnes entreprenant de telles activités dans la province sont tenues de satisfaire à chacune des exigences applicables en vertu des lois pertinentes.

1.0 EXAMEN DES PRÉOCCUPATIONS POTENTIELLES ASSOCIÉES AUX LEVÉS GÉOPHYSIQUES (SISMIQUES)

Adopter des mesures dans le but de réduire les risques liés à la sécurité publique, aux biens privés et à l'environnement lors des levés sismiques.

1.1. DISTANCES DE REcul POUR LES SOURCES D'ÉNERGIE SISMIQUE

Les distances de recul minimales entre les sources d'énergie sismique et les structures, notamment les puits d'eau, sont décrites à l'annexe 1.

1.2. PROTECTION DE L'EAU DE SURFACE ET DE L'EAU SOUTERRAINE

Tous les trous de tir doivent être forés à l'aide de méthodes et de matériel approuvés par l'organisme de réglementation comme le décrivent les sections 1.3, 1.4 et 1.5 ci-après.

1.3. AMÉLIORATION DES MESURES VISANT À CONTENIR L'EAU DANS LES TROUS DE TIR

Si l'eau souterraine s'écoule et monte à la surface par suite du forage d'un trou de tir ou de l'explosion d'une source d'énergie explosive, l'exploitant doit s'assurer :

- a) que tout forage en cours est interrompu et que l'organisme de réglementation en est avisé;
- b) qu'aucune charge explosive n'est insérée dans le trou de tir;
- c) que le trou de tir est colmaté à la satisfaction de l'organisme de réglementation* de sorte que l'eau s'écoulant du trou de tir est contenue dans l'aquifère ou la couche d'origine;
- d) que les procédures de forage systématique** sont mises en place pour le forage subséquent des trous de tir adjacents; et
- e) qu'un rapport de puits éruptif est immédiatement présenté à l'organisme de réglementation.

*Les méthodes acceptables comprennent celles décrites dans la plus récente version de la directive d'exploration 2006-17 (Flowing Holes and Encountering Gas) préparée par le ministère de l'Environnement et des Parcs l'Alberta ainsi que d'autres méthodes approuvées au préalable par l'organisme de réglementation.

**Les procédures de forage systématique signifient qu'il faut ajuster la profondeur des trous de tir subséquents aux environs de l'endroit où on a constaté l'écoulement d'eau afin d'éviter de nouveaux écoulements. Une description détaillée est présentée dans la directive ci-dessus.

1.4. DÉCOUVERTE D'UN GAZ DANS UN TROU DE TIR

Si l'on détecte un gaz (p. ex. du méthane) lors du forage d'un trou de tir, l'exploitant doit s'assurer :

- a) que le gaz soit immédiatement confiné à sa source ou à son emplacement d'origine de façon à prévenir tout effet indésirable sur la santé humaine, la sécurité publique, les biens ou l'environnement*; et;

- b) de présenter un rapport à l'organisme de réglementation, et ce, immédiatement après avoir confiné le gaz conformément à la clause a).

*Les méthodes acceptables comprennent celles décrites dans la plus récente version de la directive de développement et d'exploration 2006-17 (Flowing Holes and Encountering Gas) préparée par le ministère de l'Environnement et des Parcs de l'Alberta ainsi que d'autres méthodes approuvées au préalable par l'organisme de réglementation.

1.5. COLMATAGE ET FERMETURE DES TROUS DE TIR

- a) L'exploitant d'un programme de prospection sismique est tenu de veiller à ce que les trous de tir soient fermés comme suit : a) il faut placer un bouchon dans le trou de tir à au moins un mètre de profondeur, sous la surface du sol;
- b) il faut recouvrir le bouchon d'une couche d'au moins 50 cm de produit d'étanchéité fabriqué de bentonite* (ou un produit d'étanchéité équivalent approuvé par l'organisme de réglementation), puis de déblais et d'autre matériau issus du trou de tir, le tout étant bien bourré;
- c) il faut épandre tous les déblais de forage ne servant pas au colmatage du trou uniformément sur le sol entourant le trou; et
- d) il faut tirer tous les fils menant à la charge de sorte qu'il n'y ait pas de lâche; de plus, il faut couper les fils au niveau de la surface du sol une fois la charge explosée.

*La bentonite est une sorte d'argile qui se gonfle au contact de l'eau.

1.6. RATÉS

Un exploitant doit élaborer et instaurer un code de pratique décrivant les mesures qui seront entreprises advenant qu'une charge explosive n'explose pas. Le code de pratique doit être élaboré en consultation avec Travail sécuritaire Nouveau-Brunswick et le ministère des Ressources naturelles et du Développement de l'énergie et veiller à ce que :

- a) toutes les mesures nécessaires soient prises de façon que toute charge n'ayant pas explosé ne constitue aucun danger pour la vie humaine ou les biens matériels; et
- b) à l'achèvement d'un projet, le titulaire de permis signale l'emplacement de toute charge non explosée au ministère des Ressources naturelles et du Développement de l'énergie.

2.0 MAINTIEN DES CONTAMINANTS POTENTIELS DANS LE PUIT DE FORAGE

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.

2.1 UTILISATION DE FLUIDES DE FORAGE PRESCRITS LORS D'UN FORAGE DANS DE L'EAU SOUTERRAINE PEU PROFONDE (NON SALÉE)

L'exploitant d'un puits doit 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.

2.2 TUBAGE – DISPOSITIONS GÉNÉRALES

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 naturel. 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 (Minimum Casing Design Requirements) préparée par l'Agence de réglementation de l'énergie de l'Alberta (AER).

L'exploitant devrait à tout le moins installer un tubage fabriqué selon les normes définies dans les plus récentes versions des normes 5CT (Specification for Casing and Tubing) de l'American Petroleum Institute (API) et 11960 (Steel Pipes for use as Casing or Tubing for Wells) de l'Organisation internationale de normalisation (ISO). Le tubage devrait aussi respecter, voire surpasser, les normes de performance énoncées dans le plus récent rapport technique TR5C3T (Technical Report on Equations and Calculations for Casing, Tubing, and Line Pipe Used as Casing or Tubing; et Performance Properties Tables for Casing and Tubing) de l'API.

2.3 TUBAGE – CAPACITÉ DE PRESSION ET ÂGE

Exception faite du tube-guide, l'ensemble du tubage dans un puits qui sera soumis à la fracturation hydraulique dans le cadre de la complétion doit avoir une capacité de pression interne au moins 10 p. 100 plus élevée que la pression maximale anticipée à laquelle le tubage sera exposé au cours de la fracturation hydraulique et pendant la durée de vie du puits. Si on installe du tubage usagé ou remis à neuf, celui-ci doit être mis à l'essai afin de veiller à ce qu'il satisfasse aux exigences en matière de performance d'un nouveau tubage du American Petroleum Institute (API).

Si un exploitant envisage de soumettre un puits de forage à une fracturation hydraulique cinq ans ou plus après l'installation et la cimentation initiales du tubage, il doit fournir à l'organisme de réglementation, dans la demande de permis d'exploitation, la preuve (sous la forme de diagraphie d'usure du tubage, de diagraphies d'adhérence du ciment, d'évaluations de la corrosion et d'essais d'intégrité mécanique) que la cimentation du puits et le tubage utilisé sont suffisamment solides et en bon état pour préserver l'intégrité du puits de forage pendant la fracturation hydraulique proposée.

2.4 TUBAGE – JOINTS

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.

La soudure au niveau des têtes de repêchage à coins doit être effectuée conformément aux procédés de soudage élaborés à partir de la version la plus récente des sources suivantes :

- a) la norme 6A (Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment) de l'API (American Petroleum Institute);
- b) la norme Z662-15 (Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz) de l'Association canadienne de normalisation;
- c) la norme MR01-75 (Materials for use in H₂S-containing Environments in Oil and Gas Production) de la National Association of Corrosion Engineers (NACE); et
- d) la section IX du Boiler and Pressure Vessel Code de l'American Society of Mechanical Engineers (ASME).

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 (Recommended Practice for Care and Use of Casing and Tubing) de l'API. Pour ce qui est des puits qui seront complétés par fracturation hydraulique, les données relatives à la torsion du tubage doivent être consignées dans les rapports de forage quotidiens pour toutes les colonnes de tubage ou les colonnes faisant office de barrière primaire ou secondaire lors des activités de fracturation hydraulique. L'exploitant doit consigner ces données et les mettre à la disposition de l'organisme de réglementation sur demande.

Toutes les composantes destinées à l'assemblage des joints utilisées par l'exploitant doivent être conformes aux normes de performance établies dans la dernière version de la pratique recommandée 5A3 (Recommended Practice on Thread Compounds for Casing, Tubing, Line Pipe, and Drill Stem Elements) du American Petroleum Institute (API) et de la norme 13678 (Evaluation and Testing of Thread Compounds for Use with Casing, Tubing and Line Pipe) de l'Organisation internationale de normalisation (ISO).

2.5 TUBAGE – ÉVÉNEMENTS DE TUBAGE DE SURFACE

Tous les puits complétés dans un but de production de pétrole ou de gaz naturel (y compris ceux qui sont inexploités en vue d'une production future) doivent être dotés d'événements de tubage de surface qui laissent l'annulaire se trouvant entre la deuxième colonne de tubage et le tubage de surface en contact avec l'atmosphère (sauf lors d'essais de pression ou pendant des activités d'entretien ou des travaux d'une autre nature sur le puits). Cette mesure permet de garantir, en cas de fuite, que la pression gazeuse accumulée dans l'annulaire, entre la deuxième colonne de tubage et le tubage de surface, sera facilement détectée et qu'elle ne donnera pas lieu à un écoulement gazeux dans l'aquifère ou les formations géologiques environnantes. Lorsqu'il est préférable de contrôler le débit du gaz passant dans l'événement de tubage de surface, l'exploitant peut alors choisir d'installer une plaque de rupture ou une soupape de surpression sur l'événement.

Les événements de tubage doivent avoir un diamètre d'au moins 50 mm, s'élever au moins 60 cm au-dessus du sol et être positionnés à l'air libre de façon que tout débit soit dirigé soit vers le bas ou parallèlement au sol. La capacité de pression d'utilisation (en kilopascals) de toutes les parties de l'événement de tubage de surface doit être au moins 25 fois supérieure à l'équivalent numérique de la profondeur du tubage de surface (en mètres).

L'exploitant du puits doit surveiller, signaler, évaluer et corriger les débits provenant d'un événement de tubage de surface (DETS) conformément aux exigences décrites à l'annexe 2.

Consulter aussi les intertitres « Surveillance de l'intégrité des puits de pétrole et de gaz naturel » à la section 5.0 et « Enquête et intervention – débits de l'événement de tubage de surface, migration de gaz et gaz isolés » plus loin dans la présente section.

2.6 TUBAGE – UTILISATION D'UN TUBE-GUIDE ET DU TUBAGE INITIAL

L'exploitant doit effectuer l'installation du tube-guide nécessaire au maintien de la stabilité du puits de forage, servant à éviter l'infiltration de l'eau souterraine et essentiel à la retenue en place des matières de surface non consolidées pendant les activités de forage.

Le recours au tubage initial pour faciliter le contrôle du puits est requis dans les situations suivantes :

- a) lorsque l'exploitant fore à un emplacement où les pressions de formation sont inconnues (lors du forage d'un puits d'exploration/de délimitation, par exemple);
- b) lorsqu'il y a possibilité de pénétrer dans une zone contenant des hydrocarbures pendant le forage du trou de surface; ou
- c) lorsque la profondeur du tubage de surface requise dépasse 450 mètres.

Si on se sert d'un tube-guide en vue de faciliter le contrôle du puits, ce tube doit être introduit à une profondeur d'au moins 20 mètres et on doit y installer un système de dérivation de classe 1, conformément à la directive 036 (Drilling Blowout Prevention Requirements and Procedures) de l'Agence de réglementation de l'énergie de l'Alberta (AER).

2.7 TUBAGE – PROFONDEUR DU TUBAGE DE SURFACE

Un tubage de surface doit être utilisé pour tous les puits de pétrole et de gaz naturel forés au Nouveau-Brunswick. De plus, l'exploitant est dans l'obligation de s'assurer que la profondeur de ce tubage atteigne la plus importante des profondeurs suivantes :

- a) au moins 25 mètres sous la couche poreuse qui contient de l'eau souterraine non salée telle que l'a définie un professionnel qualifié; ou
- b) une profondeur de tubage calculé en fonction de la version la plus récente de la directive 008 (Surface Casing Depth Minimum Requirements) de l'Agence de réglementation de l'énergie de l'Alberta (AER).

L'exploitant ne doit pas se servir de la colonne de surface comme colonne de tubage de production.

Nonobstant toute autre disposition énoncée dans la présente section, l'organisme de réglementation peut obliger l'exploitant à installer le tubage de surface à une profondeur supérieure ou inférieure, selon ce qu'il juge convenable pour la géologie propre au site.

Outre la disposition précédente, l'exploitant doit veiller à ce que :

- a) le tubage de surface soit fixé dans une zone compétente qui peut supporter la pression interstitielle prévue pendant la complétion de la prochaine section de forage; et
- b) le tubage de surface soit installé et cimenté dès que possible après l'établissement d'une circulation et d'un conditionnement dans le trou de surface.

Le tubage de surface ne devrait pas pénétrer des zones où la présence de gaz peu profonds est confirmée. Advenant le cas où l'on rencontrerait une telle zone avant que l'eau souterraine non salée ne soit recouverte, l'exploitant doit obligatoirement prendre toutes les mesures nécessaires prescrites pour contrôler la production du puits et empêcher l'infiltration de gaz de formation dans les zones d'eau souterraine non salée. Il doit aviser l'organisme de réglementation dans les douze heures suivant pareil incident. Si un incident lié au contrôle de puits (venue) survient lors du forage du trou de surface, l'exploitant du puits doit immédiatement signaler les renseignements suivants à l'organisme de réglementation :

- a) l'emplacement du puits;
- b) l'heure et la date de l'incident;
- c) la gravité et la durée de l'incident;
- d) le volume de la venue; et
- e) le poids final du fluide de forage requis afin de contrôler l'incident.

2.8 TUBAGE – BARRIÈRE DE PROTECTION MINIMALE

Le tubage utilisé dans tous les puits destinés à la fracturation hydraulique doit être conçu de sorte à 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.

Dans un puits foré :

- a) dans un nouveau bassin, une nouvelle formation ou une nouvelle région géologique, désigné par l'organisme de réglementation; ou
- b) dans un bassin, une formation ou une région géologique connu où un changement important est apporté aux activités de stimulation par fracturation hydraulique, 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.

La barrière « secondaire » doit être conçue et installée de sorte :

- a) à assurer une protection advenant une défaillance mécanique de la barrière « primaire » (le tubage ou la colonne utilisés pour l'acheminement des fluides de fracturation vers la formation soumise à une pression) pendant les activités de stimulation par fracturation hydraulique; et
- b) à permettre le contrôle du puits et la possibilité de réparer ou de remplacer la barrière primaire si elle devait se révéler défectueuse.

2.9 TUBAGE – UTILISATION D'UNE COLONNE DE PRODUCTION

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 le puits de forage, un tubage de production s'étendant jusqu'à la surface.

Dans les puits de forage où aucun tubage intermédiaire n'est installé, l'organisme de réglementation pourrait autoriser l'utilisation d'une colonne de production plutôt que d'un tubage de production pour le segment menant à la surface. Toute demande d'utilisation de colonne de production doit être présentée par écrit et doit comprendre les documents à l'appui montrant que le tubage intermédiaire est conçu adéquatement afin d'assurer la protection de la santé et de la sécurité du public et de veiller à ce que la protection environnementale ne soit pas compromise.

Dans les cas où l'emploi d'une colonne de production a été autorisé par l'organisme de réglementation, l'exploitant est tenu d'installer, dans le puits de forage, une colonne ou un tubage de raccordement avec isolement mécanique du coup de fond (p. ex. garniture d'étanchéité ou récipient de forage poli) pour utilisation dans les activités de stimulation par fracturation hydraulique.

2.10 CIMENTATION D'UN PUIITS – DISPOSITIONS GÉNÉRALES

Le tubage d'un puits de pétrole ou de gaz doit être suffisamment cimenté pour :

- a) sécuriser le tubage à l'intérieur du puits de forage;
- b) assurer un contrôle de puits efficace et éviter en tout temps la migration ascendante de fluides, et ce, malgré l'état du réservoir (p. ex. une cimentation adéquate du tubage dans les zones imperméables verticales et les zones d'eau souterraine);
- c) veiller à ce que toutes les zones contenant de l'eau souterraine non salée soient isolées et scellées afin d'éviter la contamination de l'eau ou la diminution des réserves d'eau; et
- d) veiller à ce que toutes les zones productives potentielles, les zones pouvant occasionner une pression trop élevée dans l'annulaire ou les zones corrosives soient isolées et scellées dans la mesure où pareille isolation s'impose afin d'éviter la migration verticale de fluides ou de gaz derrière le tubage (p. ex. un débit de gaz dans l'annulaire).

Il faudrait à tout le moins : a) que l'ensemble du ciment soit conforme à la dernière version de la norme 10A (Specifications for Cement and Material for Well Cementing) de l'API ou équivalent; et que b) que le coulis de ciment soit préparé de sorte à limiter sa teneur en l'eau libre en vertu de la norme de l'API indiquée ci-dessus.

La densité du coulis de ciment doit être fondée sur un essai de résonance magnétique nucléaire mené en laboratoire et montrant une perte moyenne de fluides n'atteignant pas plus de 6 millilitres par 250 millilitres de ciment soumis à l'essai, conformément à la plus récente version de la pratique recommandée 10 B-2 (Recommended Practice for Testing Well Cements) de l'API.

Dans les régions comportant des zones où la présence de gaz peu profonds qui pourraient nuire à l'adhérence et à l'intégrité du ciment est confirmée, l'exploitant est tenu d'examiner l'utilisation de méthodes d'atténuation de la migration de gaz, notamment les 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.

L'organisme de réglementation pourrait exiger qu'un mélange de ciment prescrit soit utilisé dans tous les puits ou toutes les zones lorsque les conditions locales portent à croire qu'un mélange particulier de ciment s'impose. Il peut aussi exiger tout changement nécessaire au procédé de cimentation.

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.

Le ciment devrait être mélangé et pompé à une vitesse et à un régime assurant une densité uniforme et empêchant le renardage de ciment dans l'annulaire.

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.

L'exploitant doit tenir des rapports sur la cimentation du puits pendant toute la durée de vie du puits et doit les présenter à l'organisme de réglementation sur demande. Les rapports sur la cimentation doivent obligatoirement comprendre :

- a) les volumes de ciment pompé;
- b) les types de ciment utilisés;
- c) une description des additifs à ciment utilisés;
- d) les dates et heures de 7 cimentations;
- e) le poids du coulis de ciment;

f) le volume de retours de ciment à la surface (le cas échéant); g) le niveau de ciment estimé ou mesuré dans l'annulaire (en l'absence de retour de ciment); et h) les détails de tout problème éprouvé en ce qui a trait au ciment et aux travaux de restauration* effectués.

**Consulter l'intertitre « Cimentation d'un puits – localisation du sommet du ciment et cimentation corrective » dans la présente section.*

2.11 CIMENTATION D'UN PUIITS – CENTREURS

Tout tubage doit être centré adéquatement pour positionner la colonne de tubage à l'intérieur du puits dans le but de veiller à ce qu'une gaine de ciment entoure l'extérieur du tubage. Les exigences d'installation suivantes doivent être respectées :

- a) le tubage de surface doit être centré au sommet et au bas du tubage et à des intervalles de 50 mètres (maximum) sur toute la longueur du tubage; et
- b) le tubage intermédiaire et le tubage de production doivent être centrés au sommet et au bas de toute formation productrice et à des intervalles de 50 mètres (maximum) dans les parties qui seront cimentées, et ce, jusqu'au sommet du ciment.

Il faut installer tout centreur supplémentaire essentiel pour veiller à ce que toutes les colonnes de tubage soient centrées de façon à permettre une isolation zonale adéquate du ciment.

En outre, les centreurs et l'endroit où ils sont placés doivent respecter les normes établies dans la version la plus récente de la pratique recommandée RP 10D-2 (Recommended Practice for Centralizer Placement and Stop Collar Testing) du American Petroleum Institute (API), ainsi que dans la dernière version du rapport technique TR 10TR4 (Technical Report on Considerations Regarding Selection of Centralizers for Primary Cementing Operations) de l'API.

2.12 CIMENTATION D'UN PUIITS – AMPLEUR DU CIMENT DU TUBAGE INITIAL

Le tubage initial doit être cimenté sur toute sa longueur, et la largeur du diamètre du trou de forage doit être supérieure d'au moins 100 millimètres à celle du tubage de surface. Le forage doit être interrompu et des mesures correctives doivent être prises si la cimentation ne parvient pas à préserver l'intégrité du puits. Tout déflecteur installé sur le tubage initial doit être cimenté sur toute sa longueur au moyen de la méthode de circulation.

2.13 CIMENTATION D'UN PUIITS – AMPLEUR DU CIMENT DU TUBAGE DE SURFACE

On exige que le tubage de surface soit installé et cimenté aussitôt que possible après l'établissement d'une circulation et d'un conditionnement dans le trou et que le tubage de surface soit 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 (c.-à-d. ligninesulfonate, hydroxyéthylcellulose ou acides hydroxycarboxyliques) 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 p. 100 de volume de ciment

excédentaire, ou des mesures du trou issues d'une diagraphie de diamétrage, auxquelles on ajoute au moins 20 p. 100 de volume de ciment excédentaire. Les retours de débit doivent faire l'objet d'une surveillance visuelle.

2.14 CIMENTATION D'UN PUIITS – AMPLEUR DU CIMENT DU TUBAGE INTERMÉDIAIRE

Si on installe un tubage intermédiaire dans un puits de pétrole ou de gaz, 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. La cimentation doit être effectuée grâce à la méthode de circulation, à moins que l'organisme de réglementation approuve le recours à une autre méthode. Le volume de ciment requis doit être fondé sur les mesures du trou, issues d'une diagraphie de diamétrage, auxquelles on ajoute au moins 20 p. 100 de volume de ciment excédentaire, et le sommet du ciment doit être localisé au moyen d'une diagraphie de contrôle de cimentation des tubages et signalé à l'organisme de réglementation.

Les additifs à ciment ou autres additifs utilisés pour accroître l'intégrité de l'adhérence du ciment, sa force ou le confinement dans la zone sont autorisés.

2.15 CIMENTATION D'UN PUIITS – AMPLEUR DU CIMENT DU TUBAGE DE PRODUCTION

Il faut que le tubage de production soit 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. La cimentation doit être effectuée grâce à la méthode de circulation, à moins que l'organisme de réglementation approuve le recours à une autre méthode. Le volume de ciment requis doit être fondé sur les mesures du trou, issues d'une diagraphie de diamétrage, auxquelles on ajoute au moins 20 p. 100 de volume de ciment excédentaire. Le sommet du ciment doit être localisé au moyen d'une diagraphie de contrôle de cimentation des tubages et signalé à l'organisme de réglementation.

Si l'organisme de réglementation permet l'emploi de colonnes de production, il faut les cimenter sur toute leur longueur. D'autres méthodes de complétion peuvent s'avérer acceptables dans la mesure où on peut prouver qu'elles procurent un isolement hydraulique équivalent. Le volume de ciment requis doit être calculé en fonction des mesures du trou, issues d'une diagraphie de diamétrage, auxquelles on ajoute au moins 20 p. 100 de volume de ciment excédentaire.

2.16 CIMENTATION D'UN PUIITS – LOCALISATION DU SOMMET DU CIMENT ET CIMENTATION CORRECTIVE

Tubage de surface

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.

Tubage intermédiaire

Si on n'obtient pas le sommet du ciment requis, il faut présenter à l'organisme de réglementation les résultats d'une diagraphie du contrôle de cimentation des tubages accompagnés du plan de cimentation corrective proposé aux fins d'approbation* avant sa mise en œuvre. La cimentation corrective doit être effectuée avant le forage de la prochaine section du trou, et ce, conformément au plan approuvé.

Tubage de production

Si on n'obtient pas le sommet du ciment requis, il faut présenter à l'organisme de réglementation les résultats d'une diagraphie du contrôle de cimentation des tubages accompagnés du plan de cimentation corrective proposé aux fins d'approbation*. Le plan approuvé doit être instauré : a) avant le début des activités de fracturation hydraulique; b) dans les 60 jours suivant le retrait de la tige de forage; ou c) avant le début des activités de complétion du puits.

**Un exploitant peut présenter d'avance à l'organisme de réglementation ses plans de cimentation corrective, qui pourront alors être approuvés avant l'échéance et mis en œuvre immédiatement, suivant les besoins.*

2.17 CIMENTATION D'UN PUIITS – PÉRIODE DE PRISE (ATTENTE) ET RÉSISTANCE REQUISE

Après avoir coulé le ciment derrière un tubage installé sous le tube-guide, l'exploitant ne doit exercer aucune pression sur le tubage jusqu'à ce que le ciment atteigne une résistance à la compression d'au moins 3 500 kPa. Il ne faut pas toucher au tubage pendant au moins huit heures. Il n'y a aucune exception au délai d'attente de huit heures pour le ciment du tubage de surface.

Il faut 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.

**Voir la section 2.21, « Essai de pression sur le puits et le matériel de surface », pour obtenir plus d'information.*

2.18 CIMENTATION D'UN PUIITS – ESSAIS ET ÉVALUATION

Essais relatifs aux propriétés du ciment

On exige que des essais soient effectués 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 l'American Petroleum Institute (API) publiées dans la plus récente version de la pratique recommandée RP 10B de l'API (Recommended Practice for Testing Well Cements). Les données d'essais indiquant que le mélange de ciment proposé répond aux exigences établies doivent être gardées au dossier par l'exploitant et présentées, sur demande, à l'organisme de réglementation.

Essais de pression de fuite/d'intégrité de la formation

Sauf indication contraire de la part de l'organisme de réglementation, l'exploitant doit effectuer un essai de pression de fuite ou un essai d'intégrité de la formation 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'annulaire à la hauteur du sabot du tubage; et
- b) d'établir que l'intégrité de la formation est adéquate et que cette dernière peut supporter la pression de puits maximale anticipée tout au long du forage de la prochaine section ou à la profondeur totale du puits.

Évaluation du ciment – généralités

L'organisme de réglementation peut exiger de l'exploitant qu'il évalue la qualité de la cimentation, notamment la qualité de l'adhérence entre le ciment et le tubage et celle de l'adhérence entre le ciment et la formation. Parmi les diagraphies d'évaluation du ciment acceptables, signalons les diagraphies d'adhérence du ciment radial ou les diagraphies d'adhérence du ciment omnidirectionnel réalisés 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'annulaire.

Évaluation du ciment – tubage de surface

L'exploitant tient un registre d'évaluation du ciment ou choisit une autre technique d'évaluation approuvée par l'organisme de réglementation pour déterminer la qualité du ciment à l'extérieur du tubage de surface :

- a) s'il y a une raison de douter de l'efficacité de la cimentation du tubage de surface à la lumière d'indications de surveillance révélant des anomalies pendant l'activité de cimentation ou lors de l'analyse qui a suivi l'activité de cimentation; ou
- b) si une zone de gaz peu profonde est découverte avant l'installation du tubage de surface et que le tubage de surface traverse une zone de production de gaz. Si l'adhérence du ciment n'est pas suffisante pour isoler le puits de forage des eaux souterraines non salées et éviter la migration

ascendante de fluides dans l'annulaire, une cimentation corrective s'imposera, et un plan de restauration devra être présenté à l'organisme de réglementation pour approbation*.

Évaluation du ciment – tubage intermédiaire

L'exploitant doit réaliser une diagraphie d'évaluation du ciment depuis la zone poreuse la moins profonde jusqu'au sommet du ciment afin de déterminer si on est parvenu à obtenir l'isolement hydraulique. Si l'adhérence du ciment n'est pas suffisante pour isoler ces zones, une cimentation corrective s'imposera, et un plan de restauration devra être présenté à l'organisme de réglementation aux fins d'approbation*. Ce plan devra être mis en application avant que l'on entreprenne le forage.

Évaluation du ciment – tubage de production

Avant de perforer le tubage ou d'entreprendre un programme de fracturation hydraulique, l'exploitant doit réaliser une diagraphie d'évaluation du ciment depuis la zone poreuse la moins profonde jusqu'au sommet du ciment afin de déterminer si on est parvenu à obtenir l'isolement hydraulique. Si l'adhérence du ciment est insuffisante, encore une fois, il faudra procéder à une cimentation corrective. Un plan de restauration devra être soumis à l'approbation* de l'organisme de réglementation et mis en application avant le début de la fracturation hydraulique.

**Un exploitant peut présenter d'avance à l'organisme de réglementation ses plans de cimentation corrective, qui pourront alors être approuvés avant l'échéance et mis en œuvre immédiatement, suivant les besoins.*

2.19 CIMENTATION D'UN PUIS – TÉMOIN ET NOTIFICATION

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.

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.

2.20 PLANS DE TUBAGE ET DE CIMENTATION

Il faudrait exiger que des plans de tubage et de cimentation soient présentés à l'organisme de réglementation pour étayer une demande d'approbation d'un puits. Ces plans doivent être accessibles à l'emplacement du puits pour la durée des activités de tubage et de cimentation.

Toute révision des plans découlant des modifications apportées sur place doit être consignée par l'exploitant et transmise sur-le-champ à l'organisme de réglementation.

2.21 ESSAI DE PRESSION SUR LE TUBAGE DU PUIT ET LE MATÉRIEL DE SURFACE

Avant de débarrasser le tubage intermédiaire, le tubage de surface et de production, l'exploitant doit s'assurer que les composantes suivantes soient soumises à un essai de pression, conformément à la directive 036 (Drilling Blowout Prevention Requirements and Procedures) de l'Agence de réglementation de l'énergie de l'Alberta (AER) : obturateur anti-éruption, colonne de tubage, vanne d'intervention d'urgence, obturateur anti-éruption interne, robinet de tige de forage inférieur, collecteur de duses, conduite d'évacuation et d'injection et toute valve connexe.

Il faut exiger d'effectuer, avant le début d'un programme de fracturation hydraulique, des essais à l'aide d'eau douce, de boue ou de saumure sur toutes les colonnes de tubage cimentées et toutes les colonnes qui seront sollicitées pendant la fracturation, et ce, à une pression atteignant au moins 3 500 kilopascals de plus que la pression maximale anticipée lors de la fracturation hydraulique ou lors de la durée de vie de la complétion. Si, après 30 minutes d'essai, la pression indique une diminution de 10 p. 100 ou plus par rapport à la pression d'essai de départ, l'organisme de réglementation doit en être avisé, et la fracturation hydraulique ne doit pas avoir lieu tant que la condition pertinente n'est pas corrigée. La condition d'un tubage soustrait des activités, conformément à la phrase précédente, ne sera réputée corrigée que lorsque le tubage présentera une diminution de la pression inférieure à 10 p. 100 par suite d'un essai de pression de 30 minutes, tel qu'il a été décrit ci-dessus.

Avant le début d'un régime de fracturation hydraulique et du pompage des fluides de fracturation, il faut procéder à l'essai des conduites d'injection et du collecteur de duses, des valves connexes, de la tête ou de l'arbre de fracturation ou de toute autre composante ou tout autre raccord faisant partie de la tête de puits qui n'aurait pas été mis à l'épreuve à une pression d'au moins 3 500 kilopascals. Cet essai doit être fait à l'aide d'eau douce, de boue ou de saumure à une pression équivalente à la pression maximale anticipée pendant la fracturation, la perte de pression ne pouvant pas dépasser 10 p. 100. Si, après 30 minutes d'essai, la pression indique une diminution de 10 p. 100 ou plus par rapport à la pression d'essai de départ, l'organisme de réglementation doit en être avisé, et la fracturation hydraulique ne doit pas avoir lieu tant que la condition pertinente n'est pas corrigée. La condition d'une composante soustraite des activités, conformément à la phrase précédente, ne sera réputée corrigée qu'une fois que la composante aura été soumise à un autre essai et qu'elle aura présenté une diminution de la pression de moins de 10 p. 100 par suite d'un essai de pression de 30 minutes, tel qu'il a été décrit ci-dessus.

Les registres de tous les essais de pression doivent être conservés par l'exploitant et présentés, sur demande, à l'organisme de réglementation.

2.22 PLAN DE TRAITEMENT DE FRACTURATION HYDRAULIQUE ET NOTIFICATION

Au moins trente jours avant le début d'un programme de fracturation, l'exploitant d'un puits est dans l'obligation de présenter, à des fins de révision et d'approbation, à l'organisme de réglementation un plan de traitement de fracturation hydraulique. Ce plan doit préciser : a) la date de début prévue de la fracturation; b) un profil des pressions et volumes de fluides anticipés pour le pompage à chacune des étapes; c) une description de l'intervalle de traitement prévu (p. ex. l'emplacement des perforations supérieures et inférieures, exprimé en profondeur verticale réelle et en profondeur mesurée réelle); d) le nombre total d'étapes et le volume total estimé de l'eau* et des fluides de fracturation* qui sera utilisé pour toutes les étapes de la fracturation hydraulique; e) les pressions d'essai sur l'équipement de surface et le tubage.

Qui plus est, le plan doit faire état du fait que l'exploitant du puits a communiqué avec tout exploitant voisin exécutant des activités de forage, de complétion ou d'exploitation d'un puits de pétrole ou de gaz dans un rayon correspondant à la demi-longueur prévue de la fracture et qu'il a pris des dispositions pour collaborer, au moyen de notifications et de la surveillance des activités de forage et de complétion, dans le but de réduire la possibilité d'une entrée involontaire d'eau, de gaz, de pétrole ou de tout autre fluide de formation à l'intérieur d'un puits.

Il faut exiger que les renseignements ci-dessus soient mis à jour à l'issue du programme de fracturation hydraulique de façon à comparer les caractéristiques prévues du programme de fracturation aux caractéristiques réelles. Ces renseignements doivent en outre être compris dans le rapport de complétion de puits et présentés à l'organisme de réglementation dans les 30 jours suivant la fin du programme de fracturation.

**Voir aussi « Plan de gestion de l'eau – Surveillance et déclaration de l'utilisation de l'eau » à la section 6.0 et « Évaluation des risques et communication des additifs présents dans les fluides de fracturation » à la section 11.0.*

***Demi-longueur de la fracture : Distance radiale séparant le trou de forage en question et l'extrémité extérieure d'une fracture propagée par fracturation.*

2.23 LISTE DE VÉRIFICATION ET ATTESTATION PRÉALABLES À LA FRACTURATION HYDRAULIQUE

L'exploitant d'un puits de pétrole ou de gaz qui sera stimulé par fracturation hydraulique doit obligatoirement remplir, signer et présenter une liste de vérification et une attestation préalables à la fracturation au moins trente jours avant le début d'un programme de fracturation hydraulique. La liste de vérification doit être signée et datée de la main d'un représentant autorisé de l'exploitant. Elle doit également, entre autres choses, exiger que l'exploitant atteste avoir satisfait ou entendre satisfaire à toutes les exigences pertinentes en matière d'essais quant au tubage, à la cimentation et à la pression, et qu'il reconnaisse son obligation de surveiller la pression, d'aviser l'organisme de réglementation et de cesser l'activité de fracturation hydraulique comme on le décrit à la section 2.24, ci-après.

Une liste de vérification et un formulaire d'attestation préalables à la fracturation hydraulique sont fournis à l'annexe 3.

2.24 SURVEILLANCE DE LA PRESSION, PRESSION MAXIMALE PERMISE ET CESSATION DE LA FRACTURATION EN RAISON D'ÉVÉNEMENTS INATTENDUS

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; et
- e) toutes les pressions dans l'annulaire (ce qui comprend, dans le cas d'activités de stimulation impliquant un tubage intermédiaire, la pression entre ce tubage et le tubage de production).

La pression du traitement de fracturation hydraulique ne doit dépasser en aucun temps la pression d'essai de toute composante donnée au cours de la fracturation hydraulique. Les pressions différentielles contre les parois d'une colonne de tubage ne doivent pas être supérieures à 80 p. 100 de la pression de rupture interne minimale du tubage établie par l'API, et ce, tout au long du traitement de fracturation hydraulique.

Les registres de surveillance de la pression tenus par l'exploitant doivent être présentés à l'organisme de réglementation dans les 30 jours suivant l'achèvement des activités de stimulation, sauf si une notification immédiate s'impose en vertu des exigences qui suivent.

L'exploitant doit immédiatement interrompre la fracturation hydraulique et aviser l'organisme de réglementation dans les 24 heures si :

- a) la pression maximale décrite ci-dessus est dépassée; ou
- b) le volume de 13 fluides qui monte à la surface excède le volume pouvant raisonnablement être attendu des suites de l'augmentation de la température et de la pression; ou
- c) la pression de l'annulaire augmente de plus de 3 500 kilopascals au cours de la stimulation; ou
- d) si l'on observe une pression ou un débit anormal, voire les deux, qui s'accompagne d'une importante modification du plan de traitement; ou;
- e) un exploitant a des raisons de soupçonner 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.

S'il y a interruption de la fracturation hydraulique pour l'une ou l'autre des raisons décrites dans la présente section, l'exploitant doit :

- a) rapporter à l'organisme de réglementation, dans les 15 jours, tous les détails relatifs à l'incident; et 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. La fracturation hydraulique ne doit pas reprendre à moins que la situation n'ait été réglée à la satisfaction de l'organisme de réglementation.

2.25 CESSATION NÉCESSAIRE DES ACTIVITÉS POUR PROTÉGER LA SANTÉ, LA SÉCURITÉ ET L'ENVIRONNEMENT

Si l'exploitant d'un puits n'est pas en mesure de réparer convenablement un défaut de conception, de construction, de complétion ou d'exploitation détecté dans un puits de pétrole ou de gaz de sorte à protéger la santé du public, la sécurité et l'environnement, notamment dans le cas de toutes les sources d'eau souterraine non salée et de toutes les eaux de surface pouvant être touchées par le puits, l'exploitant doit cesser toute exploitation, et colmater et fermer le puits de façon qu'il ne représente pas un danger à l'égard de la santé du public, de la sécurité ou de l'environnement.

2.26 RECOURS À UN PERSONNEL ACCRÉDITÉ EN CONTRÔLE DES PUIITS

Il est obligatoire que le sous-traitant de forage dont l'exploitant a retenu les services possède un certificat valide en prévention des éruptions pour surveillant immédiat ou pour le personnel d'entretien des puits, délivré par un service de formation dans l'industrie pétrolière reconnu (p. ex. Energy Safety Canada) à la suite d'une formation portant sur les procédures de prévention des éruptions et de contrôle des venues.

L'exploitant d'un puits désigne à la fois :

- a) un représentant de l'emplacement du puits (autre que le chef de l'installation de forage), qui est chargé de superviser les activités de forage et d'entretien; et
- b) un chef de l'installation de forage sur place, qui est chargé de superviser l'appareil de forage et d'entretien.

Le représentant de l'emplacement du puits et le chef de l'installation de forage possèdent tous deux un certificat valide en contrôle de puits pour surveillant de chantier de forage, délivré par un service de formation dans l'industrie pétrolière reconnu (p. ex. Energy Safety Canada), à la suite d'une formation portant sur les procédures de contrôle d'un puits.

Le représentant de l'emplacement du puits et le chef de l'installation de forage ne supervisent jamais les activités de forage ou d'entretien de puits à plus d'un emplacement à la fois. Le représentant de l'emplacement du puits et le chef de l'installation de forage ont la possibilité de se déplacer hors du site, mais ils doivent pouvoir y revenir en deux heures tout au plus, et ce, en tout temps.

En cas de pénétration d'une zone contenant des hydrocarbures, le représentant de l'emplacement du puits ou le chef de l'installation de forage doit être sur place pendant toute activité de montée ou de descente d'une tige de forage. S'il s'avérait nécessaire d'effectuer, de façon imprévue, la montée ou la descente d'une tige de forage tandis qu'aucune de ces personnes n'est présente, l'opération pourrait débuter dès que le représentant de l'emplacement du puits ou le chef de l'installation de forage auront été joints. Les personnes avisées doivent alors se rendre sur place immédiatement. Le représentant de l'emplacement et

le chef de l'installation de forage doivent tous deux se trouver sur le site pendant toute activité liée au contrôle du puits.

Si l'on constate que l'une ou l'autre de ces personnes ne possède pas le certificat valide exigé ci-dessus, l'organisme de réglementation pourrait demander à l'exploitant d'interrompre les activités de forage aussitôt qu'il est sécuritaire de le faire et exiger qu'elles ne soient pas reprises tant que ces personnes n'auront pas été remplacées par du personnel possédant les certificats requis.

**Energy Safety Canada est une association de sécurité au service de l'industrie pétrolière et gazière du Canada.*

2.27 ACTIONNEUR DE PRÉVENTION DES ÉRUPTIONS À DISTANCE

Il faut exiger que l'équipement de prévention des éruptions installé dans les puits et soumis à un processus de fracturation hydraulique comprenne un actionneur à distance qui : a) fonctionne à même une autre source d'énergie que le système hydraulique de l'appareil de forage; b) est situé à au moins 25 mètres de la tête du puits. Toutes les conduites et valves et tous les raccords situés entre l'équipement de prévention des éruptions et l'actionneur à distance ou tout autre actionneur doivent être ininflammables et avoir une capacité de pression d'utilisation supérieure à la pression de surface maximale anticipée au niveau de la tête de puits.

2.28 MESURES AMÉLIORÉES DE PROTECTION CONTRE LES ÉRUPTIONS

La Province doit améliorer ses mesures actuelles de prévention et de contrôle des éruptions et, à cette fin, elle doit adopter et imposer des procédures de forage et d'entretien des puits semblables à celles énoncées dans les versions les plus récentes des directives 036 (Drilling Blowout Prevention Requirements and Procedures) et 037 (Service Rig Inspection Manual) de l'Agence de réglementation de l'énergie de l'Alberta (AER).

Lorsque les forages ont lieu à des endroits où du méthane peut être présent à faible profondeur, il faut exiger que les mesures de sécurité qui s'imposent soient prises, y compris l'utilisation des mesures appropriées de contrôle des puits et la mise en place de torches ou de circuits de torches.

2.29 ENQUÊTE ET INTERVENTION – DÉBITS DE L'ÉVÉNEMENT DE TUBAGE DE SURFACE, MIGRATION DE GAZ ET GAZ ISOLÉS

La Province a mis au point une série d'exigences sur les enquêtes et les interventions liées aux débits de l'événement de tubage de surface, à la migration des gaz et aux gaz isolés. De plus amples détails à cet effet sont fournis à l'annexe 4.

2.30 COLMATAGE ET FERMETURE DES PUITES

La Province doit améliorer ses exigences en matière de colmatage et de fermeture des puits et, à cette fin, doit adopter et imposer les procédures décrites dans la version la plus récente de la directive 020 (Well Abandonment) de l'Agence de réglementation de l'énergie de l'Alberta (AER).

3.0 ÉVALUATION DU CONFINEMENT GÉOLOGIQUE À L'EXTÉRIEUR DU Puits DE FORAGE

Réduire la possibilité que des substances telles que les fluides de fracturation hydraulique, les fluides de forage et les hydrocarbures n'atteignent les puits d'eau ou la surface en passant par des fractures souterraines, des failles, des puits de pétrole ou de gaz fermés ou une couche encaissante inadéquate de quelque manière que ce soit.

3.1 ÉVALUATION DE LA COMMUNICATION À L'INTÉRIEUR DU TROU DE FORAGE AVANT LA FRACTURATION HYDRAULIQUE

Avant le début d'un programme de fracturation hydraulique dans un puits de pétrole ou de gaz, l'exploitant doit 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.

Cette évaluation doit : 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.

L'exploitant doit transmettre à l'organisme de réglementation les résultats de l'examen du modèle de fracturation. Cette évaluation de la fracturation doit : a) être signée par un professionnel compétent; et b) être remise à l'organisme de réglementation avant le début du programme de fracturation hydraulique.

Dans le cas où l'évaluation susmentionnée donnerait à penser que les fractures induites s'étendraient à un trou de forage de pétrole ou de gaz adjacent, la fracturation hydraulique ne sera pas autorisée, à moins que le programme de fracturation proposé ne soit modifié de manière à éliminer cette possibilité.

**Demi-longueur de la fracture : Distance radiale séparant le trou de forage en question et l'extrémité extérieure d'une fracture propagée par fracturation.*

3.2 ÉVALUATION DU CONFINEMENT GÉOLOGIQUE AVANT DE PROCÉDER À LA FRACTURATION HYDRAULIQUE

Avant d'entreprendre pour la première fois un programme de fracturation hydraulique dans un bassin, une formation ou une région géologique désignée par l'organisme de réglementation, l'exploitant est tenu de préparer une évaluation de la capacité de la zone tampon (entre la couche pétrolifère ou gazéifère 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, prévenant la migration verticale des fluides de fracturation, de l'eau de formation, des hydrocarbures ou d'autres contaminants potentiels vers une couche contenant de l'eau souterraine non salée.

Cette évaluation doit : a) tenir compte de toutes les données pertinentes auxquelles l'exploitant a accès, notamment :

- a) le gradient hydraulique, la vitesse de percolation, le temps de parcours, la capacité de stockage dans les pores et la géochimie (solubilité, adsorption, etc.);
- b) contenir une analyse de la mobilité du fluide de fracturation dans la couche située entre le tubage de puits perforé et la couche qui contient de l'eau souterraine non salée;
- c) inclure une analyse de l'emplacement et de l'ampleur des failles géologiques (horizontales et verticales) ainsi que des zones comportant des fractures naturelles; et
- d) inclure une distance d'analyse couvrant le double de la demi-longueur de fracture planifiée* sur toute la profondeur du trou de forage.

L'exploitant doit tenir compte des résultats de l'évaluation décrite précédemment lorsqu'il conçoit le programme de fracturation hydraulique afin de s'assurer que les fluides de fracturation, l'eau de formation ou les hydrocarbures ne migreront pas verticalement dans une formation géologique pour ainsi venir en contact avec toute couche qui contient de l'eau souterraine non salée.

L'exploitant doit transmettre les résultats du confinement géologique à l'organisme de réglementation. Cette évaluation doit :

- a) être signée par un professionnel compétent; et
- b) être remise à l'organisme de réglementation avant le début du programme de fracturation hydraulique.

**Demi-longueur de la fracture : Distance radiale séparant le trou de forage en question et l'extrémité extérieure d'une fracture propagée par fracturation.*

3.3 ANALYSE DE LA RÉACTION DES FORMATIONS GÉOLOGIQUES À LA FRACTURATION HYDRAULIQUE

Dans le cadre de toute activité de complétion d'un puits qui comporte un processus de fracturation hydraulique, l'exploitant du puits doit effectuer une surveillance et une analyse suffisamment poussées ou toute autre technique de surveillance adéquate afin de comprendre à fond les régimes de contraintes inhérents à la formation géologique en question et la manière dont cette formation a réagi à la fracturation hydraulique. Parmi les exemples de surveillance et d'analyse, mentionnons 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.

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.

3.4 RESTRICTIONS ET EXIGENCES PARTICULIÈRES À RESPECTER EN CE QUI A TRAIT À LA FRACTURATION HYDRAULIQUE À FAIBLE PROFONDEUR

La fracturation hydraulique à faible profondeur* est interdite.

Il est également interdit de recourir à la fracturation hydraulique aux fins de prospection ou d'exploitation pétrolière ou gazière dans des formations géologiques contenant de l'eau souterraine non salée.

*Fracturation hydraulique à faible profondeur : Fracturation hydraulique ciblant une zone située à moins de 600 mètres sous la surface (profondeur verticale réelle) ou à toute autre profondeur fixée par l'organisme de réglementation selon la géologie du site.

4.0 GESTION DES DÉCHETS ET MAINTIEN DES CONTAMINANTS POTENTIELS DANS LA PLATEFORME D'EXPLOITATION

Réduire le risque d'échappement de substances à la surface à la suite de déversements, de fuites, de l'entreposage ou de la manutention inappropriés de produits chimiques ou encore du traitement ou de l'élimination inadéquats de déchets comme l'eau de reflux et l'eau produite.

4.1. CONSTRUCTION DES PLATEFORMES D'EXPLOITATION

Les exploitants de puits de pétrole et de gaz naturel doivent présenter à l'organisme de réglementation, aux fins d'examen et d'approbation, le plan d'une plateforme d'exploitation proposée (gradients, dimensions, type de matériau de remblai que l'on envisage d'utiliser, etc.), et ce, avant la construction de la plateforme en question.

Le plan et la construction d'une plateforme doivent comprendre des mesures visant à éviter la migration descendante de contaminants potentiels de la surface vers le sol sous-jacent et l'eau souterraine pendant le forage et la fracturation hydraulique. Il s'agira notamment de mesures de confinement secondaire comme celles décrites ailleurs dans cette section.

Se reporter aussi aux intertitres « Réservoirs de stockage, citernes et cuves », « Plan de gestion des écoulements » et « Contrôle de l'accès » dans la présente section. La section 9.0 traite de l'emplacement de la plateforme d'exploitation.

4.2. UTILISATION DE SYSTÈMES DE BOUE DE FORAGE « BOUCLE FERMÉE »

Lorsqu'ils forent sous le trou de surface*, les exploitants doivent employer des systèmes « boucle fermée » sans fosse pour la gestion du fluide de forage.

**On désigne par « trou de surface » un trou foré pour permettre l'installation du tubage de surface. Comme on le mentionne à la section 2.0, le trou de surface doit être foré en utilisant de l'air, un fluide à base d'eau douce ou un autre fluide de forage prescrit.*

4.3. CONFINEMENT D'URGENCE DU FLUIDE DE FRACTURATION HYDRAULIQUE

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 que la pression à l'intérieur du tubage n'excède pas 95 p. 100 de la pression de rupture interne minimale.

Pendant le pompage du fluide de fracturation hydraulique dans le trou de forage et durant les 72 premières heures de la phase de reflux, l'exploitant doit veiller à ce qu'un camion aspirateur demeure en disponibilité et puisse intervenir aux abords du puits en moins d'une heure.

Dans l'éventualité où un exploitant de puits emploierait une technologie de fracturation hydraulique ne nécessitant pas l'utilisation d'un fluide liquide aux températures et aux pressions de surface, d'autres dispositifs et procédures de confinement d'urgence pourraient être exigés par l'organisme de réglementation.

4.4. PLAN DE GESTION DES DÉCHETS

Les promoteurs de puits de pétrole ou de gaz doivent présenter à l'organisme de réglementation, aux fins d'examen et d'approbation, un plan de gestion des déchets, et ce, avant d'entreprendre leurs activités. Le plan doit :

- a) montrer qu'un effort raisonnable a été déployé afin de limiter autant que possible la production de déchets et d'en assurer la gestion par le recyclage et la réutilisation;
- b) décrire les déchets qui seront générés;
- c) décrire la manière dont ils seront traités et entreposés; c) décrire les méthodes et les emplacements proposés pour leur traitement, leur réutilisation ou leur élimination; et d) décrire comment l'exploitant entend se conformer aux exigences établies par l'organisme de réglementation en matière de gestion des déchets (section 4.5, ci-après) et à toute condition rattachée aux permis, aux approbations ou aux licences délivrés par l'organisme à cet égard.

***Un « effort raisonnable » consiste en l'évaluation des technologies qui pourraient être utilisées pour recycler ou réutiliser les déchets, selon leur disponibilité dans la province (à la plateforme d'exploitation ou ailleurs) et l'échelle des activités nécessaires à leur emploi efficace.*

La planification de la gestion des déchets entourant les interventions en cas de déversement est abordée à l'annexe 6, et la planification en lien avec la restauration des sites, à l'annexe 17.

4.5. GESTION DES DÉCHETS – GÉNÉRALITÉS

La Province a élaboré, à l'intention des promoteurs d'installations de pétrole et de gaz naturel, des exigences relatives à la gestion des déchets qui doivent être respectées et prises en compte dans la préparation du plan de gestion des déchets susmentionné. Ces exigences concernent notamment :

- a) l'échantillonnage et l'analyse (caractérisation) des déchets;
- b) les protocoles de stockage, de transport, de traitement et d'élimination de déchets précis;
- c) les critères de rejets régissant le traitement des déchets; et
- d) les exigences de déclaration et de notification à respecter en matière d'élimination des déchets. Elles sont décrites aux sections 4.6 à 4.10, ci-après, et à l'annexe 5.

Bien que les plans de gestion des déchets approuvés puissent varier d'une région de la province à une autre en raison de la variabilité des déchets et de la disponibilité des options de gestion, les principes contenus dans les exigences relatives à la gestion des déchets seront appliqués de manière uniforme dans toutes les régions productrices de pétrole et de gaz naturel.

4.6. GESTION DES DÉCHETS – CARACTÉRISATION DES DÉCHETS

Les déchets liquides et solides produits à une plateforme d'exploitation ou récupérés dans un puits de forage doivent être identifiés, caractérisés et déclarés à l'organisme de réglementation par l'exploitant du puits de pétrole ou de gaz.

Une fois que les déchets récupérés : a) du premier puits de pétrole ou de gaz foré dans une formation ou un bassin géologiques; ou b) du premier puits foré sur une plateforme d'exploitation – ou les déchets produits par ce premier puits – auront été caractérisés (les échantillons ayant donc été envoyés à un laboratoire pour analyse), l'organisme de réglementation déterminera la fréquence de prélèvement de tout échantillon et de toute analyse supplémentaire pouvant être nécessaire à la vérification périodique des caractéristiques des déchets pendant la période où ils sont produits. L'organisme de réglementation pourrait lever les analyses des déchets liquides ou solides ou en modifier la fréquence lorsque des données de référence cohérentes et représentatives ont déjà été établies pour un ensemble standard de méthodes et d'additifs de forage et de complétion en terrain connu, où les déchets sont acheminés vers les installations autorisées.

4.7. GESTION DES DÉCHETS – RESTRICTIONS CONCERNANT L'ÉLIMINATION SUR PLACE

Aucune élimination sur place des déchets n'est permise sauf lorsque celle-ci a été explicitement autorisée par l'organisme de réglementation et le propriétaire foncier. Les propositions d'élimination sur place ne seront prises en considération que pour les matières jugées, par vérification, exemptes de toute contamination, conformément aux critères établis par le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux. L'élimination ou l'épandage des déblais de forage à même le site pourraient par exemple être envisagés, à condition que ceux-ci aient été adéquatement triés, caractérisés et asséchés, et qu'ils aient été jugés non contaminés. Il convient de souligner que, dans le cadre de son examen d'un projet en vertu du *Règlement sur*

les études d'impact sur l'environnement, le ministère de l'Agriculture, de l'Aquaculture et des Pêches du Nouveau-Brunswick pourrait définir d'autres exigences si l'application au sol des résidus de forage est proposée.

L'élimination de déchets tels que les déblais de forage, les fluides de forage et la boue à l'intérieur de l'espace annulaire est interdite.

4.8. GESTION DES DÉCHETS – EAU DE REFLUX ET EAU PRODUITE

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. Les réservoirs et conduites utilisés pour stocker et transporter l'eau produite et l'eau de reflux doivent être faits de matériaux résistants à la chaleur et à la corrosion compatibles avec les pressions opérationnelles ainsi qu'avec les propriétés chimiques et physiques connues ou anticipées de l'eau, conformément à un plan de gestion des déchets approuvé.

Le recyclage constitue le mode de gestion des eaux de reflux et des eaux produites à privilégier. Cette méthode comprend notamment le recours à des stratégies et à des technologies telles que le mélange, la filtration, la distillation thermique, l'osmose inverse ou l'électro-coagulation. Lorsque cette option n'est pas envisagée, le promoteur est tenu de montrer, d'une manière jugée satisfaisante par l'organisme de réglementation, que ce recyclage s'avère impossible.*

Sous réserve de ce qui précède, l'eau de reflux et l'eau produite doivent être :

- a) traitées selon un plan de gestion des déchets approuvé et stockées, à court terme, dans des réservoirs adéquats pour ensuite être réutilisées sur place ou à un autre emplacement (dans le cadre d'activités de fracturation hydraulique ou de forage, par exemple);
- b) transportées vers une installation de traitements des eaux usées appropriées, dans la province, pour y être traitées et éliminées ou utilisées à d'autres fins (lorsque le recours à l'installation de destination a été expressément autorisé par l'organisme de réglementation, et selon les conditions inhérentes à cette autorisation); ou
- c) transportées vers une installation de traitement et d'élimination des eaux usées appropriée et autorisée, à l'extérieur de la province.

L'eau de reflux et l'eau produite recyclées ne peuvent être utilisées lors du forage jusqu'à ce que toutes les couches contenant de l'eau souterraine non salée aient été isolées des fluides de forage par l'installation et la cimentation d'un tubage de surface.

La durée du stockage sur le site des eaux de reflux ne devrait pas excéder 90 jours à compter du dernier jour des activités de complétion ou d'entretien du puits, à moins que l'organisme de réglementation n'ait donné son autorisation (si l'exploitant prévoit recycler/réutiliser l'eau sur place, par exemple).

*Selon une évaluation des technologies pouvant être utilisées pour recycler l'eau, la disponibilité de ces technologies dans la province (à la plateforme d'exploitation ou ailleurs) et l'échelle des activités nécessaires à leur emploi efficace.

4.9. GESTION DES DÉCHETS – MATIÈRES RADIOACTIVES NATURELLES

Les déchets récupérés d'un premier puits de pétrole ou de gaz foré dans une formation ou un bassin géologique doivent être testés avant leur retrait du site afin de déceler la présence de matières naturelles radioactives, selon les procédures présentées à l'annexe 5. Ces déchets comprennent l'eau de reflux extraite d'un puits de pétrole ou de gaz après la fracturation hydraulique, les fluides récupérés pendant la phase de production d'un puits de pétrole ou de gaz (c.-à-d. l'eau produite), les déblais de forage et les fluides de forage usés. Les conduites et autres équipements ayant déjà servi et étant entrés en contact avec les matières susmentionnées doivent également faire l'objet d'une évaluation pour les matières radioactives naturelles avant d'être éliminés ou recyclés.

Les essais liés aux matières radioactives naturelles dans la même formation ne sont pas nécessaires, à moins d'indication contraire. L'organisme de réglementation pourrait lever les analyses de détection des matières radioactives naturelles ou en modifier la fréquence aux endroits où des données cohérentes et représentatives ont déjà été établies.

De plus amples détails sont fournis à l'annexe 5.

4.10. GESTION DES DÉCHETS – UTILISATION D'INSTALLATIONS DE TRAITEMENT DES EAUX USÉES EXISTANTES

L'élimination d'un déchet (l'eau de reflux ou l'eau produite, par exemple) dans une installation de traitement des eaux usées (industrielle, par exemple) néo-brunswickoise ne sera pas autorisée à moins qu'il ait été démontré que l'installation en question peut effectuer un traitement efficace. À cette fin, l'exploitant du système de traitement des eaux usées, en concertation avec le promoteur ou l'organisme de réglementation doit :

- a) bien caractériser les concentrations de contaminants dans les déchets liquides; et
- b) élaborer et mettre en œuvre* tout processus de traitement nécessaire afin que le système de traitement des eaux usées puisse recevoir et traiter les contaminants présents dans les déchets liquides sans que sa viabilité à long terme ni sa durée de vie n'en soient affectées, et sans autre effet néfaste tel qu'une incidence négative sur la qualité des eaux réceptrices.

Le contrôle de la qualité de l'eau en aval par le propriétaire de l'installation de traitement des eaux usées sera exigé par l'organisme de réglementation en tant que condition d'octroi de l'approbation susmentionnée pour toute installation de traitement des eaux usées avec déversement dans les eaux de surface, qu'il s'agisse d'une installation déjà existante ou récemment construite, spécialement à cet effet.

*La modification d'une installation de traitement des eaux usées industrielle existante (c.-à-d. un changement au processus de traitement ou une augmentation de la capacité) ou la construction d'une nouvelle installation nécessiterait généralement l'enregistrement en vertu du *Règlement sur les études d'impact sur l'environnement – Loi sur l'assainissement de l'environnement*.

4.11. PRÉVENTION DES DÉVERSEMENTS, NOTIFICATION ET INTERVENTION

Les exploitants d'installations de pétrole et de gaz naturel doivent élaborer, présenter et mettre en œuvre des plans de prévention des déversements, de notification et d'intervention et signaler à l'organisme de réglementation tout événement inhabituel présentant un risque pour la sécurité du public, la santé publique ou l'environnement. De plus amples détails sur les exigences relatives à la prévention des déversements et des fuites, à leur déclaration et aux mesures à adopter dans ce genre de circonstances sont fournis à l'annexe 6.

Voir aussi « Enquête et intervention – débits de l'évent de tubage de surface, migration de gaz et gaz isolés » à la section 2.0, « Confinement d'urgence du fluide de fracturation hydraulique » à la section 4.0 et « Sécurité et planification des mesures d'urgence pour les activités liées au pétrole et au gaz naturel » à la section 8.0.

4.12. GESTION DES ÉCOULEMENTS

Les exploitants de puits de pétrole et de gaz doivent adopter et maintenir des pratiques de gestion exemplaires afin de contrôler la qualité et la quantité des écoulements produits par la chute de pluie et la fonte des neiges, de manière à prévenir l'érosion et la propagation de sédiments et d'autres polluants vers l'extérieur du site. À cette fin, la Province a élaboré des exigences relatives à la préparation de plans de gestion des écoulements pour les plateformes. Les promoteurs d'un puits de pétrole ou de gaz doivent préparer et présenter un plan de gestion des écoulements répondant à ces exigences.

De plus amples renseignements sont fournis à l'annexe 7.

4.13. GESTION DES PRODUITS CHIMIQUES – DISPOSITIONS GÉNÉRALES

Les exigences et normes de manutention et d'entreposage des produits chimiques sont énoncées dans le *Règlement général* afférent à la *Loi sur l'hygiène et la sécurité au travail** et dans les conditions rattachées aux agréments de construction et d'exploitation délivrés aux termes du *Règlement sur la qualité de l'air – Loi sur l'assainissement de l'air** et du *Règlement sur la qualité de l'eau – Loi sur l'assainissement de l'environnement**.

**La partie VIII du Règlement général – Loi sur l'hygiène et la sécurité au travail touche à un large éventail de sujets liés à l'entreposage et à la manutention de produits chimiques. Le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux est par ailleurs habilité à établir des exigences à ces chapitres au moyen de conditions rattachées aux agréments de construction et d'exploitation d'installations délivrés aux termes du Règlement sur la qualité de l'air – Loi sur l'assainissement*

de l'air et du Règlement sur la qualité de l'eau – Loi sur l'assainissement de l'environnement. Les conditions de l'agrément stipulent généralement que le titulaire doit s'assurer que tous les produits chimiques utilisés à l'installation sont entreposés dans un système de stockage des produits chimiques désigné à cette fin. Le système doit être conçu de manière que tous les produits chimiques soient : a) rangés en toute sécurité dans des contenants hermétiques et résistants aux produits chimiques; b) éloignés des zones de circulation intense et protégés des chocs causés par les véhicules; c) éloignés des panneaux électriques; d) placés dans une zone de confinement munie d'une enceinte de confinement secondaire adéquate pouvant contenir 110 p. 100 du volume du plus grand contenant, zone conçue pour prévenir le déversement ou le rejet de produits chimiques dans le milieu ambiant à la suite d'une fuite; e) dans une zone conçue pour prévenir tout contact entre les produits chimiques incompatibles.

4.14. GESTION DES PRODUITS CHIMIQUES – TRANSPORT

Tout transport de substances et de produits chimiques doit s'effectuer dans le respect des règlements applicables au transport de marchandises dangereuses*.

*Le *Règlement général* afférent à la *Loi sur le transport des marchandises dangereuses* du Nouveau-Brunswick reprend les exigences du *Règlement sur le transport des marchandises dangereuses* fédéral relativement au transport de marchandises dangereuses, dont celles touchant la classification, les documents d'expédition, les indications de danger, les contenants, la formation et les plans d'intervention d'urgence.

Voir aussi « Sécurité et planification des mesures d'urgence pour les activités liées au pétrole et au gaz naturel » à la section 8.0 et « Circulation routière – tracé de l'itinéraire » à la section 9.0.

4.15. GESTION DES PRODUITS CHIMIQUES – INVENTAIRE DES PRODUITS CHIMIQUES

Les exploitants doivent tenir un inventaire des produits chimiques utilisés ou entreposés sur chacun des sites d'activités liées au pétrole ou au gaz naturel, dont le combustible et les autres produits utilisés lors du forage, de la complétion et des opérations de reconditionnement, y compris la fracturation hydraulique.

Les inventaires tenus par les exploitants en vertu de la présente section doivent être actualisés suivant les besoins pendant toute la vie d'une installation de pétrole ou de gaz naturel, et les dossiers connexes, conservés sous une forme facilement accessible au bureau de terrain local de l'exploitant.

4.16. CONTRÔLE DE L'ACCÈS

Si une plateforme d'exploitation doit être laissée sans surveillance, tous les produits chimiques, y compris les additifs chimiques utilisés pour la stimulation des puits et la fracturation hydraulique, doivent être retirés du site ou stockés hors de portée du public.

Les bouchons, les valves ou autres mécanismes d'ouverture associés aux réservoirs et aux cuves de stockage (à l'exception des réservoirs et des cuves contenant de l'eau douce ou des matières utilisées dans la prévention des incendies et lors d'interventions, en cas de déversement) doivent être verrouillés lorsqu'ils ne sont pas utilisés, à moins que l'exploitant du puits assure une présence sur la plateforme d'exploitation 24 h sur 24.

Dans les 30 jours suivant sa construction, la batterie doit être entourée d'une clôture d'au moins deux mètres de hauteur, faite de matériaux à petit maillage de calibre industriel et équipée d'une grille pouvant être verrouillée lorsque l'emplacement du puits est laissé sans surveillance.

Dans les 30 jours suivant le retrait de la tige de forage, l'exploitant doit entourer la tête de puits et tout matériel connexe d'une clôture convenable afin de prévenir toute tentative d'altération du matériel. Cette clôture doit être faite de matériaux à petit maillage de calibre industriel, mesurer au moins deux mètres de hauteur et comporter une grille pouvant être verrouillée lorsque l'emplacement du puits est laissé sans surveillance.

4.17. RÉSERVOIRS DE STOCKAGE, CITERNES ET CUVES

On exige que tous les réservoirs de stockage, toutes les citernes ou toutes les cuves rattachés à une installation de pétrole ou de gaz naturel, y compris les aires de mélange des liquides, de stockage et d'entreposage temporaire soient dotés d'enceintes de confinement secondaires décrites à l'annexe 8. Tous les réservoirs de stockage doivent convenir à l'utilisation qu'on prévoit en faire et soient conçus conformément aux normes du Laboratoire des assureurs du Canada (ULC) et de l'American Petroleum Institute (API) ainsi qu'à toute autre norme applicable.

D'autres exigences concernant les réservoirs de stockage, les citernes et les cuves sont décrites à l'annexe 8.

4.18. PRÉCAUTIONS SUPPLÉMENTAIRES CONCERNANT LES GAZ SULFUREUX

La Province doit revoir et améliorer ses dispositions actuelles concernant l'évaluation de la teneur en soufre du gaz naturel et la gestion des gaz sulfureux, s'inspirant, pour ce faire, des règlements d'autres provinces, telle la Colombie-Britannique, où ce type de gaz est commun*.

**À ce jour, aucun gaz sulfureux n'a encore été détecté au Nouveau-Brunswick.*

5.0 SURVEILLANCE VISANT À PRÉSERVER LA QUALITÉ DE L'EAU

Surveiller les eaux souterraines et de surface afin de a) garantir l'efficacité des mesures de protection relatives à l'eau comprises dans le présent document et b) permettre la détection rapide de toute anomalie. Tenir à l'œil les puits de pétrole et de gaz naturel afin de déceler les problèmes susceptibles d'affecter la qualité de l'eau.

5.1. ÉVALUATION DES PUIITS D'EAU

Les échantillons d'eau provenant de tous les puits d'eau se trouvant dans un rayon de 200 mètres de la prospection sismique (c'est-à-dire à moins de 200 mètres d'un point source sismique) doivent être prélevés et analysés avant le début de la prospection sismique.

Il faut prélever et analyser, avant que le début du forage, des échantillons dans tous les puits d'eau situés dans un rayon de 500 mètres de la plateforme d'exploitation d'un puits de pétrole ou de gaz. *Lorsqu'un puits de pétrole ou de gaz est proposé sur une nouvelle plateforme ou une plateforme existante, cet échantillonnage doit être réalisé avant le début du défrichement et la construction de la plateforme ou avant le forage dans le cas des plateformes existantes.*

En plus de l'exigence ci-dessus relativement à l'échantillonnage permettant d'obtenir des données de base sur la qualité de l'eau dans les puits privés, on exige qu'un puits de surveillance de l'eau souterraine soit construit à proximité de la plateforme d'exploitation, de sorte qu'il soit possible de contrôler qualitativement et quantitativement cette eau. Ces puits dédiés à la surveillance de l'eau sont nécessaires pour déceler tout impact possible sur l'aquifère superficiel ou potable.

Les échantillons d'eau de puits doivent être prélevés par une firme géoscientifique ou d'ingénierie tierce compétente autorisée à exercer ses activités au Nouveau-Brunswick (embauchée par l'exploitant) puis analysés par un laboratoire autorisé par Canadian Association for Laboratory Accreditation Inc. aux frais de l'exploitant. L'objectif de l'échantillonnage est de documenter la qualité de l'eau du puits avant que la prospection sismique ou le forage ne débute.

Un échantillonnage et des analyses de suivi sont également requis, afin que les effets potentiels de la prospection sismique, de la construction de la plateforme d'exploitation, du forage et de la fracturation hydraulique sur l'alimentation en eau puissent être déterminés, et que des mesures soient prises pour y remédier*.

La Province a établi des exigences pour l'évaluation des puits d'eau situés à proximité d'activités liées au pétrole et au gaz naturel et précisé la fréquence des analyses requises ainsi que les paramètres devant être analysés. Des détails sont fournis à l'annexe 9.

**Voir « Remplacement ou rétablissement de l'approvisionnement en eau » à la section 10.2.*

5.2. SURVEILLANCE DE L'EAU DE SURFACE

La surveillance de l'eau de surface par les exploitants est requise pour les plateformes d'exploitation situées à moins de 150 mètres d'un cours d'eau. Cette surveillance doit comprendre :

- a) le prélèvement et l'analyse d'échantillons d'eau recueillis avant le début du défrichement et la construction de la plateforme d'exploitation, en amont et en aval de cette dernière;
- b) le prélèvement et l'analyse continus d'échantillons recueillis aux mêmes endroits pour les mêmes paramètres pendant et après la construction du puits et la fracturation hydraulique; et

c) les prélèvements et analyses pouvant être exigés par l'organisme de réglementation en fonction des activités subséquentes menées sur la plateforme d'exploitation (programmes de fracturation hydraulique subséquents, par exemple).

Le prélèvement des échantillons doit être effectué par une firme géoscientifique ou d'ingénierie tierce compétente autorisée à exercer ses activités au Nouveau-Brunswick, embauchée par l'exploitant, et ces échantillons doivent être analysés, aux frais de ce dernier, par la Canadian Association For Laboratory Accreditation Inc.

Des exigences relatives à la surveillance de l'eau de surface, qui comprennent notamment la fréquence des analyses et les paramètres à analyser, ont été mises au point par la Province. Ces exigences sont décrites à l'annexe 10.

5.3. SURVEILLANCE DE L'INTÉGRITÉ DES PUIXS DE PÉTROLE ET DE GAZ

L'exploitant d'un puits de pétrole ou de gaz ayant été complété aux fins de production pétrolière ou gazière doit présenter à l'organisme de réglementation, pour approbation, un plan de gestion et de surveillance de l'intégrité du puits, de la plateforme d'exploitation et de l'équipement connexe (p. ex. la batterie) et le mettre en application une fois qu'il aura été approuvé. Le plan devrait notamment traiter, s'il y a lieu :

- a) des pressions dans l'annulaire;
- b) des changements dans les caractéristiques du puits susceptibles d'indiquer une faiblesse du tubage de production, du tubage intermédiaire, du tubage de surface, du ciment formant le tubage, des garnitures d'étanchéité ou de tout autre aspect de l'intégrité du puits nécessaire à l'isolement de l'eau souterraine potable;
- c) d'un programme de surveillance de la corrosion pour le tubage de puits; d) des analyses à effectuer concernant les débits des événements de tubage de surface et la migration de gaz; e) des inspections visant à déceler tout dommage imputable au vandalisme, à la circulation des véhicules hors route, etc.

Si l'exploitant a des raisons de soupçonner la présence d'une fuite ou d'une anomalie dans un puits de pétrole ou de gaz ou sur tout matériel connexe, il doit effectuer tout test de diagnostic nécessaire pour déterminer si ses craintes sont fondées. Ces tests doivent être effectués aussitôt que possible.

Voir aussi « Tubage – événements de tubage de surface » et « Enquête et intervention – débits de l'événement de tubage de surface, migration de gaz et gaz isolés » à la section 2.0. et « Prévention des déversements, notification et intervention » à la section 4.0.

6.0 PROMOTION DE L'UTILISATION DURABLE DE L'EAU

Adopter, au chapitre des activités pétrolières et gazières, des mesures qui limiteront la consommation d'eau douce, permettront la préservation de l'eau potable du Nouveau-Brunswick

et feront en sorte que les exploitants d'activités pétrolières et gazières fassent de cette ressource une utilisation durable.

6.1. PLAN DE GESTION DE L'EAU

Un exploitant de puits prévoyant avoir recours à la fracturation hydraulique et puiser ou utiliser de l'eau de n'importe quelle source doit disposer, avant d'entreprendre la fracturation, d'un plan de gestion de l'eau approuvé par l'organisme de réglementation. Pour les programmes de forage et de stimulation de puits à long terme s'étalant sur plus d'un an, le plan de gestion de l'eau doit être présenté annuellement.

Le plan doit décrire :

- a) l'emplacement des sources d'eau proposées;
- b) les quantités estimées et les types d'eau (de surface/souterraine, douce/salée, traitée ou recyclée, etc.) qu'on prévoit utiliser;
- c) le moment potentiel où on prévoit faire cette utilisation pendant l'année; d) les méthodes qu'on prévoit employer pour réutiliser ou traiter les eaux usées*; et
- d) les raisons pour lesquelles on ne propose pas une technologie de fracturation hydraulique n'employant pas d'eau.

Le plan de gestion de l'eau doit aussi contenir un plan d'urgence pour l'approvisionnement en eau dans l'éventualité où les sources d'approvisionnement prévues ne seraient plus disponibles ou seraient refusées.

Les aspects à aborder dans le plan de gestion de l'eau sont décrits de manière plus détaillée aux sections 6.2 à 6.5, ci-après.

**Voir aussi l'intertitre « Plan de gestion des déchets » à la section 4.0.*

6.2. PLAN DE GESTION DE L'EAU – CONSERVATION ET RECYCLAGE DE L'EAU

Le recyclage et la réutilisation constituent, pour la gestion de l'eau de reflux, les méthodes à privilégier. Si le recyclage et la réutilisation ne sont pas proposés, le plan de gestion de l'eau doit montrer, de manière satisfaisante aux yeux de l'organisme de réglementation, que ces options n'étaient pas envisageables*.

*Selon une évaluation des technologies pouvant être utilisées pour recycler l'eau, la disponibilité de ces technologies dans la province (à la plateforme d'exploitation ou ailleurs) et l'échelle des activités nécessaires à leur emploi efficace.

6.3. PLAN DE GESTION DE L'EAU – HIÉRARCHIE DES SOURCES D'EAU À PRIVILÉGIER

Lors de la préparation d'un plan de gestion de l'eau, les promoteurs doivent étudier toutes les sources d'eau potentielle et justifier le choix de la source d'eau proposée. Dans la mesure où tous

les autres facteurs sont de poids égal, le choix de la source d'eau proposée doit se faire selon la hiérarchie suivante, établie selon un ordre de préférence décroissant (les sources à privilégier figurant en tête de liste) :

1. les eaux usées traitées ou recyclées provenant de sources municipales ou industrielles, dont l'eau de reflux et l'eau produite issue des puits de pétrole ou de gaz;
2. l'eau de mer;
3. l'eau souterraine non potable (provenant, par exemple, de profonds aquifères salins);
4. les étangs-réservoirs, bassins versants ou autres éléments artificiels recueillant les écoulements ou l'eau de pluie;
5. les lacs ou cours d'eau (y compris l'approvisionnement en eau municipal provenant de lacs, de cours d'eau ou de réservoirs); et
6. l'eau souterraine potable (y compris l'approvisionnement en eau municipal provenant de nappes phréatiques).

Lorsqu'il évalue les propositions de sources d'eau à utiliser, l'organisme de réglementation examine les renseignements fournis par le promoteur. Ces renseignements, qui sont obligatoires, comprennent notamment une évaluation des facteurs ci-dessous :

- a) l'échelle, le stade et la durée des travaux proposés;
- b) le risque d'endommagement des routes (par le camionnage); et
- c) les conséquences de l'utilisation d'eau salée et d'eau usée pour la gestion de l'eau de reflux.

Si le promoteur propose le recours aux options 5 ou 6, il devra justifier sa décision en indiquant pourquoi l'utilisation d'autres sources d'eau n'a pas été proposée. Si l'utilisation proposée de l'eau excède 50 mètres cubes par jour, le promoteur doit aussi s'assurer du caractère durable* de la source d'eau proposée.

**Voir « Plan de gestion de l'eau – évaluation des sources d'eau proposées », ci-après.*

6.4. PLAN DE GESTION DE L'EAU – ÉVALUATION DES SOURCES D'EAU PROPOSÉES

Le plan de gestion de l'eau doit montrer que le taux de retrait d'eau n'excédera pas les limites viables. Il doit plus précisément prouver que les taux et les volumes d'eau prévus n'entraîneront pas :

- a) le tarissement des eaux souterraines non salées;
- b) une diminution progressive du niveau de la nappe phréatique;
- c) une dégradation de la qualité de l'eau;
- d) une diminution de la quantité d'eau de surface dans une mesure qui affecterait défavorablement les terres humides, l'habitat ou les écosystèmes aquatiques ou les autres utilisateurs.

Si les régimes d'alimentation en eau proposés ont la capacité d'extraire les eaux souterraines à un rythme supérieur à 50 mètres cubes par jour, l'organisme de réglementation exigera

l'exécution, par le promoteur, d'une évaluation de la source d'alimentation en eau, conformément aux lignes directrices établies à cet effet. Il s'agit notamment :

- a) d'un protocole d'essai de nappe visant à déterminer si les puits d'eau proposés peuvent fournir et maintenir le rendement désiré;
- b) d'une projection à long terme du rendement et du rabattement;
- c) d'une évaluation de l'incidence du pompage sur les autres utilisateurs de l'eau.

Les prélèvements proposés excédant 50 mètres cubes par jour aux eaux de surface* des rivières, des lacs et des cours d'eau doivent être accompagnés d'une évaluation de la source qui comprend des renseignements montrant qu'un débit naturel minimal (débit du cours d'eau) sera maintenu et calculé selon les saisons, en un point précis, afin d'éviter les importants effets négatifs que ces prélèvements pourraient avoir sur l'environnement, dont une réduction du débit des cours d'eau et les répercussions sur l'habitat et les écosystèmes aquatiques ainsi que sur les autres utilisateurs.

Dans les cas où la même source d'eau (c.-à-d. le même plan d'eau ou le même aquifère) est utilisée par plus d'un exploitant de puits ou par un même exploitant employant plusieurs systèmes d'alimentation en eau, les évaluations mentionnées précédemment devraient être fondées sur l'utilisation cumulative de l'eau.

Si un promoteur prévoit recourir au réseau d'approvisionnement en eau municipal, son plan de gestion de l'eau doit inclure une évaluation des conséquences de l'utilisation proposée sur la pérennité et la fiabilité de ce réseau en ce qui concerne son utilisation primaire (c.-à-d. l'approvisionnement en eau potable).

**La construction d'une prise d'eau de surface nécessitera, en vertu du Règlement sur la modification des cours d'eau et des terres humides afférant à la Loi sur l'assainissement de l'eau, un Permis de modification d'un cours d'eau et d'une terre humide, et le titulaire du permis devra respecter toute condition s'y rattachant. Les prises d'eau de surface situées dans des bassins hydrographiques ayant été désignés comme protégés aux termes du Décret de désignation du secteur protégé de bassins hydrographiques dans le cadre de la Loi sur la protection de l'eau devront se conformer aux exigences contenues aux sections 6 o) et p) du Décret. Ces sections établissent des critères de conception et de localisation pour les pompes et les infrastructures connexes.*

6.5. PLAN DE GESTION DE L'EAU – SURVEILLANCE ET DÉCLARATION DE L'UTILISATION DE L'EAU

Le plan de gestion de l'eau doit comprendre un plan de surveillance et de consignation des retraits d'eau (au moyen, par exemple, d'un appareil enregistrant des données en continu, d'un débitmètre ou d'autres appareils de mesure) et de surveillance du débit des cours d'eau aux emplacements où sont puisées des eaux de surface. Les promoteurs et exploitants de puits de pétrole ou de gaz doivent déclarer mensuellement à l'organisme de réglementation la quantité d'eau qu'ils utilisent aux fins de fracturation hydraulique et sa provenance, selon un format déterminé par l'organisme. Les rapports doivent inclure les volumes d'eau puisés quotidiennement, les mesures du débit du cours d'eau ainsi que les achats d'eau. Les rapports

doivent également comprendre les résultats de la surveillance de la qualité et du niveau d'eau (les résultats sur le niveau d'eau ne sont nécessaires que si des puits d'eau souterraine sont utilisés comme sources), l'interprétation des données et une évaluation de toute incidence défavorable qui découle de l'utilisation d'eaux souterraines ou d'eaux de surface.

7.0 EXAMEN DES ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES, Y COMPRIS LES GAZ À EFFET DE SERRE

Établir des limites d'émissions, inventorier les sources d'émissions, prédire et modéliser ces émissions, en assurer la surveillance et en planifier la réduction.

7.1. LIMITES D'ÉMISSIONS

Le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux utilise actuellement le *Règlement sur la qualité de l'air* afférent à la *Loi sur l'assainissement de l'air* pour fixer des limites d'émissions à l'intention des sources d'émissions atmosphériques par voie de conditions rattachées aux agréments de construction et d'exploitation de ces sources. L'organisme de réglementation entend continuer d'appliquer, pour l'essentiel, des limites d'émissions axées sur les objectifs (c.-à-d. sur les résultats) plutôt que d'imposer le recours à des pratiques ou à des technologies particulières de lutte contre les émissions. Autrement dit, l'exploitant d'une exploitation pétrolière ou gazière se verra attribuer une limite d'émissions et devra déterminer la meilleure manière de parvenir à la respecter. Les limites d'émissions axées sur les objectifs seront fixées de manière à faire en sorte que :

- a) les normes nationales du Canada relativement à la qualité de l'air ambiant et les autres normes sur la qualité de l'air établies par la Province du Nouveau-Brunswick soient respectées; et
- b) les concentrations maximales au niveau du sol établies par le *Règlement sur la qualité de l'air - Loi sur l'assainissement de l'air* ne soient pas dépassées.

Les émissions émanant d'activités liées au pétrole et au gaz naturel, comme celles d'autres sources d'émissions atmosphériques industrielles, seront évaluées au moyen de différents outils, dont :

- a) les inventaires des sources d'émissions (emplacements et taux d'émissions estimés);
- b) la surveillance de la qualité de l'air aux sources d'émissions, aux fins de vérification des taux d'émissions;
- c) la modélisation de la dispersion des émissions, visant à prédire les concentrations hors site; et
- d) la surveillance de la qualité de l'air ambiant, en vue de vérifier les concentrations prévues à l'extérieur du site, y compris les concentrations de sources multiples. De plus amples détails à cet égard sont fournis aux sections 7.2 à 7.5 (ci-après).

Gaz à effet de serre

Le gouvernement du Canada a récemment élaboré et mis en place un règlement national visant à réduire les émissions de méthane provenant du secteur pétrolier et gazier. Ce règlement instaure des normes d'utilisation et d'entretien pour l'industrie pétrolière et gazière en amont. Il fait en sorte que les émissions fugitives et les émissions d'évacuation de méthane soient réduites

lorsqu'il existe un risque accru d'émettre du méthane. Le *Règlement sur la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)* (DORS/2018-66) a été mis en œuvre en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement* (1999).

À l'heure actuelle, le Nouveau-Brunswick est réglementé en vertu de la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre*, qui est une loi fédérale. En vertu de la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre*, les émetteurs industriels sont régis par le système de tarification fondé sur le rendement (STFR), qui définit les limites d'intensité sectorielles des émissions de GES. Pour plus de détails sur le STFR, veuillez consulter la section 7.7.

7.2. INVENTAIRE DES ÉMISSIONS

Les promoteurs de puits de pétrole et de gaz naturel, de batteries, d'usines de conditionnement de gaz et de stations de compression doivent présenter un inventaire des émissions décrivant les taux d'émissions et le tonnage annuel de rejets prévus pour toutes les sources d'émissions, y compris : les chaudières et dispositifs de chauffage, les torches et incinérateurs, les réservoirs de stockage, les compresseurs, les pompes, les régulateurs à air comprimé, les conduites de collecte, les citernes/réservoirs de détente pressurisés, les déshydrateurs et les transports (camionnage, etc.). Des facteurs d'émission comme ceux préparés par l'USEPA peuvent être utilisés à cette fin. Les émissions dignes d'intérêt sont : a) les principaux contaminants atmosphériques*; b) les polluants atmosphériques toxiques**; c) le H₂S. L'inventaire doit aussi décrire les emplacements généraux des sources d'émissions stationnaires (l'emplacement et la hauteur des cheminées, par exemple).

Gaz à effet de serre

Les promoteurs de projet doivent présenter un inventaire des émissions décrivant les émissions directes et indirectes prévues de GES pour les phases de construction, d'exploitation et d'entretien et de déclassement du projet.

L'inventaire des émissions de GES présenté doit être conforme au Guide technique sur la déclaration des données sur les émissions de gaz à effet de serre d'Environnement et Changement climatique Canada, à la norme nationale du Canada CAN/CSA-ISO 14064-2:06 ou au GHG Protocol for Project Accounting, et/ou aux normes futures du Nouveau-Brunswick relatives à la quantification et à la déclaration des émissions de GES.

**Les « principaux contaminants atmosphériques » sont un groupe de polluants défini par Environnement Canada qui comprend les oxydes de soufre (SO_x); les oxydes d'azote (NO_x), les particules (particules totales, PM₁₀ et PM_{2,5}), les composés organiques volatils (COV), le monoxyde de carbone (CO) et l'ammoniac (NH₃).*

***Les polluants atmosphériques toxiques sont définis à l'annexe 1 de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999).*

7.3. MODÉLISATION DE LA DISPERSION DES ÉMISSIONS

À partir des renseignements contenus dans l'inventaire des émissions, les promoteurs de puits de pétrole et de gaz naturel, de batteries, d'usines de conditionnement de gaz et de stations de compression doivent procéder à une modélisation de dépistage de la dispersion des émissions en utilisant des modèles informatisés de base comme ceux accessibles sur le site Web de l'USEPA. Support Center for Regulatory Atmospheric Modeling de l'USEPA. Les résultats doivent être présentés à l'organisme de réglementation.

Si les résultats de la surveillance des émissions et de la modélisation de dépistage de la dispersion des émissions le justifient, les promoteurs de sources d'émissions plus complexes de plus grande envergure telles que de multiples puits et infrastructures connexes devront recourir, pour l'évaluation de la qualité de l'air, à des modèles de dispersion plus sophistiqués reflétant toute la complexité et l'étendue de ces sources.

7.4. SURVEILLANCE DE LA QUALITÉ DE L'AIR À LA SOURCE

Les exploitants de puits de pétrole et de gaz naturel, de batteries, d'usines de conditionnement de gaz et de stations de compression pourraient avoir à exercer, sur certains sites, une surveillance périodique de la qualité de l'air aux abords de leurs installations, conformément à ce qu'aura déterminé l'organisme de réglementation. La décision d'appliquer ou non cette exigence se fondera sur l'examen, par l'organisme en question, de l'inventaire des émissions atmosphériques et de la modélisation de la dispersion des émissions précédemment décrits. S'il y a dépôt de plaintes liées à la qualité de l'air, il pourrait aussi falloir imposer une obligation de surveillance pour un site donné.

7.5. SURVEILLANCE DE LA QUALITÉ DE L'AIR AMBIANT

Si les concentrations d'émissions prévues en des lieux sensibles tels que les secteurs résidentiels excèdent les normes canadiennes relativement à la qualité de l'air ambiant ou les concentrations maximales au niveau du sol établies par le *Règlement sur la qualité de l'air* afférant à la *Loi sur l'assainissement de l'air*, la surveillance de l'air ambiant pourrait être exigée afin de déterminer les concentrations d'émissions réelles, contribuant à la préparation d'un plan de réduction des émissions (voir la section 7.6, ci-après).

La surveillance de la qualité de l'air ambiant pourrait aussi être exigée, lorsque nécessaire, pour déterminer les effets cumulatifs des émissions atmosphériques. Cette surveillance serait essentiellement exercée lors de la construction et de l'exploitation des puits de pétrole et de gaz naturel, d'usines de conditionnement de gaz et de stations de compression. En règle générale, les différents emplacements d'installations n'auront pas à disposer chacun de leur propre station de surveillance de la qualité de l'air ambiant; ces dernières seraient plutôt situées dans des secteurs accueillant de multiples activités liées au pétrole et au gaz naturel (plusieurs puits et installations connexes, par exemple, comme on le décrit plus haut). L'organisme de

réglementation évaluera la nécessité de surveiller la qualité de l'air ambiant et informera les promoteurs d'installations de ses exigences.

La portée d'un programme donné de surveillance de la qualité de l'air ambiant dépendra de la possibilité de répercussions cumulatives sur la qualité de l'air – selon l'intensité et la nature des activités en cours et proposées dans une aire donnée, entre autres (camionnage, types de pompes ou de génératrices, présence d'autres exploitants pétroliers ou gaziers, d'autres activités industrielles, etc.). Le programme pourrait devoir comprendre un ou plusieurs des éléments suivants :

- a) la compilation des émissions calculées, indicatrice des émissions totales de substances polluantes dans un secteur donné;
- b) la modélisation des effets au niveau du sol, illustrant l'incidence potentielle sur la qualité de l'air ambiant, dont les concentrations potentielles de produits chimiques entraînant la formation de smog tels que l'ozone;
- c) l'installation de stations de surveillance en temps réel de l'air ambiant multi-paramètres;
- d) le prélèvement d'échantillons instantanés;
- e) la surveillance des odeurs; et
- f) la surveillance des perturbations ou problèmes en cas d'odeurs ou autres circonstances inhabituelles.

7.6. PLAN DE GESTION DES ÉMISSIONS FUGITIVES ET DE RÉDUCTION DES GAZ À EFFET DE SERRE

Les exploitants de puits de pétrole et de gaz naturel, de batteries, d'usines de conditionnement de gaz et de stations de compression doivent préparer, adopter et suivre, lors de la construction, de l'exploitation et de la fermeture de ces installations – y compris lors du forage et de la complétion des puits, de la production, de la collecte et du traitement initial du pétrole et du gaz naturel – un plan de gestion des émissions fugitives. Le plan doit décrire les mesures d'atténuation des émissions qui seront employées lors de la conception et de l'exploitation de ces installations. Il doit être préparé et présenté aux fins d'approbation d'une manière déterminée par l'organisme de réglementation.

Dans le cadre du plan susmentionné, les exploitants d'installations doivent :

- a) envisager, lors du forage et de la complétion de puits de pétrole ou de gaz naturel, d'autres sources d'alimentation que le carburant diesel (électricité, gaz naturel, etc.) pour les compresseurs d'appareils de forage, là où ces sources s'avèrent disponibles (en présence d'un système de distribution électrique adjacent à l'emplacement du puits, par exemple); b) faire en sorte que le rejet dans l'atmosphère des gaz du trou de forage ne fasse pas partie des activités courantes aux puits de pétrole et de gaz naturel (lors de la complétion des puits, par exemple) – si le gaz ne peut être capturé, il doit être torché ou incinéré;
- c) faire en sorte que le rejet ou le torchage des gaz émanant des puits de production/de développement de champs de pétrole ou de gaz servis par un système collecteur de gaz (conduite de collecte) ne fasse pas partie des activités courantes (lors de la complétion des puits, par exemple) – lorsqu'ils construisent des puits de production/de développement, les exploitants

doivent planifier les travaux de manière que des conduites de collecte soient en place, afin que le premier puits de la plateforme puisse initialement être raccordé à une ligne de vente;

d) employer des mesures et des technologies telles que des installations de récupération des vapeurs, des convertisseurs catalytiques à trois voies et des oxydeurs catalytiques, des dispositifs pneumatiques à faible échappement ou sans échappement, etc., sur les infrastructures servant des puits de production/de développement, pour contrôler le rejet de méthane et de polluants atmosphériques toxiques (tels que le benzène, l'acroléine et le formaldéhyde) dans l'atmosphère.

Un résumé des mesures supplémentaires pouvant être utilisées pour réduire les émissions atmosphériques est présenté à l'annexe 11.

Réduction des émissions de gaz à effet de serre

Le promoteur du projet doit intégrer des possibilités d'atténuation des GES réalisables sur le plan économique et des pratiques exemplaires visant à réduire les émissions de GES pendant les phases du projet (construction, exploitation et entretien, et déclassement). Le promoteur du projet doit également intégrer les meilleures technologies économiquement viables et disponibles pour réduire les émissions totales directes et indirectes de GES du projet, et ce, au cours de toutes les phases du projet.

Les exploitants de puits de pétrole et de gaz naturel, d'usines de conditionnement de gaz et de stations de compression qui émettent ou émettront une quantité combinée de 25 000 tonnes ou plus de gaz à effet de serre (GES) d'unités d'équivalent CO₂ (CO₂e) par année doivent préparer un plan de gestion des gaz à effet de serre et le présenter au ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux (EGL) conformément aux Lignes directrices en matière de gestion des gaz à effet de serre à l'intention des émetteurs industriels du Nouveau-Brunswick (juillet 2015), qui peuvent être mises à jour de temps à autre. Ce plan de gestion des gaz à effet de serre doit être renouvelé au moins tous les cinq ans.

Les exploitants de puits de pétrole et de gaz naturel, d'usines de conditionnement de gaz et de stations de compression qui émettent ou émettront une quantité combinée de 25 000 tonnes ou plus de gaz à effet de serre (GES) d'unités d'équivalent CO₂ (CO₂e) par année doivent préparer un rapport d'étape annuel sur la gestion des gaz à effet de serre et le présenter au ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux (EGL) au plus tard le 1^{er} juillet de chaque année, pour l'année civile précédente, conformément aux Lignes directrices en matière de gestion des gaz à effet de serre à l'intention des émetteurs industriels du Nouveau-Brunswick.

7.7. GAZ À EFFET DE SERRE – PRODUCTION DE RAPPORTS SUR LES ÉMISSIONS – TARIFICATION DU CARBONE

Production de rapports sur les émissions

Les exploitants de puits de pétrole et de gaz naturel, d'usines de conditionnement de gaz et de stations de compression qui émettent une quantité combinée de 10 000 tonnes ou plus de gaz à effet de serre (GES) d'unités d'équivalent CO₂ (CO₂e) par année doivent préparer un rapport sur les émissions de gaz à effet de serre et le présenter au ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux (EGL) au plus tard le 1^{er} juin de chaque année, pour l'année civile précédente, par l'intermédiaire du système de Gestion de l'information du guichet unique (GIGU) d'Environnement et Changement climatique Canada (ECCC). Les rapports produits doivent être conformes aux exigences du Programme de déclaration des gaz à effet de serre (PDGES) d'ECCC. Ces exigences sont publiées chaque année dans la *Gazette du Canada*, Partie 1, en vertu du paragraphe 46(1) de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement* (1999) (LCPE, 1999).

Tarification du carbone

La tarification du carbone au Nouveau-Brunswick a deux volets : (i) une taxe sur les carburants en vertu de la *Loi sur la taxe sur l'essence et les carburants*; et (ii) le système de tarification fondé sur le rendement (STFR provincial) pour les grands émetteurs industriels en vertu de la *Loi sur les changements climatiques*.

Le STFR provincial a pour but de garantir que les émetteurs industriels se voient offrir un incitatif tarifaire pour réduire leurs émissions de GES tout en conservant leur caractère concurrentiel et en diminuant les fuites de carbone. Ce système définit des normes de rendement en matière d'intensité des émissions de GES, normes que les installations du Nouveau-Brunswick qui émettent plus de 50 000 tonnes de GES par année doivent respecter. Une tarification du carbone s'applique aux émissions qui dépassent ces normes de rendement. Par conséquent, afin d'éviter une double tarification, les installations régies par le STFR provincial obtiennent une exemption de paiement de la taxe sur le carbone définie par la *Loi sur la taxe sur l'essence et les carburants*. Les installations industrielles qui émettent 10 000 tonnes de GES ou plus par année ont la possibilité d'adhérer au STRF provincial.

Afin d'obtenir les plus récents renseignements au sujet de la tarification du carbone, les promoteurs peuvent communiquer avec le Secrétariat des changements climatiques du Nouveau-Brunswick.

8.0 SÉCURITÉ PUBLIQUE ET MESURES D'URGENCE

Établir des plans à l'égard de la sécurité du public et en matière d'intervention d'urgence.

8.1. SÉCURITÉ ET PLANIFICATION DES MESURES D'URGENCE POUR LES ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES

Les exploitants d'activités liées au pétrole et au gaz naturel sont tenus de présenter à l'organisme de réglementation un programme de gestion des mesures d'urgence conforme à la norme Z1600 de l'Association canadienne de normalisation (CSA), des Programmes de gestion des mesures

d'urgence et de continuité des activités* ainsi qu'un programme de gestion de la sûreté conforme à la norme Z246.1:21 de cette même association, Gestion de la sûreté des installations liées à l'industrie du pétrole et du gaz naturel**. Ces programmes doivent être mis sur pied avant le début de chacune des phases des activités pétrolières et gazières, dont : a) la prospection; b) la conception, la construction, le démarrage et l'exploitation des installations; c) la fermeture et le déclassement. Ils doivent tenir compte de l'ampleur des activités menées et se fonder sur les menaces, les risques et les vulnérabilités connexes.

Dans le cadre des programmes susmentionnés, les exploitants doivent aborder les risques inhérents à la gestion de la sûreté et des mesures d'intervention d'urgence à l'extérieur de l'empreinte physique des activités réalisées sur le site (systèmes de transport, lieux d'entreposage du matériel, etc.), notamment en ce qui concerne l'ensemble des activités menées ailleurs aux fins de soutien aux opérations.

La gestion de la sûreté et des mesures d'intervention d'urgence sera parfois planifiée conjointement par les exploitants pétroliers et gaziers et leurs sous-traitants; les exploitants pourront alors joindre ou inclure au plan d'ensemble, en tant qu'annexe, les plans des sous-traitants, qui viendront en compléter la portée.

Dans le cadre de la planification de la sûreté et des interventions d'urgence, chaque chantier doit être clairement identifié par une description physique et se voir associer une adresse 911.

De plus amples détails au sujet des exigences qui précèdent sont fournis à l'annexe 12.

**Cette norme définit les exigences d'un programme complet de gestion des mesures d'urgence. Elle vise à établir les éléments d'un processus d'amélioration continue pour l'élaboration, la mise en œuvre, le maintien et l'évaluation de programmes de gestion des mesures d'urgence et de continuité des activités touchant les fonctions de prévention et d'atténuation, de préparation, d'intervention et de rétablissement.*

***Cette norme vise à assurer la prévention et la gestion des risques pour la sûreté qui pourraient avoir des effets négatifs sur la population, l'environnement, les actifs et la stabilité économique. Voir aussi « Prévention des déversements, notification et intervention » à la section 4.0 et « Enquête et intervention – débits de l'évent de tubage de surface, migration de gaz et gaz isolés » à la section 2.0.*

9.0 PROTECTION DES COLLECTIVITÉS ET DE L'ENVIRONNEMENT

Relever les défis que peuvent représenter les activités liées au pétrole et au gaz naturel pour les environnements sociaux et physiques auxquels les Néo-Brunswickois attachent tant d'importance.

9.1. CIRCULATION ROUTIÈRE – CHARGES DE DIMENSIONS ET DE MASSE EXCÉDENTAIRES ET RESTRICTIONS DE POIDS

Les charges de dimensions et de masse excédentaires et les restrictions de poids continueront d'être gérées au moyen de permis spéciaux délivrés en vertu de la *Loi sur les véhicules à moteur*. Les transporteurs doivent donc s'assurer que la configuration de véhicules qu'ils désirent employer au Nouveau-Brunswick satisfait à l'ensemble des critères établis par le ministère des Transports et de l'Infrastructure ou qu'ils sont admissibles à des permis spéciaux qui leur permettront d'opérer sous certaines conditions.

De plus amples renseignements sont fournis à l'annexe 13.

9.2. CIRCULATION ROUTIÈRE – TRACÉ DE L'ITINÉRAIRE

Le promoteur d'un puits de pétrole ou de gaz, d'un puits d'essai stratigraphique ou d'un programme de fracturation hydraulique doit communiquer à l'organisme de réglementation le volume et la durée estimés de la circulation routière qui sera générée, y compris le volume de camionnage lourd, la durée des déplacements des camions en question et les distances qu'ils auront à parcourir; il est également tenu de fournir des cartes indiquant l'itinéraire de ces camions.

À la demande de l'organisme de réglementation, le promoteur doit aussi présenter aux fins d'approbation, avant tout mouvement d'équipement ou de véhicules, un tracé de l'itinéraire envisagé (en ce qui concerne l'utilisation du réseau routier). Le plan doit porter sur les enjeux cernés par l'organisme de réglementation, notamment l'incidence potentielle du camionnage sur la sécurité publique, les modèles de circulation existants, l'état physique des routes et des infrastructures connexes et l'environnement. Il doit définir toute mesure nécessaire à l'atténuation des effets du camionnage sur les éléments qui précèdent*. Lorsqu'il prépare son plan, le promoteur doit s'entretenir avec le ministère des Transports et de l'Infrastructure ou l'administration routière locale ainsi qu'avec le district scolaire local, afin que les besoins en matière de transport et de sécurité des enfants effectuant l'aller-retour entre l'école et la maison (en voiture, en autobus, à vélo ou à pied) soient pris en compte. La consultation des localités situées aux abords du trajet proposé sera également exigée.

Le plan susmentionné doit aussi traiter, s'il y a lieu, des effets cumulatifs du camionnage prévu par plus d'une société pétrolière ou gazière empruntant le même itinéraire.

**Des exemples de mesures d'atténuation pouvant être employées dans le cadre du plan sont fournis à l'annexe 14.*

En cas de charge de dimensions ou de masse excédentaires, d'autres conditions pourraient s'appliquer. Voir l'annexe 13.

9.3. CIRCULATION ROUTIÈRE – ENTENTES SUR L'UTILISATION DES ROUTES ET ÉTUDES D'INTÉGRITÉ DES RÉSEAUX ROUTIERS

Le promoteur d'un programme de fracturation hydraulique doit consulter le ministère des Transports et de l'Infrastructure ou l'administration routière locale, voire les deux, afin de déterminer si une entente sur l'utilisation des routes s'impose*. Dans pareil cas, celle-ci doit comprendre un mécanisme qui sera utilisé pour : a) repérer les secteurs où des améliorations et des réparations seront nécessaires avant que les poids lourds ne commencent à y circuler dans le cadre du programme de fracturation hydraulique (renforcement ou réfection de ponceaux et de ponts, par exemple); b) cerner les dommages aux routes et aux infrastructures connexes (ponceaux, ponts, etc.) imputables à une augmentation de la circulation générée par le programme de fracturation hydraulique; c) attribuer des coûts de réparation et de mise à niveau aux exploitants concernés, s'il y a lieu.

L'entente sur l'utilisation des routes mentionnée ci-dessus doit se fonder sur une étude d'intégrité des réseaux routiers, réalisée avant que les mouvements de véhicules envisagés soient entrepris. Cette étude doit être conçue et réalisée aux frais de l'exploitant, en concertation avec le ministère des Transports et de l'Infrastructure ou l'administration routière locale. Elle doit comprendre des données sur la route du trajet (vidéo, photographie, mesures prises sur le terrain, descriptions écrites, etc.) qui permettent :

- a) de documenter entièrement les conditions routières initiales avant le début du programme de fracturation hydraulique, dont la circulation de camions lourds;
- b) d'évaluer la capacité des routes empruntées à supporter le passage des camions attendus; et
- c) de repérer les secteurs où des améliorations et des réparations seront nécessaires avant que les poids lourds commencent à y circuler (renforcement ou réfection de ponceaux et de ponts, par exemple).

**À leur seule discrétion, le ministère des Transports et de l'Infrastructure ou l'administration routière locale peuvent lever l'obligation de conclure une entente sur l'utilisation des routes ou exiger la mise en place de solutions de rechange à l'entente 'et à l'étude d'intégrité des réseaux routiers telles que le dépôt de garanties financières ou la prise d'autres dispositions qui feront en sorte que les frais associés à tout dommage ou réfection nécessaire des routes et de l'infrastructure connexe découlant du camionnage lourd dans le cadre d'un programme de fracturation hydraulique soient assumés par l'exploitant du programme.*

9.4. LIMITES DE NIVEAU SONORE

Les niveaux sonores émanant des activités menées sur les sites d'installations de pétrole et de gaz naturel (appareils de forage, puits de pétrole et de gaz naturel, stations de compression, batteries, usines de conditionnement de gaz, etc.) ne doivent pas excéder 50 dBA Leq pendant le jour (de 7 h à 19 h) et 40 dBA Leq pendant la nuit (de 19 h à 7 h). Ces niveaux s'appliquent au mur externe d'un récepteur de bruit (un logement ou un autre bâtiment sensible au bruit, par exemple). S'il n'existe aucun récepteur de bruit à moins de 1 500 mètres, les niveaux s'appliqueront dans un rayon de 1 500 mètres à partir du centre de la source de bruit (le centre d'une plateforme d'exploitation, par exemple, ou celui d'une station de compression).

L'organisme de réglementation peut autoriser ou exiger des modifications* aux niveaux sonores de bases énoncés ci-dessus selon des critères propres au site tels que :

- a) la durée et la nature de l'activité à l'origine du bruit;
- b) la proximité du récepteur avec d'autres activités bruyantes (une autoroute, un aéroport, etc.);
- c) les niveaux réels du bruit ambiant**; et d) la présence d'éléments naturels sensibles au bruit tels qu'un habitat faunique.

Si un nouveau récepteur de bruit est ultérieurement construit à proximité d'une installation de pétrole ou de gaz naturel existante, le niveau sonore admissible correspond au niveau enregistré à ce moment-là à l'emplacement du récepteur en question, à condition que l'installation respecte les limites de niveau sonore décrites aux paragraphes précédents.

**Des exemples de modifications de ce genre et de conditions qui pourraient les justifier sont fournis dans les plus récentes versions de la directive Noise Control Best Practices Guideline de la Oil and Gas Commission de la Colombie-Britannique et dans la directive 038 (Noise Control) de l'Agence de réglementation de l'énergie de l'Alberta (AER).*

***Le niveau sonore moyen dans un secteur donné en l'absence d'installations pétrolières et gazières.*

9.5. ATTÉNUATION ET CONTRÔLE DU BRUIT

Pendant la construction et l'exploitation d'installations de pétrole et de gaz naturel, tous les efforts possibles doivent être déployés pour réduire les niveaux sonores par le recours à des mesures comme celles décrites à l'annexe 15. On rappelle aux exploitants de tenir compte du bruit lors du choix de l'emplacement d'installations pétrolières et gazières et de la négociation des baux; ils sont aussi encouragés à communiquer avec les propriétaires fonciers des environs afin de cerner les utilisations actuelles et envisagées des terres sensibles au bruit et de travailler de manière proactive à limiter les effets potentiels du bruit.

Si l'on propose l'utilisation d'un appareil de forage ou l'exploitation d'un puits de pétrole ou de gaz, d'une station de compression ou d'une usine de conditionnement de gaz à moins de 1 500 mètres de tout logement, de toute garderie, de toute école élémentaire, intermédiaire ou secondaire, de tout hôpital, de tout foyer de soins ou de toute autre structure destinée à accueillir des êtres humains*, toutes les mesures d'atténuation du bruit nécessaires devront être adoptées afin de faire en sorte que les niveaux sonores n'excèdent pas, lorsque ces installations sont en fonction, ceux décrits à la section 9.4.

Les mesures d'atténuation des impacts sonores susmentionnées doivent être consignées dans une évaluation et un plan d'atténuation des impacts sonores comprenant un plan de surveillance des niveaux sonores pendant les activités usuelles menées aux installations de pétrole et de gaz naturel. Le plan d'atténuation du bruit doit être présenté à l'organisme de réglementation aux fins d'examen et d'approbation avant que ces installations n'entrent en activité. Toutes les

plaintes relatives au bruit reçues par un exploitant doivent être signalées à l'organisme de réglementation.

Si l'une de ces plaintes concerne une station de compression (une plateforme d'exploitation, une usine de conditionnement de gaz ou une conduite de collecte, par exemple) fonctionnant conformément aux niveaux sonores pondérés A (dBA) mentionnés à la section 9.4, l'exploitant doit déterminer s'il existe un bruit de basse fréquence en procédant selon la méthodologie décrite dans la plus récente version de la directive 038 (Noise Control) de l'Agence de réglementation de l'énergie de l'Alberta (AER). Si la présence de ce type de bruit est confirmée et que le niveau sonore pondéré A ajusté selon la méthodologie de la directive 038 excède les limites décrites à la section 9.4, l'exploitant doit prendre des mesures pour contrôler le bruit de basse fréquence. Ces mesures peuvent comprendre des éléments tels que : a) les matériaux et structures absorbant le son; b) les structures et enceintes d'isolement; c) les silencieux à large bande; d) les technologies de neutralisation active du bruit. Puisqu'il est généralement plus économique de concevoir et d'appliquer de telles mesures lors de la construction initiale, l'exploitant est encouragé à évaluer le risque de bruit de basse fréquence dans le cadre du processus de conception de la station de compression.

**La disposition ci-dessus vise à établir des exigences à respecter par rapport aux bâtiments déjà en place au moment où une demande d'autorisation relative à l'installation pétrolière ou gazière a été reçue par l'organisme de réglementation.*

9.6. IMPACT VISUEL – RAPPORT D'EXAMEN PRÉALABLE ET PLAN D'ATTÉNUATION

Le promoteur des installations suivantes doit présenter à l'organisme de réglementation un rapport d'examen préalable évaluant l'impact visuel potentiel :

- a) des structures permanentes situées en surface (les stations de compression, les batteries et les usines de conditionnement de gaz, par exemple);
- b) des torches et de l'éclairage extérieur dans la zone des puits de pétrole ou de gaz pendant leur construction, la complétion et l'exploitation; et
- c) de l'éclairage extérieur dans la zone des puits d'essai stratigraphiques.

Le rapport d'examen préalable doit tenir compte de la nature de l'installation et de son emplacement par rapport :

- a) à des logements;
- b) à des collectivités, des terres et des sites patrimoniaux des Premières Nations;
- c) à des routes publiques;
- d) à des parcs, à des terrains de camping et à d'autres installations de tourisme et de loisir; et
- e) à d'autres ressources esthétiques telles que des rivières navigables et des ressources culturelles, y compris des lieux inscrits au Répertoire des lieux patrimoniaux du Nouveau-Brunswick.

Le rapport susmentionné doit être préparé selon une méthodologie systématique telle que :

- a) l'analyse graphique du bassin visuel et de représentations de la ligne visuelle; ou

b) des simulations visuelles et l'analyse numérique du bassin visuel.

Si un impact visuel potentiel est cerné, le promoteur doit décrire les mesures qui seront employées en vue de l'atténuer. Une liste de mesures à envisager à cet effet est comprise à l'annexe 16.

9.7. RESTRICTIONS PORTANT SUR LE CHOIX DU SITE ET DISTANCE DE REcul – DISPOSITIONS GÉNÉRALES

Il faut exiger que les plateformes d'exploitation soient construites à l'emplacement le plus plat possible en fonction de l'usage qu'on prévoit en faire. Lorsque les circonstances s'y prêtent, la possibilité de construire les installations de pétrole et de gaz naturel sur un site déjà perturbé doit être examinée attentivement. Sauf stipulation contraire dans le cas d'une convention conclue avec un propriétaire foncier, les installations doivent se trouver aussi loin que possible des propriétés non comprises dans le bail de surface. Les installations de pétrole et de gaz naturel doivent être disposées, dans la mesure du possible, de manière à éviter que des terrains forestiers et des terres cultivées ne soient fragmentés ou scindés en deux.

Les distances de recul mentionnées aux sections suivantes n'éliminent pas la possibilité que des distances de recul propres au site soient nécessaires, par rapport à d'autres éléments culturels ou naturels et aux collectivités et terres des Premières Nations, afin de parer aux impacts potentiels cernés lors de l'examen d'un projet en vertu du *Règlement sur les études d'impact sur l'environnement*.

Lors du choix du site, il faut tenir compte des distances de recul par rapport aux habitats essentiels ou sensibles.

Lorsqu'il lance des appels d'offres en lien avec les permis de recherche de pétrole ou de gaz naturel, le ministère des Ressources naturelles et du Développement de l'énergie rejette, lors de la sélection, les offres relatives à certains types de terrains. Ces derniers comprennent les parcs nationaux, les aires naturelles protégées actuelles ou proposées, les champs de captage et bassins hydrographiques utilisés pour l'approvisionnement en eau municipal, les terres des Premières Nations et les terres militaires.

L'organisme de réglementation établira les distances minimales admissibles entre les plateformes d'exploitation lorsque de plus amples renseignements sur les caractéristiques géologiques des ressources de pétrole et de gaz naturel du Nouveau-Brunswick seront mis à sa disposition. L'objectif consistera à réduire le nombre de plateformes et à les espacer au maximum, tout en permettant une extraction efficace du pétrole et du gaz naturel.

9.8. ÉVITEMENT DES ZONES INONDABLES, DES TERRES HUMIDES ET DES COURS D'EAU

Zones inondables

Les usines de conditionnement de gaz et les stations de compression (y compris le remblai connexe) ne peuvent être construites sur des zones inondables.

Les plateformes d'exploitation sont interdites dans les zones inondables, à moins :

- a) qu'il soit démontré à l'organisme de réglementation que la construction peut être réalisée sans mener à des changements importants au niveau des crues et aux vitesses d'écoulement d'origine;
- b) que la surface de la plateforme d'exploitation se situe à un niveau supérieur à celui des crues; et
- c) que l'accès à la plateforme d'exploitation soit conçu pour pouvoir être emprunté même en cas de crue.

Les tuyaux et les voies d'accès ne doivent pas traverser une zone inondable, sauf dans le cadre de traverses faisant l'objet d'un permis octroyé aux termes du *Règlement sur la modification des cours d'eau et des terres humides – Loi sur l'assainissement de l'eau**.

Cours d'eau et terres humides

Les têtes de puits de pétrole ou de gaz sont interdites à moins de 100 mètres d'un cours d'eau ou d'une terre humide réglementée.

Les plateformes d'exploitation, les batteries, les usines de conditionnement de gaz et les stations de compression sont interdites à moins de 30 mètres d'un cours d'eau ou d'une terre humide réglementée, et à moins de 100 mètres d'une terre humide d'importance provinciale.

Les tuyaux et les voies d'accès sont interdits à moins de 30 mètres d'un cours d'eau ou d'une terre humide réglementée, sauf dans le cadre de traverses faisant l'objet d'un permis octroyé aux termes du *Règlement sur la modification des cours d'eau et des terres humides – Loi sur l'assainissement de l'eau**.

Les promoteurs d'installations de pétrole et de gaz naturel devront désigner toutes les terres humides potentiellement touchées sur les lieux de l'installation, qu'il s'agisse ou non de terres humides réglementées. Ils devront déployer tous les efforts possibles pour atténuer, lors du choix de l'emplacement de leurs installations et de leur conception, les répercussions sur ces terres.

**Un permis délivré en vertu du Règlement sur la modification des cours d'eau et des terres humides est requis pour toute activité impliquant le travail du sol ou la coupe d'arbres dans un rayon de 30 mètres d'un cours d'eau ou d'une terre humide. Pour de plus amples renseignements, consulter les Directives techniques de la modification des cours d'eau et des terres humides, ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux du Nouveau-Brunswick, 2012.*

9.9. PROTECTION DES SOURCES D'APPROVISIONNEMENT EN EAU

Sources d'approvisionnement en eau publiques désignées

Les installations de pétrole et de gaz naturel ne peuvent être situées dans – ni sous – des champs de captage ou des bassins hydrographiques visés par les dispositions du Décret de désignation du secteur protégé de bassins hydrographiques ou du Décret de désignation du secteur protégé du champ de captage afférents à la *Loi sur l'assainissement de l'eau*.

Les distances de recul minimales suivantes doivent également être observées. Les plateformes d'exploitation sont interdites :

- a) à moins de 500 mètres de la tête de tout puits d'approvisionnement en eau public désigné ou de tout puits d'approvisionnement en eau des Premières Nations;
- b) à moins de 250 mètres de la rive la plus proche d'un réservoir, d'un lac naturel ou d'une retenue servant de source d'approvisionnement en eau publique désignée; et
- c) à moins de 250 mètres d'une prise d'eau de surface alimentant une source d'approvisionnement en eau publique désignée.

L'organisme de réglementation peut augmenter la distance de recul à respecter en fonction de la capacité de la source d'approvisionnement en eau et des caractéristiques hydrogéologiques locales.

Sources d'approvisionnement en eau publiques non désignées

Les restrictions et distances de recul précédemment décrites sous « Sources d'approvisionnement en eau publiques désignées » s'appliquent également aux sources d'approvisionnement en eau non désignées, y compris aux puits servant à l'approvisionnement public et aux champs de captage ayant été délimités, mais ne faisant pas encore l'objet des décrets de désignation mentionnés précédemment.

L'organisme de réglementation est en mesure d'imposer les distances de recul et les restrictions quant au choix de l'emplacement de la plateforme d'exploitation dans le cas d'un aquifère susceptible de fournir, d'après la Province, une quantité importante d'eau potable et d'être transformé en source d'approvisionnement municipal en eau.

Autres sources d'approvisionnement en eau

Les exigences ci-dessous s'appliquent aux puits ou aux eaux de surface qui alimentent : a) des sources d'approvisionnement en eau privées qui peuvent être considérées comme des sources communales (p. ex. terrains de camping, parcs de maisons mobiles, subdivisions résidentielles, etc.) ou des sources industrielles, commerciales ou agricoles privées; et b) des sources d'approvisionnement en eau publiques et détenues par la Couronne qui ne sont pas incluses dans les sections ci-dessus (p. ex. foyers de soins, hôpitaux, écoles, etc.)

Les plateformes d'exploitation sont interdites :

- a) à moins de 500 mètres de la tête d'un puits;

- b) à moins de 250 mètres de la rive la plus proche d'un réservoir, d'un lac naturel ou d'une retenue servant de source d'approvisionnement en eau; et
- c) à moins de 250 mètres d'une prise d'eau de surface alimentant une source d'approvisionnement en eau privée.

L'organisme de réglementation peut augmenter la distance de recul à respecter en fonction de la capacité de la source d'approvisionnement en eau et des caractéristiques hydrogéologiques locales.

Sources d'approvisionnement en eau individuelles

Les plateformes d'exploitation sont interdites à moins de 250 mètres d'un puits d'eau, d'une source ou d'un réservoir servant à l'approvisionnement en eau individuel ou à moins de 250 mètres d'une prise d'eau de surface alimentant une source d'approvisionnement individuelle.*

L'organisme de réglementation peut augmenter la distance de recul à respecter en fonction de la capacité de la source d'approvisionnement en eau et des caractéristiques hydrogéologiques locales.

L'organisme de réglementation peut permettre une réduction des distances de recul à respecter par rapport à un puits d'eau, à une source, à un réservoir ou à une prise d'eau servant à l'approvisionnement individuel si :

- a) l'exploitant est aussi propriétaire de la source d'approvisionnement en eau et reçoit l'autorisation de l'organisme en question; ou
- b) l'exploitant obtient la permission écrite du propriétaire de la source d'approvisionnement en eau et de l'organisme de réglementation.

Identification des sources d'approvisionnement en eau

Lors de l'application des exigences énoncées à la section 9.9, le promoteur d'un puits de pétrole ou de gaz est tenu de déployer des efforts diligents en vue d'identifier l'ensemble des sources d'approvisionnement en eau situées aux environs des plateformes d'exploitation proposées; il procédera ainsi à des enquêtes sur le terrain et prendra contact avec les propriétaires fonciers et fonctionnaires municipaux, en plus d'effectuer des recherches aux dossiers.

Les dispositions précédentes visent à établir des distances de recul à respecter par rapport aux sources d'approvisionnement en eau déjà en place au moment où une demande d'autorisation relative à la construction de la plateforme d'exploitation a été reçue par l'organisme de réglementation.

Lors de l'application des exigences énoncées dans la présente disposition, le promoteur de la plateforme d'exploitation est tenu de déployer des efforts diligents en vue d'inventorier l'ensemble des sources d'approvisionnement en eau situées aux environs de la plateforme

envisagée; il procédera ainsi à des enquêtes sur le terrain et prendra contact avec les propriétaires fonciers et fonctionnaires municipaux, en plus d'effectuer des recherches aux dossiers.

La disposition précédente vise à établir des distances de recul à respecter par rapport aux sources d'approvisionnement en eau déjà en place au moment où une demande d'autorisation relative à la construction de la plateforme d'exploitation a été reçue par l'organisme de réglementation.

9.10. DISTANCES À RESPECTER PAR RAPPORT AUX BÂTIMENTS ET AUX AUTRES ÉLÉMENTS CULTURELS

L'exploitant ne doit pas positionner une tête de puits de pétrole ou de gaz, une batterie ou l'extrémité d'une torche ni construire une station de compression ou une usine de conditionnement de gaz à moins de :

- a) 500 mètres de tout logement, de toute garderie, de toute école élémentaire, intermédiaire ou secondaire, de tout hôpital ou de tout foyer de soins;
- b) 250 mètres d'un logement;
- c) 250 mètres d'un lieu de confluence extérieur tel qu'un terrain de jeux, un champ de foire, un théâtre en plein air ou un terrain de camping; et
- d) 100 mètres de tout autre bâtiment permanent, de toute voie ferrée, de tout pipeline ou de toute route publique. Les distances de recul doivent aussi être respectées autour des collectivités et terres des Premières Nations, ainsi qu'autour des sites patrimoniaux autochtones reconnus (p. ex. lieux d'embuscade).

La disposition précédente vise à établir des distances de recul à respecter par rapport aux bâtiments et aux éléments culturels déjà en place au moment où une demande d'autorisation relative à l'installation pétrolière ou gazière a été reçue par l'organisme de réglementation.

9.11. RESTAURATION DES SITES

La Province a établi, pour la restauration des sites, des exigences applicables aux emplacements d'installations de pétrole et de gaz naturel dont on n'a plus besoin. Ces exigences comprennent :

- a) la préparation, avant la construction, d'une évaluation des sols, de la végétation, du drainage et de la topographie du site;
- b) la restauration du site selon l'évaluation réalisée avant la construction, afin de rétablir la capacité initiale du terrain à accueillir différents types d'activités; et
- c) la préparation d'une évaluation environnementale du site comprenant le prélèvement d'échantillons dans l'environnement et la décontamination des sols ou des eaux souterraines, conformément à la plus récente version des Lignes directrices sur la gestion des lieux contaminés du Nouveau-Brunswick.

En plus d'exiger la réalisation d'une évaluation environnementale du site, la décontamination de l'environnement et la restauration d'une terre humide ou d'un cours d'eau selon les critères qu'il a établis, l'organisme de réglementation peut lever ou modifier les lignes directrices sur la

restauration énoncées ci-dessus, conformément à une entente conclue entre un propriétaire foncier et un titulaire de bail des domaines pétrolier ou gazier, à condition que l'entente en question n'aille pas à l'encontre d'autres obligations juridiques (établies dans la législation et rattachées aux approbations, aux permis, aux licences, aux certificats de décision, etc.).

Pour de plus amples détails sur les exigences relatives à la restauration des sites, consulter l'annexe 17.

9.12. NORMES D'ASSAINISSEMENT DES LIEUX EN CE QUI CONCERNE LES CONTAMINANTS

Le nettoyage des sites contaminés sera régi par la plus récente version des Lignes directrices sur la gestion des lieux contaminés du Nouveau-Brunswick.

Dans le cadre du programme provincial d'information environnementale basée sur les biens-fonds, des dossiers concernant notamment l'assainissement des propriétés touchées sont tenus par le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux.

9.13. MESURES CONCERNANT LA SISMICITÉ PROVOQUÉE PAR L'ACTIVITÉ HUMAINE

Le promoteur d'un programme de fracturation hydraulique à haut volume* doit déterminer la mesure dans laquelle la fracturation hydraulique risque de provoquer, à la surface de la terre, une activité sismique de portée supérieure à 1,0 ML. Pour ce faire, il doit recourir à des sources de renseignements telles que des données techniques, géologiques et géophysiques permettant d'évaluer le cadre géologique (y compris les failles et les linéaments préexistants) et des données historiques sur la sismicité dans la région.

S'il constate la présence du potentiel de sismicité provoquée précédemment décrit, l'exploitant d'un programme de fracturation hydraulique à haut volume doit :

- a) évaluer le positionnement des trous de forage et tenir compte, lors de la conception, des conditions de surface et géologiques locales (y compris les failles et les linéaments préexistants);
- b) former le personnel du site à reconnaître la sismicité provoquée et y à réagir; et
- c) exercer une surveillance qualitative ou quantitative propre au site de l'activité sismique pendant la fracturation hydraulique, conformément aux exigences de l'organisme de réglementation.

**Fracturation hydraulique à haut volume : Activité de complétion d'un puits au cours de laquelle le volume de fluides de base injectés est supérieur à 1 000 mètres cubes pendant l'une ou l'autre des étapes d'un programme de fracturation hydraulique.*

10.0 RÉDUCTION DU RISQUE FINANCIER DE LA PROVINCE ET PROTECTION DES DROITS DES PROPRIÉTAIRES FONCIERS

Contre les risques financiers qui pourraient découler des activités pétrolières et gazières au Nouveau-Brunswick et reconnaître que le gouvernement a un rôle à jouer dans la protection des droits des propriétaires fonciers privés.

10.1. GARANTIE FINANCIÈRE EN CAS DE DOMMAGES

Les exploitants de pétrole et de gaz naturel doivent verser une garantie financière afin de protéger les propriétaires contre les répercussions financières rattachées aux accidents de travail. La garantie financière doit être versée au moment de la délivrance du permis de forage* et doit être retenue pendant les activités de forage, d'exploitation du puits et de production de pétrole et de gaz naturel. La portion de la garantie à laquelle la Province ne touche pas est remise à l'exploitant au moment de la fermeture du puits.

La garantie financière est destinée à veiller à ce que les sommes nécessaires seront disponibles dans l'éventualité où :

- a) certains dommages ou certaines dégradations de nature matérielle surviendraient au cours d'une période donnée et à une distance précise de la prospection sismique ou du forage des puits de pétrole ou de gaz**; et
- b) l'exploitant menant les activités précitées ne prendrait pas les mesures correctives nécessaires. Elle n'empêche en rien la possible imposition de toute amende ou pénalité applicable en vertu des lois provinciales.

Le montant de la garantie a été fixé à 20 000 \$ par puits. Le dépôt de garantie sera plafonné à 500 000 \$ par exploitant.

La garantie doit se présenter sous l'une des formes suivantes :

- a) un dépôt en espèces;
- b) une obligation négociable, cédée par écrit à la Province;
- c) un crédit documentaire ou une lettre de crédit non révocables émis par une institution approuvée par l'organisme de réglementation et négociable uniquement par ce dernier; ou
- d) une obligation émise par une société de cautionnement autorisée à exercer ses activités dans la province.

Pour que la Province puisse accéder à la garantie financière, il lui faudra prouver qu'il y a bel et bien eu dommages ou dégradations matériels et que les dégradations ont été causées par l'exploitant pétrolier ou gazier ayant versé la garantie. Pour cette raison, le propriétaire foncier devra avoir donné, au préalable, l'autorisation de consigner des renseignements avant le projet, notamment :

- a) le prélèvement d'échantillons du puits d'eau (voir l'intertitre « Évaluation des puits d'eau » à la section 5.0); et
- b) tout autre processus de surveillance ou d'évaluation qui pourrait s'avérer nécessaire avant la mise en œuvre du projet.

Si l'organisme de réglementation prélève des fonds à même la garantie financière, l'exploitant devra verser la somme nécessaire pour ramener la garantie à son montant initial, afin que celui-ci demeure disponible à l'organisme dans sa totalité.

La garantie financière couvrant les dommages vise à assurer la disponibilité de fonds pour rembourser à la Province les dépenses qu'elle aurait engagées à adopter des mesures correctives en cas de dommages causés par des activités liées au pétrole et au gaz naturel. Elle n'empêche en rien la possible imposition de toute amende ou pénalité applicable en vertu des lois provinciales.

**Une garantie financière distincte couvrant la prospection sismique s'impose pour le moment aux termes du Règlement sur la prospection géophysique – Loi sur le pétrole et le gaz naturel.*

***Voir l'intertitre « Remplacement ou rétablissement de l'approvisionnement en eau » ci-dessous.*

10.2. REMPLACEMENT OU RÉTABLISSEMENT DE L'APPROVISIONNEMENT EN EAU

Si le propriétaire :

- a) d'un approvisionnement en eau situé à moins de 200 mètres d'une source d'énergie sismique utilisé par l'exploitant, et dont la qualité* ou la quantité a diminué dans les six mois suivant l'utilisation de cette source d'énergie; ou
- b) d'un approvisionnement en eau situé à moins de 500 mètres de la tête du puits de pétrole ou de gaz de l'exploitant, dont la qualité* ou la quantité a diminué après la construction de la plateforme et avant la fermeture du puits de pétrole ou de gaz, porte plainte au sujet de la diminution de la qualité de l'eau ou de la quantité d'eau,

l'exploitant doit :

- a) fournir une source d'approvisionnement en eau temporaire aux propriétaires de puits touchés afin d'atténuer les répercussions à court terme, ou réparer, restaurer ou remplacer tout puits touché de façon permanente, ce qui peut comprendre l'approfondissement d'un puits ou le forage d'un nouveau puits; ou
- b) embaucher un géoscientifique ou un ingénieur tiers (inscrit à AIGNB pour avoir droit de pratique au Nouveau-Brunswick) afin qu'il examine la plainte et présente les résultats de cet examen à l'organisme de réglementation. Si, selon la prépondérance des probabilités, on détermine que l'exploitant est responsable des répercussions défavorables, quelles qu'elles soient, l'exploitant devra fournir une source d'approvisionnement temporaire en eau dans le cas de répercussions à court terme, ou réparer, restaurer ou remplacer tout puits touché de façon permanente, ce qui peut comprendre, sans s'y limiter, l'approfondissement du puits ou le forage d'un nouveau puits.

Si l'exploitant d'installations de pétrole et de gaz naturel conteste la nécessité d'effectuer un examen plus approfondi ou les conclusions de l'ingénieur ou du géoscientifique tiers, la Province recouvrera à même la garantie financière les coûts liés à tout besoin en matière de source tierce

d'approvisionnement ou d'approvisionnement en eau à court ou à long terme (p. ex. approvisionnement temporaire en eau, ou réparation, restauration ou remplacement d'un puits d'approvisionnement en eau).

La Province ne paiera pas les coûts liés à la remise en place d'un approvisionnement en eau et n'utilisera pas la garantie financière de l'exploitant si le propriétaire de l'approvisionnement en eau refuse de permettre le prélèvement d'échantillons d'eau.**

Rien dans la présente section n'est destiné à empêcher l'organisme de réglementation d'exiger d'un exploitant qu'il analyse, en faisant appel à un ingénieur ou géoscientifique tiers, une plainte liée à un approvisionnement en eau situé au-delà des distances susmentionnées. Si l'ingénieur ou le géoscientifique tiers détermine que les activités de l'exploitant sont la cause la plus probable des répercussions défavorables sur l'approvisionnement en eau, l'exploitant devra fournir une source d'approvisionnement temporaire en eau dans le cas de répercussions à court terme, ou réparer, restaurer ou remplacer tout puits touché de façon permanente, ce qui peut comprendre, sans s'y limiter, l'approfondissement du puits ou le forage d'un nouveau puits.

Les activités des sous-traitants ou des employés de ceux-ci sont aussi soumises aux exigences ci-dessus.

Les exigences de remplacement ou de restauration de l'approvisionnement en eau ne s'appliquera pas aux répercussions, sur cet approvisionnement, d'une activité ou d'un événement n'ayant aucun lien avec celles des exploitants de pétrole ou de gaz naturel, de leurs sous-traitants ou des employés de ceux-ci.

**Voir « Appauvrissement (qualité) » dans la section des définitions du présent document.*

***L'organisme de réglementation fera enquête sur les plaintes liées à l'approvisionnement en eau qui lui sont transmises quel que soit l'emplacement de l'approvisionnement par rapport aux activités liées au pétrole ou au gaz naturel, notamment dans les situations où l'échantillonnage n'a pas été réalisé conformément à l'intertitre « Évaluation des puits d'eau » à la section 5.0.*

10.3. AUGMENTATION DE LA GARANTIE FINANCIÈRE RELATIVE À LA FERMETURE D'UN PUIITS

La Province exige actuellement que les exploitants de pétrole et gaz naturel lui versent une garantie financière à partir de laquelle elle peut percevoir des fonds advenant le cas où le puits de pétrole ou de gaz ne serait pas colmaté ou fermé comme il se doit. Le montant exigé pour la garantie relative à la fermeture d'un puits de pétrole ou de gaz individuel est fixé à 50 000 \$ par puits.

La garantie doit se présenter sous l'une des formes suivantes :

- a) un dépôt en espèces;
- b) une obligation négociable, cédée par écrit à la Province;

c) un crédit documentaire ou une lettre de crédit non révocables émis par une institution approuvée par l'organisme de réglementation et négociable uniquement par ce dernier; ou d) une obligation émise par une société de cautionnement autorisée à exercer ses activités dans la province.

La garantie sera remise au propriétaire du puits dans les situations suivantes :

- a) l'organisme de réglementation refuse une demande d'obtention de permis de forage de puits;
- b) le propriétaire du puits cède un permis de forage de puits à un autre exploitant et que la garantie nécessaire est versée par le nouvel exploitant, ou;
- c) le propriétaire du puits le ferme conformément aux exigences fixées par l'organisme de réglementation.

10.4. ASSURANCE DE RESPONSABILITÉ CIVILE OBLIGATOIRE POUR LES EXPLOITANTS D'INSTALLATIONS DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL

Les exploitants d'activités et d'installations de pétrole et de gaz naturel doivent disposer d'une assurance responsabilité au montant de 10 millions de dollars par sinistre destinée à couvrir les incidents qu'eux-mêmes ou leurs sous-traitants pourraient causer, entraînant des préjudices personnels ou des dommages matériels ou environnementaux. Une preuve de cette couverture doit être fournie à l'organisme de réglementation avant que toute activité liée au pétrole ou au gaz naturel soit entreprise. L'exploitant doit par ailleurs aviser l'organisme de réglementation de tout changement à son assurance, y compris l'annulation de celle-ci.

10.5. PERMIS AUX ADMINISTRATEURS FONCIERS ET NORMES DE CONDUITE

Les administrateurs fonciers retenus par les sociétés pétrolières ou gazières pour mener les négociations avec les propriétaires fonciers relativement aux baux et aux ententes d'accès doivent : a) être membres en règle de l'International Right-of-Way Association (« IRWA »)*; b) avoir réussi le cours Ethics and the Right-of-Way Profession 103 parrainé par l'IRWA, qui peut être suivi en ligne.

L'organisme de réglementation pourrait accepter des attestations équivalentes obtenues auprès d'autres organisations.

*L'IRWA possède un code de déontologie établi qui doit être adopté par tous les membres.

11.0 ÉCHANGE DE RENSEIGNEMENTS

Veiller à ce que les organismes de réglementation, l'industrie et tous les Néo-Brunswickois puissent accéder, en temps opportun, à un ensemble commun de renseignements exacts au sujet des activités liées au pétrole et au gaz naturel au Nouveau-Brunswick.

11.1. RAYON DE NOTIFICATION MINIMAL PRESCRIT POUR LES EXAMENS EN VUE D'UNE DÉCISION DE L'ÉTUDE D'IMPACT SUR L'ENVIRONNEMENT

Dans le cadre des activités de consultation publique pour des projets inscrits en vertu du *Règlement sur les études d'impact sur l'environnement* afférent à la *Loi sur l'assainissement de l'environnement*, les distances de notification des propriétaires fonciers prescrites et normalisées pour les installations de pétrole et de gaz naturel ont été établies comme suit :

- a) usine de traitement du gaz naturel ou station de compression : 3 000 mètres;
- b) plateforme d'exploitation : 1 800 mètres;
- c) conduite de collecte : 200 mètres; et d) nouvelle voie d'accès : 200 mètres.

Il s'agit des distances à l'intérieur desquelles il faut aviser directement, par écrit, les personnes qui résident à proximité d'un projet pétrolier ou gazier envisagé, distances qui peuvent être modifiées par l'organisme de réglementation selon les conditions propres au site. De plus amples détails sont fournis à l'annexe 18.

D'autres activités de notification du public telles que des journées portes ouvertes, la publication d'avis dans les journaux, la notification de représentants élus, etc. sont généralement requises en vertu des critères propres au projet établis en consultation avec l'organisme de réglementation. Pour plus de renseignements, consulter la plus récente version du document *Un guide aux études d'impact sur l'environnement au Nouveau-Brunswick*.

11.2. RAYON DE NOTIFICATION MINIMAL PRESCRIT POUR LA PROSPECTION SISMIQUE

L'exploitant d'un programme de prospection sismique doit aviser directement les occupants de toutes les parcelles de terrain situées à moins de 400 mètres de tous les points sources sismiques, et ce, avant d'entreprendre la prospection. La notification doit se faire par écrit et comprendre :

- a) le nom de l'entreprise réalisant la prospection;
- b) les 40 coordonnées de l'entreprise, dont un numéro de téléphone;
- c) une description de la source d'énergie qui sera utilisée (charge explosive dans un trou de mine, Vibroseis, etc.); et
- d) les dates auxquelles la prospection devrait être réalisée. L'avis doit être reçu au plus tard 24 heures avant la date de début prévue de la prospection sismique dans un rayon de 400 mètres autour de la propriété touchée.

11.3. ÉVALUATION DES RISQUES ET COMMUNICATION DES ADDITIFS PRÉSENTS DANS LES FLUIDES DE FRACTURATION

Le 23 juin 2011, le gouvernement a annoncé une exigence en vertu de laquelle les sociétés de pétrole et de gaz naturel devaient communiquer, dans leur intégralité, les teneurs projetées et réelles de tous les fluides et substances chimiques utilisés dans le processus de fracturation hydraulique. Les exigences en matière de communication sont présentées à l'annexe 19 et s'appliquent à la fracturation hydraulique prévue le 23 juin 2011 ou après cette date, quelle que soit la date de construction initiale du puits.

L'exploitant du puits doit également présenter une évaluation des risques liés à la présence d'additifs dans les fluides de fracturation effectuée conformément aux exigences décrites à l'annexe 19.

11.4. COMITÉS DE LIAISON

Lorsqu'il propose la construction d'une ou de plusieurs nouvelles plateformes d'exploitation de pétrole et de gaz naturel, une usine de conditionnement du gaz ou une station de compression, le promoteur est tenu de proposer publiquement la mise en place d'un comité de liaison auquel il siègera, en compagnie de membres provenant des parties intéressées (représentants municipaux, groupes se préoccupant des bassins hydrographiques, propriétaires fonciers, etc.). Les objectifs du comité consisteraient notamment à :

- a) assurer la diffusion de renseignements concernant le calendrier des activités prévues par le promoteur ou l'exploitant; et
- b) discuter des enjeux, des questions ou des préoccupations particulières propres à la région susceptibles d'être soulevés à l'occasion. Quand il y a lieu, un comité peut inclure des représentants de plus d'un exploitant menant des activités dans la même zone. Une fois établi, un comité de liaison doit demeurer en place pour toute la durée de vie d'un projet ou jusqu'à ce que les membres s'entendent pour dire que sa présence n'est plus nécessaire.

ANNEXES

ANNEXE 1 : Distances de recul minimales pour les sources d'énergie sismique

Structure	Source d'énergie non explosive (en mètres)	Source d'énergie explosive	
Bâtiment ou structure reposant sur une fondation en ciment, maison, grange, structure d'irrigation en ciment, canal d'irrigation en ciment muni d'un revêtement intérieur imperméable et aqueduc en ciment	50	Toutes	180
Puits d'eau ou trou d'eau artificielle, source aménagée	100	Toutes	180
Aqueduc d'entrée de cour ou d'entrée de rue aménagée ou aqueduc souterrain (autre qu'une canalisation en ciment muni d'un revêtement intérieur imperméable)	5	Toutes	15
Ligne téléphonique ou de télécommunication enterrée	5	Toutes	15
Borne d'arpentage	5	Toutes	15
Cimetière	50	Toutes	100
Oléoduc ou gazoduc (calculé à partir de la ligne centrale du pipeline) et puits de pétrole ou de gaz naturel	15	> 0 ≤ 2	35
		> 2 ≤ 4	45
		>4 ≤6	55
		>6 ≤8	64
		>8 ≤10	72
		>10 ≤20	101

ANNEXE 2 : Essais, signalement et correction des débits provenant de l'évent de tubage de surface (DETS)/de la migration de gaz (MG)

La présente annexe devrait être lue parallèlement à l'annexe 4 : Enquête et intervention entourant la santé publique et les risques environnementaux découlant des débits de l'évent de tubage de surface, de la migration de gaz et de gaz isolés.

Débits provenant de l'évent de tubage de surface

Les débits provenant de l'évent de tubage de surface (DETS) correspondent au débit de gaz, de liquide ou de toute combinaison de gaz ou de liquide hors de l'annulaire entre le tubage de surface et le prochain revêtement intérieur.

On considère que les DETS sont graves dans les cas suivants :

- a) débits provenant de l'évent accompagnés d'un débit de gaz stabilisé égal ou supérieur à 40 mètres cubes par jour (m³/j) ou égal à une pression statique de fond stabilisée du tubage de surface d'un puits fermé supérieure à : i) la moitié de la pression de fuite du sabot du tubage de surface ou ii) 11 kPa/m* fois la profondeur de l'installation du tubage de surface;
- b) débits provenant de l'évent avec présence de sulfure d'hydrogène (H₂S);
- c) débits d'hydrocarbure liquide (pétrole) provenant de l'évent;
- d) débits d'eau saline provenant de l'évent;
- e) débits d'eau non saline provenant de l'évent et dont la pression statique à la surface d'un puits fermé correspond aux points i) ou ii) de l'énoncé a);
- f) débits provenant de l'évent en raison d'une rupture du joint à la tête d'un puits ou d'une rupture du tubage;
- g) débits provenant de l'évent et présentant un risque d'incendie ou un danger pour la sécurité publique ou l'environnement.

On considère que les DETS sont sans gravité lorsqu'ils n'ont pas été classés comme des débits graves provenant de l'évent.

**Le critère de 11 kPa/m ou de la moitié de la pression de fuite connue a été choisi pour éviter de dépasser le gradient de fracture. La pression statique à la surface d'un puits fermé peut varier selon la pression de fuite, la densité du fluide dans l'annulaire, la profondeur du fluide dans le puits, les zones de perte de circulation ou d'autres circonstances liées aux puits qui viendraient limiter la pression statique admissible d'un puits fermé.*

Migration de gaz

La migration de gaz (MG) est un débit de gaz détectable à la surface, à l'extérieur de la colonne de tubage la plus éloignée. Une MG est considérée grave s'il y a présence d'un risque d'incendie, d'un danger pour la sécurité publique ou d'un dommage écologique, comme la contamination de l'eau souterraine. On considère qu'une MG est sans gravité lorsqu'elle n'a pas été classée comme une migration grave.

Exigences en matière d'essais et de signalement

DETS

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 : a) dans les 90 jours suivant l'extraction d'un appareil de forage ou lors de la complétion initiale d'un puits, selon ce qui survient en premier; b) tous les ans pendant toute la durée de vie du puits; c) au moment de la fermeture du puits.

L'organisme de réglementation doit être avisé dès qu'il y a détection d'un DETS grave ou sans gravité.

MG

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.

Si des DETS sont détectés, il faut également vérifier s'il y a MG.

L'organisme de réglementation doit être avisé dès qu'il y a détection de MG.

Rupture du tubage

Si, à la suite d'un essai concernant des débits provenant de l'évent ou la migration de gaz, une rupture du tubage est détectée, cette dernière doit également être signalée.

Exigences en matière de réparation

L'exploitant d'un puits dans lequel on a détecté un problème de DETS ou de MG grave tel qu'il a été mentionné précédemment doit intervenir immédiatement pour corriger la situation.

Les problèmes de DETS ou de MG sans gravité doivent être abordés au moment de la fermeture du puits. Si un problème de DETS ou de MG sans gravité s'intensifie et passe à la catégorie grave, l'exploitant doit effectuer des réparations dès que possible après avoir établi qu'il y a eu changement de catégorie. En cas de situation particulière, un exploitant peut demander à l'organisme de réglementation qu'un délai supplémentaire lui soit accordé pour effectuer les réparations. Une fois qu'une réparation concernant des DETS ou une MG a été entreprise, quel que soit le résultat des réparations, l'exploitant doit en aviser l'organisme de réglementation.

Option 1 – Programme de réparation habituel (approbation de l'organisme de réglementation non requise)

L'organisme de réglementation n'oblige pas l'industrie à présenter les programmes proposés pour des réparations de routine à effectuer en cas de DETS ou de MG, à condition que toutes les étapes suivantes soient respectées :

- a) la profondeur de la source ou la formation d'origine est clairement établie;
- b) une méthode approuvée par l'organisme de réglementation est utilisée pour déterminer la source (p. ex. analyse de gaz, relevés de bruit ou de température, diagraphies, etc.);
- c) le problème de DETS ou de MG a cessé ou a été éliminé par la perforation et la cimentation des tubages à la source ou sous la source. (à noter que le pompage de tout type de fluide vers le bas de l'annulaire du tubage de surface ne constitue PAS une méthode de réparation approuvée);
- d) le ciment et les additifs utilisés dans le cadre du programme de réparation satisfont aux exigences de l'organisme de réglementation en ce qui concerne le ciment;
- e) le tubage a été soumis à un essai de pression selon une pression d'utilisation maximale pendant dix minutes sans qu'une chute de pression n'ait été notée.

Option 2 – Programme de réparation non habituel (approbation de l'organisme de réglementation requise)

Si l'exploitant conçoit un programme de réparation qui s'écarte des critères énumérés à l'option 1 ou que la première tentative de réparation n'a pas réussi à éliminer le débit, il faut présenter un programme de réparation à l'organisme de réglementation pour approbation avant sa mise en œuvre.

Le programme doit comprendre tout ce qui suit :

- a) la méthode utilisée pour détecter la source du débit provenant d'un ETS ou de la MG;
- b) toutes les diagraphies pertinentes;
- c) les renseignements détaillés sur le tubage et la cimentation;
- d) la profondeur de la base des eaux souterraines non salées;
- e) les renseignements complets sur le programme de réparation proposé;
- f) la profondeur de perforation proposée si elle est se trouve à plus de 10 m au-dessus de la source détectée;
- g) un résumé des premières mesures (infructueuses) entreprises pour corriger le débit.

Option 3 – Report de la réparation (approbation de l'organisme de réglementation requise)

L'approbation requise pour reporter les réparations en cas de débits graves provenant d'un événement doit être reçue avant le début des travaux. Cette approbation peut être obtenue de deux façons :

- a) produire le débit, c.-à-d. recueillir et présenter le débit comme faisant partie de la production du puits (production du DETS); ou;
- b) fermer le puits (fermeture par pression).

Voir les renseignements détaillés ci-dessous :

Production d'un DETS – L'exploitant doit présenter une demande à l'organisme de réglementation afin de produire tout débit grave provenant d'un événement. Il n'est cependant pas nécessaire de le faire pour produire un débit sans gravité provenant d'un événement.

La demande doit comprendre des renseignements détaillés indiquant que :

- a) la profondeur de la source ou la formation d'origine a été clairement établie;
- b) l'exploitant détient les droits miniers pour produire la formation de la source;
- c) la partie cimentée du tubage de surface ou de la prochaine colonne de tubage couvre les eaux souterraines connues les plus profondes;
- d) le débit a été analysé et jugé pur (0 p. 100 de H₂S);
- e) un limiteur de pression sera installé en vue de garantir qu'aucune pression excessive ne sera exercée sous le sabot de tubage lorsque le système sera fermé;
- f) un clapet antiretour sera installé en aval du limiteur de pression afin de prévenir le retour de fluides;
- g) le débit provenant de l'évent sera mesuré sans interruption et consigné dans les rapports de production mensuels;
- h) le débit provenant de l'évent sera intégré et placé en production dans les 60 jours suivant la réception de l'approbation;
- i) l'exploitant confirme par écrit à l'organisme de réglementation la date d'intégration du débit provenant de l'évent.

Si l'exploitant ne respecte pas l'une des conditions susmentionnées, l'organisme de réglementation retirera l'approbation et exigera la correction immédiate du DETS.

Fermeture par pression – L'objectif de toute fermeture est de fermer le puits sans qu'il ne reste de pression exercée sur l'annulaire du tubage. L'organisme de réglementation étudiera une demande de fermeture par pression uniquement après que l'exploitant ait tenté sérieusement d'éradiquer tout débit provenant de l'évent. Il examinera toutes les demandes afin de veiller à ce que l'exploitant ait envisagé toutes les autres options possibles en vue d'éradiquer le problème.

Conservation des dossiers

L'exploitant doit conserver tous les renseignements concernant les essais et les réparations visant les DETS ou la MG dans ses dossiers pendant toute la durée du puits plus deux ans..

ANNEXE 3 : Liste de vérification et attestation préalables à la fracturation hydraulique

Directives à respecter pour remplir la liste de vérification et attestation préalables à la fracturation hydraulique

Le formulaire dûment rempli et signé doit être remis à l'organisme de réglementation au moins trois jours ouvrables avant le début des activités de fracturation hydraulique.

L'exploitant peut mener des activités de fracturation hydraulique si : 1) la case « Oui » a été cochée pour chaque article de la liste de vérification et 2) toutes les autres exigences de notification préalables à la fracturation sont respectées.

Si un crochet a été mis dans la case « Non » de l'un des articles figurant sur la liste de vérification et attestation préalables à la fracturation, il est interdit au propriétaire du puits de procéder à la fracturation hydraulique du puits tant que l'organisme de réglementation n'a pas effectué un autre examen ni accordé l'autorisation.

Liste de vérification

Nom et numéro du puits (indiqués sur le permis de forage) :

Propriétaire du puits :

Date de début prévue de la fracturation hydraulique :

Oui/Non	Les exigences en matière d'évaluation des risques et de communication, avant la stimulation) des renseignements au sujet des fluides de fracturation ont été respectées (voir l'annexe 19).
	Le plan de traitement de fracturation et le plan de tubage et de cimentation ont été présentés.
	Le puits a été foré, tubé et cimenté conformément au permis de forage, au plan de tubage et de cimentation et à toute autre exigence applicable imposée par l'organisme de réglementation.
	La fracturation hydraulique se déroulera conformément au plan de traitement de fracturation présenté.
	Toutes les profondeurs où l'on a trouvé de l'eau douce, de la saumure, du pétrole ou du gaz ou encore où la circulation a été perdue pendant les activités de forage sont décrites sur la feuille ci-jointe. Des feuilles additionnelles décrivant la façon dont toute zone de perte de circulation est traitée se trouvent en pièce jointe.
	La diagraphie d'évaluation de l'adhérence du ciment radial jointe au présent formulaire ou autre analyse narrative ou évaluation de la sorte approuvée par l'organisme de réglementation confirme l'emplacement du sommet du ciment ainsi que la réelle adhérence du ciment.
	Un mélange représentatif du ciment utilisé pour le tubage de production (ou colonne de production si son usage a été permis par l'organisme de réglementation) a été soumis à des essais et s'est révélé suffisamment solide pour

	supporter la pression de traitement maximale anticipée pendant les activités de fracturation hydraulique.
	Les essais de pression préalables à la fracturation hydraulique requis sur le puits de forage et l'équipement de surface seront effectués conformément aux exigences de l'organisme de réglementation, et les activités de fracturation ne seront entreprises que si les essais sont concluants. Tout essai infructueux sera signalé à l'organisme de réglementation, et la fracturation hydraulique ne commencera pas tant que la condition pertinente ne sera pas réglée.
	La fracturation hydraulique sera terminée et l'organisme de réglementation sera avisé conformément à ses exigences.

J'atteste par la présente que les renseignements fournis dans le présent formulaire sont, à ma connaissance, véridiques.

Nom imprimé ou dactylographié et titre du représentant autorisé

Signature, Date

ANNEXE 4 : Enquête et intervention entourant la santé publique et les risques environnementaux découlant des débits de l'évent de tubage de surface, de la migration de gaz et de gaz isolés

La présente annexe devrait être lue parallèlement à l'annexe 2 : Essais, signalement et correction des débits provenant de l'évent de tubage de surface (DETS)/de la migration de gaz (MG), à l'annexe 6 : Prévention des déversements, notification et intervention et à l'annexe 12 : Sécurité et planification des mesures d'urgence pour les activités pétrolières et gazières.

Avis initial

S'il y a présence d'un risque immédiat pour la vie humaine ou les biens matériels, il faut en aviser les services d'urgence (911) sur-le-champ.

Lorsque l'exploitant d'une installation pétrolière ou gazière est avisé, découvre ou prend connaissance qu'il y a :

- a) une migration de gaz grave provenant d'un puits de pétrole ou de gaz;
- b) des débits provenant de l'évent de tubage de surface et présentant un risque d'incendie ou un danger pour la sécurité publique ou l'environnement;
- c) des gaz isolés venant de toute autre source dans une installation pétrolière ou gazière, il doit immédiatement en aviser l'organisme de réglementation* et mener une enquête sur l'incident, dont le but est d'établir la nature de l'incident, d'évaluer la possibilité de danger pour la santé et la sécurité publiques et d'atténuer tout danger représenté par la concentration de gaz.

Enquête et avis additionnels

L'enquête entreprise par l'exploitant doit comprendre les mesures suivantes :

- a) s'il y a eu réception d'une plainte, une visite sur place et un entretien avec le plaignant afin d'obtenir des renseignements au sujet de la plainte et d'évaluer l'incident de migration de gaz signalé;
- b) une étude sur le terrain afin d'évaluer la présence et les concentrations de gaz ainsi que l'étendue aréale du gaz;
- c) si nécessaire, l'aménagement de lieux de surveillance aux endroits suivants : i) sources potentielles, ii) structures qui auraient pu être touchées et iii) sous-sol.

Si un gaz combustible est détecté à l'intérieur d'un bâtiment ou d'une structure à des concentrations égales ou supérieures à 10 p. 100 de la limite inférieure d'explosivité (LIE), l'exploitant doit :

- a) aviser immédiatement le propriétaire du bâtiment ou de la structure et tous ses occupants, les intervenants locaux en cas d'urgence, les entreprises de services d'électricité et de distribution de gaz, les services de police et d'incendie ainsi que l'organisme de réglementation*, et, conjointement avec l'organisme de réglementation et les intervenants locaux en cas d'urgence, prendre les mesures nécessaires pour assurer la santé et la sécurité publiques;

- b) mettre en place les mesures d'atténuation nécessaires pour contrôler et prévenir les migrations futures;
- c) appliquer les mesures d'atténuation et d'enquête additionnelles mentionnées ci-après.
 1. L'exploitant doit aviser immédiatement le propriétaire foncier touché ainsi que l'organisme de réglementation* et, en consultation avec ce dernier, prendre les mesures nécessaires pour assurer la santé et la sécurité publiques si les concentrations détectables soutenues de gaz sont :
 - supérieures à 1 p. 100 et inférieures à 10 p. 100 de la LIE dans un bâtiment ou une structure;
 - égales ou supérieures à 25 p. 100 de la LIE dans l'espace libre situé à la surface d'un puits d'eau;
 - détectables dans le sol;
 - égales ou supérieures à 7 mg/L de méthane dissous dans l'eau.

Mesures additionnelles

L'organisme de réglementation peut obliger l'exploitant à prendre des mesures additionnelles, entre autres :

- a) mener une étude sur le terrain afin d'évaluer la présence et les concentrations de gaz combustible ainsi que l'étendue aréale du gaz combustible dans le sol, les étendues d'eaux de surface, les puits d'eau et d'autres voies de migration possibles;
- b) recueillir des échantillons de gaz ou d'eau, à tout le moins pour effectuer des analyses des molécules et des isotopes du carbone stable et de l'hydrogène aux endroits touchés comme les puits d'eau et aux sources possibles de la migration comme les puits de gaz;
- c) procéder à une évaluation immédiate des puits de gaz et de pétrole adjacents de l'exploitant afin de déterminer l'intégrité du ciment et du tubage des puits et d'évaluer le mécanisme de migration possible. Cette évaluation peut comprendre l'évaluation des pressions pour tous les intervalles de tubage, l'examen des dossiers afin d'y trouver des indices de ciment ou de tubage défectueux, la consultation de diagraphies d'adhérence du ciment, les outils d'imagerie ultrasonore, les diagraphies géophysiques et d'autres essais d'intégrité mécanique s'il y a lieu. La zone d'évaluation initiale doit comprendre les puits situés dans un rayon de 750 mètres, qui peut être agrandi si l'organisme de réglementation l'exige;
- d) intervenir immédiatement pour réparer tout défaut présent dans les puits de gaz naturel et de pétrole en vue d'atténuer l'incident;
- e) établir des lieux de surveillance et surveiller la fréquence en consultation avec l'organisme de réglementation aux sources possibles, dans les structures qui auraient pu être touchées et le sous-sol.

Si aucune concentration de gaz combustible décrite précédemment à la section « Enquête et avis additionnels » de la présente annexe n'est détectée, l'exploitant doit en aviser l'organisme de réglementation et procéder à une surveillance additionnelle à la demande de l'organisme de réglementation.

Rapports écrits

Si des concentrations de gaz combustible sont détectées à l'intérieur d'un bâtiment ou d'une structure à des concentrations égales ou supérieures à 10 p. 100 de la LIE, l'exploitant et le propriétaire doivent remettre un rapport à l'organisme de réglementation par téléphone et par courriel dans les 24 heures suivant l'entretien avec le plaignant (si une plainte a été déposée) et mener une étude sur le terrain concernant l'étendue du gaz. Des rapports quotidiens et hebdomadaires additionnels doivent être présentés si l'organisme de réglementation en fait la demande.

Pour tous les incidents qui ont fait l'objet d'une enquête, un rapport écrit définitif décrivant les résultats de l'enquête doit être remis à l'organisme de réglementation dans les 30 jours suivant la fin de l'incident. Le rapport définitif doit comprendre les renseignements suivants :

- a) les documents présentant tous les résultats de l'enquête, dont les données analytiques et les résultats de la surveillance;
- b) une description de tout changement dans les activités survenu dans les puits de pétrole et de gaz naturel de l'exploitant au Nouveau-Brunswick;
- c) une description des mesures prises par l'exploitant pour réparer tout défaut présent dans tous les puits de gaz naturel et de pétrole visés par l'enquête.

Les rapports présentés conformément à la présente section et comprenant une analyse des données géologiques et techniques doivent être préparés et estampillés par un géologue ou un ingénieur autorisé à exercer ses fonctions au Nouveau-Brunswick.

*L'exploitant ou le remplaçant désigné doit téléphoner au bureau régional compétent du ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux jusqu'à ce qu'il parvienne à parler à un représentant (laisser un message vocal ne constitue pas une mesure suffisante) et à lui fournir tous les renseignements connus sur l'incident. En dehors des heures normales de bureau, l'exploitant ou le remplaçant désigné doit téléphoner à la Garde côtière canadienne en composant le 1-800-565-1633, et ce, jusqu'à ce qu'il parvienne à parler à un représentant.

ANNEXE 5 : Gestion des déchets

Les personnes entreprenant des activités d'exploitation du pétrole et du gaz naturel doivent veiller à ce que les déchets issus de la prospection, de l'exploitation, de l'extraction et du déclassement soient entreposés, manipulés, transportés, traités, recyclés ou éliminés comme il se doit afin de protéger la santé publique et de prévenir les répercussions néfastes sur l'environnement, c.-à-d. sur l'air, l'eau, le sol ou les ressources biologiques. Dans le cadre de ses activités pétrolières et gazières, un exploitant doit déployer tous les efforts nécessaires pour réduire au minimum la production de déchets. Il doit s'assurer que, dans l'exécution d'activités liées à l'exploitation de ces ressources, tous les entrepreneurs et les sous-traitants travaillant en son nom se conforment aux exigences suivantes ainsi qu'à toute autorisation ou à tout permis délivré pour l'exploitation.

Plan de gestion des déchets

Avant que l'exploitant ne procède au forage, à la complétion, à la production ou au colmatage d'un puits, il doit veiller à la gestion adéquate de tout déchet produit ou généré, y compris, sans toutefois s'y limiter, l'eau de reflux, l'eau produite, les déchets d'hydrocarbures, les fluides de forage, les fluides de complétion, la boue et les autres déchets chimiques, en préparant un plan de gestion des déchets et en le soumettant à l'organisme de réglementation pour approbation.

Contenu du plan de gestion des déchets

Un plan de cette nature doit comprendre les éléments suivants :

- a) les types de déchets qui seront produits;
 - b) les méthodes d'entreposage et de manutention prévues;
 - c) une proposition des protocoles d'essai et d'échantillonnage qui seront employés pour caractériser les déchets, dont une évaluation du milieu récepteur si l'exploitant de pétrole et de gaz naturel suggère un rejet direct (p. ex. l'application au sol conformément aux modalités de la présente annexe);
 - d) la disposition prévue des déchets (traitement, réutilisation, recyclage ou élimination) et les méthodes ou installations qui seront utilisées, notamment l'emplacement de toute installation d'entreposage, de manutention, de transfert, de traitement ou d'élimination proposée* ou existante;
 - e) les méthodes et les installations de transport envisagées (camionnage, conduites, etc.);
 - f) l'identification et les numéros des permis ou des autorisations accordés pour toute installation d'entreposage, de manutention, de transfert, de traitement ou d'élimination existante qui sera utilisée;
- une copie de toute attestation, assurance de qualité des produits ou autorisation pouvant être exigée en vertu d'une autre loi;
- d'autres renseignements pouvant être demandés par l'organisme de réglementation, y compris, notamment, les fiches signalétiques.

*Il faut inclure tous les détails entourant la construction et l'exploitation de toute installation proposée – sur place ou hors site – n'ayant pas été communiqués auparavant.

Plan de gestion des déchets – Hiérarchie des options à privilégier en matière de gestion des déchets

Le plan de gestion des déchets doit reposer sur la hiérarchie suivante des options à privilégier (présentées par ordre décroissant de préférence) :

1. Réduction à la source : Réduire la quantité ou la toxicité des déchets produits (en améliorant l'efficacité des processus, entre autres).
2. Réutilisation/recyclage : Avoir recours à des techniques en vue de réutiliser les déchets une ou plusieurs fois ou de s'en servir à une autre fin bénéfique.
3. Traitement : Utiliser des techniques visant à réduire le volume ou la toxicité des matières résiduelles produites et inévitables.
4. Élimination adéquate : Éliminer les autres déchets de manière à réduire au minimum leurs effets néfastes sur l'environnement tout en protégeant la santé humaine.

Plan de gestion des déchets – Révisions

L'exploitant doit revoir et soumettre chaque année un nouveau plan de gestion des déchets à l'organisme de réglementation pour approbation (dans le cas d'activités d'exploitation de pétrole et de gaz naturel qui se déroulent sur une période de deux ans ou plus) et doit le faire avant d'instaurer des changements dans toute pratique définie dans le plan de gestion approuvé.

Exigences en matière de gestion et d'élimination des déchets

Désignation et caractérisation des déchets

Afin d'établir les options pertinentes en matière de gestion des déchets, il faut désigner et caractériser les déchets comme il se doit. Bien que l'on encourage la réutilisation et les autres usages profitables des déchets, il est permis de rejeter dans l'environnement les résidus qui satisfont aux critères établis par le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux*, conformément aux autorisations et aux permis applicables ainsi qu'aux lois provinciales et fédérales.

En outre, la caractérisation des déchets liquides doit comprendre : a) les sources possibles de contaminants naturels, notamment les propriétés géochimiques des formations géologiques souterraines; b) tout additif qu'on prévoit utiliser pour le forage ou la complétion du puits.

Une fois que les déchets récupérés du premier puits de pétrole ou de gaz foré dans une formation ou un bassin géologique ou les déchets produits par ce premier puits – auront été caractérisés (les échantillons ayant donc été envoyés à un laboratoire pour analyse), l'organisme de réglementation déterminera la fréquence de prélèvement de tout échantillon et de toute analyse

supplémentaire pouvant être nécessaire à la vérification périodique des caractéristiques des déchets pendant la période où ils sont produits. L'organisme de réglementation pourrait lever les analyses des déchets liquides ou solides ou en modifier la fréquence lorsque des données de référence cohérentes et représentatives ont déjà été établies pour un ensemble standard de méthodes et d'additifs de forage et de complétion en terrain connu, où les déchets sont acheminés vers les installations autorisées.

**Il s'agit d'un ensemble de critères fondés sur les renseignements provenant de diverses sources, notamment : a) les Recommandations pour la qualité de l'eau potable au Canada de Santé Canada; b) les Recommandations canadiennes pour la qualité des sols : Environnement et santé humaine du CCME; c) les Standards pancanadiens relatifs aux hydrocarbures pétroliers dans le sol du CCME; d) les Lignes directrices canadiennes pour la gestion des matières radioactives naturelles de Santé Canada.*

Entreposage des déchets

Dans la mesure du possible, les déchets compatibles doivent être entreposés et gérés ensemble. Quant aux déchets mélangés, il faut les gérer en tenant compte des caractéristiques les plus restrictives qui existent.

Les déchets doivent être entreposés dans des endroits désignés et dans des réservoirs ou des citernes prévus à cette fin. Les installations de stockage des déchets liquides doivent être munies d'enceintes de confinement secondaire.

Élimination sur place

Il ne doit y avoir aucune élimination des déchets sur place sauf lorsque pareille élimination a été autorisée explicitement par l'organisme de réglementation et le propriétaire foncier. Les propositions d'élimination sur place ne seront prises en considération que pour les matières jugées, par vérification, exemptes de toute contamination, conformément aux critères établis par le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux. L'organisme de réglementation pourrait, par exemple, envisager l'élimination ou l'épandage, à même le site, des déblais de forage, à condition qu'ils aient été adéquatement triés, asséchés, caractérisés et qu'ils satisfassent aux critères susmentionnés. Il est à noter que le ministère de l'Agriculture, de l'Aquaculture et des Pêches du Nouveau-Brunswick se réserve le droit de définir des exigences supplémentaires dans la mesure où on propose l'application au sol des résidus de forage.

Il est interdit d'éliminer les déchets, dont les déblais de forage, les fluides de forage et la boue, en les versant dans l'espace annulaire.

Élimination hors site

Toute installation hors site acceptant des déchets de l'exploitant doit être dotée des permis et des autorisations applicables à cette activité et son exploitation doit s'y conformer.

Élimination aux sites d'enfouissements régionaux

Les déchets solides asséchés n'étant pas caractérisés comme des déchets dangereux* peuvent être transportés vers un site d'enfouissement régional en vue d'être éliminés. Les déchets solides municipaux (par exemple les ordures de cuisine ou de bureau), la boue et les déblais de forage ainsi que d'autres résidus solides approuvés sont des exemples de déchets acceptables. Certains sites d'enfouissement pourraient accepter les déchets industriels assujettis à un processus de dépistage au cours duquel on procéderait à la caractérisation des déchets précis et à la vérification de leur compatibilité avec les systèmes du site. Il est possible d'obtenir de plus amples renseignements auprès des différentes commissions de services régionaux.

*Le terme « déchets dangereux » désigne les matières résiduelles destinées à l'élimination ou au recyclage, définies comme déchets dangereux en vertu du *Règlement fédéral sur l'exportation et l'importation de déchets dangereux et de matières recyclables dangereuses* ou faisant partie de la classe 1 ou de la classe 7 de la *Loi sur le transport des marchandises dangereuses* du gouvernement fédéral. Les déchets issus des activités de forage et de production de pétrole et de gaz naturel qui sont désignés déchets dangereux doivent être caractérisés et signalés adéquatement comme tels. Ils doivent en outre être acheminés par un transporteur certifié vers une installation autorisée par l'organisme de réglementation à accepter de telles matières.

Transport des déchets à un autre site

Lors du transport de toute matière résiduelle vers un autre site, l'exploitant doit tenir un registre précisant les caractéristiques chimiques et physiques de la matière transportée, la date et l'heure auxquelles le liquide ou tout autre déchet a quitté le site, la quantité de liquide ou d'autres matières ainsi que la destination prévue, la date et l'heure d'acceptation des déchets à l'installation réceptrice de même que le nom et le numéro d'autorisation de cette même installation et la fin réelle ou prévue des déchets à la destination ou à l'installation réceptrice.

Pour les déchets transportés par camion, il faut utiliser un système de suivi des déchets adéquat, qui doit inclure des preuves écrites (des bordereaux de pesée et un système de manifeste relatif aux déchets, par exemple).

Le transport de tous les déchets liquides doit être effectué par un transporteur de déchets détenant tous les permis et toutes les autorisations nécessaires et doit se faire dans des cuves ou systèmes étanches.

Déclaration et notification d'élimination

L'exploitant d'un puits doit présenter à l'organisme de réglementation un rapport électronique sur l'élimination des déchets énumérant les déchets produits, les transporteurs qui évacuent les matières transportées du site, l'heure et la date auxquelles les matières ont quitté le site, l'heure et la date de leur réception à l'installation réceptrice, les types de déchets, la quantité

transportée hors site ou entreposée sur place, les résultats de toute caractérisation, les emplacements d'élimination (par adresse ou coordonnées GPS) ainsi que les méthodes d'élimination.

Eau de reflux et eau produite

Un exploitant doit veiller à la mesure de l'eau de reflux ou de l'eau produite qui a été séparée des hydrocarbures au puits pétrolier ou gazier ou à l'installation centrale afin d'en déterminer la quantité et les débits.

Les échantillons représentatifs de l'eau de reflux et de l'eau produite issus d'un puits de pétrole ou de gaz doivent être analysés conformément aux paramètres établis par le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux. Si ces analyses révèlent une teneur totale en thorium ou en uranium supérieure à 0,02 mg/L, il faut également analyser l'eau pour y détecter la présence de matières radioactives naturelles, et ce, avant son retrait de la plateforme d'exploitation.

Les résultats des analyses doivent être consignés et signalés sous forme de rapports électroniques qui seront présentés à l'organisme de réglementation au plus tard le 25^e jour suivant leur production.

Fluides de forage

Les fluides à base d'huile récupérés à la suite du forage et séparés des déblais peuvent : a) être traités comme il se doit et entreposés à court terme dans un réservoir approprié en vue d'être recyclés; b) être réutilisés pour le forage à des profondeurs supérieures à celle des aquifères non salins et du tubage de surface; c) être transportés vers une installation de traitement commerciale appropriée, dans la province, pour y être traités et éliminés ou utilisés à d'autres fins (lorsque l'installation réceptrice a été expressément autorisée par l'organisme de réglementation à accepter les fluides de forage et selon les conditions inhérentes à cette autorisation); ou d) être transportés vers une installation de traitement commerciale autorisée appropriée à l'extérieur de la province.

Les fluides de forage à base d'eau ayant été soumis au test Microtox^{MD} de la CE50(15) à une concentration de 75 p. 100 et satisfaisant aux critères de rejet établis par le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux peuvent être rejetés dans l'environnement en vertu d'une autorisation. Les fluides à base d'eau peuvent également : a) être traités comme il se doit et entreposés à court terme dans un réservoir approprié en vue d'être recyclés; b) être réutilisés pour le forage à des profondeurs supérieures à celle du tubage de surface; c) être transportés vers une installation de traitement commerciale appropriée, dans la province, pour y être traités et éliminés ou utilisés à d'autres fins (lorsque l'installation réceptrice a été expressément autorisée par l'organisme de réglementation à accepter les fluides de forage et

selon les conditions inhérentes à cette autorisation); ou d) être transportés vers une installation de traitement commerciale autorisée appropriée à l'extérieur de la province.

D'autres méthodes d'élimination des fluides de forage à base d'eau ayant été soumis au test de toxicité susmentionné et satisfaisant aux critères de rejet établis par le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux peuvent être autorisées pour certains fluides à base d'eau, sous réserve de toute condition indiquée par l'organisme de réglementation quant à la méthode d'élimination proposée. Ces méthodes peuvent comprendre, sans toutefois s'y limiter, l'irrigation par aspersion ou le dépoussiérage.

Déblais de forage et boue non toxiques

Les déblais de forage ou la boue asséchés ou non contaminés a) ayant été séparés d'un fluide de forage bentonitique à base d'eau (argile) ou d'un fluide à base d'eau composé d'un gel chimique (polymère); b) ayant été obtenus à partir de matières dont on a établi la non-toxicité avant l'utilisation grâce au test Microtox^{MD} de la CE50(15) à une concentration de 75 p. 100 ou issus de ses matières; c) dont la composition n'a pas changé pendant les activités de forage; d) qui satisfont aux critères établis par le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux sans avoir été dilués seront jugés « matériaux de remblais propres » et pourront être éliminés, dans la mesure où l'exploitant présente un plan de gestion des déchets à l'organisme de réglementation et que celui-ci y donne son accord. Si pareille méthode d'élimination est proposée, le plan de gestion des déchets doit comprendre une analyse et un examen toxicologique des déchets, les méthodes proposées d'élimination des résidus et une preuve écrite de la permission donnée par l'installation réceptrice ou les propriétaires fonciers.

Lorsque cette façon de faire est permise, les déblais de forage ou la boue conforme aux critères des « matières de remblais propres » peuvent être incorporés aux sols comme amendement bénéfique (notamment pour éviter l'accumulation d'eau ou empêcher l'érosion). L'épaisseur moyenne des déblais de forage appliqués ne doit pas être supérieure à 50 mm avant l'incorporation et doit se faire à une profondeur d'au moins trois fois le taux d'application et dans les dix jours suivant l'application. Tant les déblais que le sol amendé des suites de l'incorporation doivent satisfaire aux exigences d'analyse des lignes directrices en matière de qualité des sols du Conseil canadien des ministres de l'Environnement (CCME) relativement à la quantité applicable. De surcroît, le sol doit être stabilisé contre l'érosion à l'aide de végétation ou par d'autres moyens.

Lorsque cette façon de faire est permise, les déblais ou la boue de forage satisfaisant aux critères des « matières de remblais propres » peuvent servir à la construction ou à l'entretien de chemins d'accès menant aux sites, d'une plateforme d'exploitation ou d'une infrastructure connexe ainsi qu'à la remise en état des zones d'emprunt, sous réserve de toute condition indiquée par le propriétaire foncier et l'organisme de réglementation

L'exploitant du puits peut suggérer d'autres utilisations des « matériaux de remblais propres » énoncés ci-dessus. Certaines boues à faible perméabilité pourraient servir, par exemple, dans les

colonnes (p. ex. dans les enceintes de confinement secondaire). Les propositions seront examinées au cas par cas.

Autres déblais, boues et solides de forage

Les solides de forage qui échouent au test de toxicité et les solides qui proviennent de la boue de forage à base d'huile doivent être transportés vers une installation autorisée à accepter de telles matières par le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux ou par un organisme de réglementation dans une autre province.

Les matières contaminées par le pétrole comme les déblais, la terre, la boue et les agents de soutènement de fracturation hydraulique qui : a) sont asséchés; b) satisfont aux critères – autres que les paramètres rattachés au pétrole – établis par le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux peuvent être envoyées vers une installation d'assainissement des sols commerciale autorisée par l'organisme de réglementation à recevoir ces matières.

Les propositions d'élimination des matières contaminées par le pétrole ne respectant pas les exigences susmentionnées seront examinées au cas par cas.

Les déblais et la boue ne cadrant pas avec les critères établis par le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux peuvent être transportés vers un site d'enfouissement régional en vue d'être éliminés à titre de déchets industriels si : a) la matière compte au moins 15 p. 100 de matières solides et qu'elle ne contient aucun liquide qui s'écoule librement; b) on a établi qu'il ne s'agit pas de déchets dangereux; et c) on a conclu, avec la Commission régionale de gestion des déchets solides, une entente dont les modalités sont respectées.

Test de toxicité

Le rejet des fluides provenant d'activités liées au pétrole et au gaz naturel, que ce soit de la plateforme d'exploitation ou d'une installation de traitement des eaux usées centrale, doit être expressément autorisé par l'organisme de réglementation avant le rejet. Les matières à rejeter doivent aussi faire l'objet d'une vérification – effectuée avant le rejet et selon les protocoles d'essais qui suivent – et s'avérer non toxiques.

Le test de toxicité Microtox^{MD}, qui fait appel à une bactérie luminescente comme organisme d'essai, se veut la norme établie pour l'évaluation de la toxicité des additifs présents dans les fluides de forage et dans les produits de boue ainsi que de la toxicité potentielle des résidus de forage. Cet examen microbiologique est une solution de rechange efficace en matière de temps et rentable à l'essai de létalité aiguë pour la truite arc-en-ciel. D'autres solutions peuvent être envisagées dans des situations où le test utilisant une bactérie luminescente ne convient pas aux déchets soumis à l'examen (p. ex. en présence d'une interférence physique ou d'une réaction atypique à la dose).

Si des fluides doivent être rejetés dans un environnement d'eau douce, y compris l'eau à salinité élevée en raison des impacts actuels ou historiques causés par les dépôts de sel industriels ou naturels, les matières rejetées doivent également être analysées afin de satisfaire aux exigences de la plus récente version de la Méthode d'essai biologique : méthode de référence pour la détermination de la létalité aiguë d'effluents chez la truite arc-en-ciel SPE1/RM/13 préparée par Environnement Canada. Il s'agit de la méthode d'essai de toxicité pour les poissons par défaut pour les rejets de fluides. Lors du rejet vers un environnement marin et selon l'approbation de l'organisme de réglementation, les matières rejetées doivent être vérifiées afin de satisfaire aux exigences de la plus récente version de l'essai de létalité aiguë sur l'épinoche à trois épines SPE1/RM/10 préparé par Environnement Canada.

Matières radioactives naturelles

Analyses initiales

Les déchets récupérés d'un puits de pétrole ou de gaz ou produits par celui-ci doivent faire l'objet d'une évaluation afin d'y déceler la présence de matières radioactives naturelles. L'étendue des analyses initiales doit à tout le moins comprendre les déchets d'un puits qui est : a) le premier puits foré dans une formation ou un bassin géologique; ou b) le premier puits foré sur une plateforme d'exploitation. Les déchets doivent être testés avant leur retrait du site afin d'y déceler la présence de matières radioactives naturelles conformément aux critères établis par le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux. Ces déchets comprennent l'eau de reflux extraite d'un puits de pétrole ou de gaz après la fracturation hydraulique, les fluides récupérés pendant la phase de production d'un puits de pétrole ou de gaz (c.-à-d. l'eau produite), les déblais de forage et les fluides de forage usés. En outre, il faut soumettre les déchets entreposés dans des espaces clos à une analyse pour y déceler la présence de radon, une mesure qui constitue un indicateur des répercussions potentielles des matières radioactives naturelles à la limite résidentielle établie par Santé Canada, soit 200 becquerels par mètre cube.

L'exploitant doit présenter à l'organisme de réglementation un rapport faisant état des résultats des examens et :

- a) signalant si la concentration des matières radioactives naturelles repérées était supérieure aux critères établis par le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux;
- b) décrivant les concentrations repérées; et c) proposant la méthode de gestion des éléments touchés par les matières radioactives naturelles. Le rapport doit être soumis pour évaluation et approbation écrite avant que tout élément touché par les matières radioactives naturelles ne soit transporté en dehors du site.

Analyses subséquentes

Si des matières radioactives naturelles sont détectées par suite des analyses initiales susmentionnées, des analyses continues (mensuelles ou selon la fréquence déterminée par l'organisme de réglementation) de l'eau produite doivent être menées pendant la phase de production en vue de déceler la présence de matières radioactives naturelles.

Si les analyses initiales susmentionnées ne décèlent aucune matière radioactive naturelle, l'organisme de réglementation peut lever l'exigence visant à mener des analyses continues de l'eau produite pendant la phase de production.

Obligations de l'exploitant

Les exploitants doivent tenir, sur place, un registre faisant état de la source, du volume, des résultats de toute analyse, des coordonnées GPS et de l'adresse physique de chaque emplacement destiné à l'élimination des déchets. L'organisme de réglementation peut demander, par écrit, que ces renseignements lui soient communiqués dans un délai de cinq jours ouvrables et dans un format qui lui sera acceptable.

Il est interdit de rejeter les eaux usées produites lors de la fracturation hydraulique dans un réseau d'égouts détenu ou exploité par la Province, un gouvernement local ou une commission des eaux usées.

ANNEXE 6 : Prévention des déversements, notification et intervention

La présente annexe devrait être lue parallèlement à l'annexe 2 : Essais, signalement et correction des débits provenant de l'évent de tubage de surface (DETS)/de la migration de gaz (MG), à l'annexe 4 : Enquête et intervention entourant la santé publique et les risques environnementaux découlant des débits de l'évent de tubage de surface, de la migration de gaz et de gaz isolés, et l'annexe 8 : Réservoirs de stockage, citernes et cuves.

Généralités

L'exploitant d'une installation pétrolière ou gazière doit a) prendre toutes les mesures raisonnables afin de prévenir les fuites et les déversements; b) signaler rapidement toute fuite ou tout déversement à l'organisme de réglementation comme le décrit la présente annexe; c) réparer ou corriger tout dommage, toute condition ou défectuosité susceptible d'entraîner un déversement.

Prévention des déversements et des fuites

L'exploitant doit employer toutes les mesures raisonnables en vue de prévenir les déversements et les fuites pendant la construction, l'exploitation et le déclassement de l'installation, y compris, sans toutefois s'y limiter :

- a) utiliser des bacs de collecte aux endroits où des déversements ou des fuites sont possibles pendant les activités de remplissage des réservoirs et où on raccorde et on disjoint les tuyaux;
- b) se servir de tuyaux d'avitaillement muni de clapets antiretour afin d'éviter le drainage du tuyau après le versement;
- c) s'assurer que les activités de remplissage des réservoirs sont supervisées au camion-citerne et au réservoir si celui-ci n'est pas visible par l'agent d'avitaillement;
- d) utiliser des dispositifs de protection contre les débordements;
- e) se servir de digues de dérivation, de bermes, de bordures, de nivellement ou d'autres mesures équivalentes en vue de réduire ou d'éliminer le drainage de surface vers les zones destinées au remplissage des réservoirs;
- f) installer des bordures ou des poteaux autour des réservoirs de stockage afin d'éviter les collisions à l'arrivée et au départ des véhicules;
- g) disposer d'une valve de fermeture à commande manuelle sur le véhicule d'avitaillement;
- h) inspecter les réservoirs de stockage, les citernes et les cuves, y compris les enceintes de confinement secondaire, et déployer des protocoles d'entretien préventif;
- i) placer les cuves d'additifs et l'équipement destiné à leur transport, à leur mélange et à leur pompage comme suit : i) dans l'enceinte de confinement secondaire; ii) à l'écart des endroits très fréquentés; iii) aussi loin que possible de l'eau de surface; iv) dans un endroit exempt de contact avec le sol ou l'eau stagnante;
- j) inspecter les systèmes de pompage et de tuyauterie, y compris les endroits de surveillance observés pendant les activités de transfert, de mélange et de pompage, et déployer des protocoles d'entretien préventif;

- k) procéder à une inspection visuelle de toute la tuyauterie de raccordement qui n'est pas visible au personnel assurant le transfert au camion et au réservoir pendant le pompage ou le transfert de l'eau de reflux (p. ex. depuis un réservoir de stockage vers un camion);
- l) mettre en œuvre des protocoles visant à garantir que les matières incompatibles, comme les matières acides et basiques, ne sont pas retenues dans les mêmes zones de confinement;
- m) tenir un inventaire à jour des additifs et des autres produits chimiques entreposés et utilisés sur place;
- n) utiliser des tampons absorbants ou des bacs de collecte aux endroits où les additifs et les fluides de fracturation sont transférés des cuves à l'unité de mélange, de l'unité de mélange à l'équipement de pompage et de l'équipement de pompage au puits;
- o) placer les réservoirs de stockage, les citernes et les cuves dans l'enceinte de confinement secondaire, à l'écart des endroits très fréquentés et aussi loin que possible de l'eau de surface;
- p) tenir un inventaire à jour de l'eau de reflux et des autres fluides entreposés.

Conduites d'injection destinées à la fracturation hydraulique

Pendant un programme de fracturation hydraulique exigeant l'utilisation de sable ou d'autres substances abrasives (à titre d'agent de soutènement, par exemple), il faut inspecter les conduites d'injection, le collecteur de duses, les valves connexes et les tuyaux pour y déceler la présence de corrosion et d'abrasion internes pouvant nuire à leur intégrité.

Conduites temporaires

Les conduites temporaires (celles qui sont en place pendant 18 mois ou moins) servant au transport des fluides autres que l'eau douce doivent être installées en surface, sauf aux endroits où il faut aménager des passages à niveau ou des chemins de fer.

Dans le cas de ces conduites temporaires qui sont suspendues au-dessus d'un cours d'eau ou d'une zone humide, il ne doit pas y avoir de joints ou de raccords dans le tronçon suspendu et il faut placer une valve de fermeture de part et d'autre du cours d'eau ou de la zone humide.

Il faut réduire la pression dans les conduites n'ayant pas servi pendant plus de 72 heures.

Inspection de l'enceinte de confinement secondaire avant la fracturation hydraulique

Dans les 24 heures précédant le début de la phase de fracturation hydraulique, toutes les enceintes de confinement secondaire intégrées dans le système de fracturation doivent être inspectées afin de veiller à ce qu'elles soient en place et en bon état de marche. Les résultats de cette inspection doivent être consignés et conservés par l'exploitant et être mis à la disposition de l'organisme de réglementation, à sa demande.

Planification de l'intervention en cas de déversement

Si une fuite ou un déversement survient, l'exploitant doit mettre les mesures suivantes en œuvre le plus rapidement possible :

- a) prendre rapidement toutes les mesures pour protéger la santé, la sécurité et l'environnement;
- b) contenir la substance rejetée et procéder au nettoyage;
- c) assainir toute terre, eau souterraine ou eau de surface* contaminée;
- d) corriger la cause ou juguler la source du rejet.

**À moins que le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux n'en décide autrement, le nettoyage des sites contaminés sera régi par la plus récente version des Lignes directrices sur la gestion des lieux contaminés du Nouveau-Brunswick.*

Pour chaque puits ou installation, l'exploitant doit :

- a) élaborer un plan d'intervention adéquat en cas de déversement et en assurer le maintien;
- b) présenter le plan en question à l'organisme de réglementation aux fins d'examen et d'approbation avant d'entamer l'exploitation du puits ou de l'installation;
- c) intervenir en cas de déversement au puits ou à l'installation conformément au plan d'intervention.

Le plan doit comprendre les éléments suivants :

- a) le nom des membres d'une équipe d'intervention en cas de déversement et les formations offertes au personnel sur les techniques adéquates de prévention des déversements et d'intervention dans pareille situation;
- b) les coordonnées des ressources intervenant en cas de déversement, de l'organisme de réglementation, des services d'urgence locaux, des exploitants des services d'eau publics qui pourraient être touchés, etc.;
- c) advenant un déversement ou un rejet, l'exploitant doit immédiatement mettre en œuvre les procédures d'urgence énoncées dans le programme d'intervention décrit ci-dessus;
- d) en cas de déversement ou de rejet, l'exploitant doit signaler l'incident selon les directives décrites ci-après;
- e) la méthode d'élimination du matériel de nettoyage comme celle de la matière déversée;
- f) des procédures visant à juguler immédiatement la source du déversement et à contenir le liquide jusqu'à ce que le nettoyage soit terminé;
- g) l'accessibilité immédiate au matériel et à l'équipement de confinement et de nettoyage des déversements nécessaires, y compris des barrages flottants servant au confinement du pétrole et des matières absorbantes;
- h) l'emplacement d'élimination proposé pour les déchets provenant des mesures visant à contrer le déversement.

Méthode de signalement des déversements

Rapport verbal initial

Si la fuite ou le déversement constitue un risque immédiat pour la vie humaine ou les biens matériels, il faut appeler les services d'urgence (911) sur-le-champ.

Sous réserve de la disposition précédente, immédiatement après la découverte d'un déversement, l'exploitant doit téléphoner au bureau régional compétent du ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux jusqu'à ce qu'il réussisse à parler à un représentant (laisser un message vocal ne constitue pas une mesure suffisante) et à lui transmettre tous les renseignements connus sur le déversement, notamment la nature du déversement et la quantité de matière déversée. En dehors des heures normales de bureau, ou s'il est impossible de parler à quelqu'un au bureau régional, l'exploitant doit téléphoner à la Garde côtière canadienne en composant le 1-800-565-1633, et ce, jusqu'à ce qu'il réussisse à parler à un représentant.

Bureau régional de la région 1 (Bathurst)	elg.egl-Region1@gnb.ca
Bureau régional de la région 2 (Miramichi)	elg.egl-Region2@gnb.ca
Bureau régional de la région 3 (Moncton)	elg.egl-Region3@gnb.ca
Bureau régional de la région 4 (Saint John)	elg.egl-Region4@gnb.ca
Bureau régional de la région 5 (Fredericton)	elg.egl-Region5@gnb.ca
Bureau régional de la région 6 (Grand Falls)	elg.egl-Region6@gnb.ca
Bureau principal (Fredericton)	remediation@gnb.ca

Le rapport transmis doit comprendre les renseignements suivants :

- a) le nom et le numéro de téléphone de l'appelant;
- b) le nom et le numéro de téléphone du propriétaire foncier;
- c) le nom et les numéros de téléphone de toutes les parties touchées (p. ex. l'entreprise d'entretien du puits, l'entreprise de transport [s'il s'agit d'un accident de véhicule, inclure les plaques d'immatriculation des véhicules], la compagnie d'assurance, etc.);
- d) l'emplacement (adresse civique, numéro de route, coordonnées GPS, etc.);
- e) la substance rejetée et l'ampleur connue de la contamination;
- f) la cause et la source du rejet (si connues) (c.-à-d. réservoirs de stockage, activités industrielles, activités d'utilisation des terres, entreposage des produits chimiques, etc.);
- g) toute mesure corrective entreprise ou prévue.

Rapport préliminaire écrit

Dans les 24 heures suivant la communication du rapport verbal initial, l'exploitant doit transmettre par courrier électronique ou en mains propres au bureau régional du ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux ainsi qu'au bureau principal du Ministère à Fredericton un rapport préliminaire écrit

qui doit clairement énoncer tous les renseignements possibles sur la fuite ou le déversement, notamment :

- a) l'information signalée dans le rapport verbal initial, mise à jour au besoin;

- b) la quantité ou le volume de produit déversé ou rejeté;
- c) la cause du déversement ou du rejet (c.-à-d. fuite/rupture/trop-plein des réservoirs de stockage, accident de véhicule, défaillance du matériel, renversement d'une cuve, etc.);
- d) la date et l'heure auxquelles le déversement ou le rejet est survenu;
- e) si le déversement ou le rejet se poursuit;
- f) l'endroit exact où le déversement ou la fuite est survenu (c.-à-d. au-dessus du sol ou sous terre, sur le sol, sur une surface asphaltée, sur la voie publique ou dans un fossé, à l'intérieur ou à l'extérieur d'un bâtiment, près de trous d'homme du réseau de collecte d'eaux pluviales ou d'eaux usées);
- g) s'il y a présence de vapeurs à l'intérieur d'un bâtiment;
- h) la distance menant aux cours d'eau ou aux puits d'eau avoisinants;
- i) si on a détecté une odeur dans l'eau potable;
- j) quelles organisations sont intervenues (p. ex. le service d'incendie, le service des travaux publics municipal, le ministère des Transports et de l'Infrastructure, un entrepreneur en nettoyage, etc.);
- k) les mesures entreprises ou prévues afin de réduire au minimum la contamination, de la contenir et de la maîtriser (c.-à-d. l'épandage d'une matière absorbante, le blocage des collecteurs ou des fossés, le nettoyage en cours, etc.);
- l) les résultats de toute mesure de cette nature déjà entreprise;
- m) une description de ce qui a été fait ou de ce qui est prévu en vue d'éviter la récurrence du déversement.

Rapport écrit détaillé

Dans les cinq jours suivant le signalement initial, l'exploitant doit transmettre par courrier électronique ou en mains propres au bureau régional compétent du ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux ainsi qu'au bureau principal du Ministère à Fredericton un rapport écrit détaillé qui doit préciser tout renseignement nouveau ou à jour sur les sujets abordés dans le rapport préliminaire écrit (ci-dessus).

Rapport donné aux propriétaires fonciers

L'exploitant doit aviser aussitôt que possible les tiers (p. ex. les propriétaires fonciers) touchés par les déversements, obligatoirement dans les 24 heures suivant la découverte. Il doit également déployer des efforts de bonne foi afin d'aviser et de consulter le propriétaire touché, avant d'entreprendre toute activité de nettoyage ou de remise en état à la suite d'une fuite ou d'un rejet, sauf si la fuite ou le déversement constitue un risque immédiat pour la vie humaine ou les biens matériels.

Dans le cadre du signalement des déversements ou de la gestion des sites contaminés, l'exploitant doit remettre une preuve de notification des tiers à l'organisme de réglementation sous forme d'un exemplaire d'une lettre certifiée envoyée et reçue ou d'une notification courriel avec accusé de réception de la part du tiers.

L'exploitant se doit également d'aviser les locataires pour éviter tout risque à leur santé, à leur sécurité et à leur propriété, au besoin.

Si on décèle la présence de contaminants dans un rayon de 30 mètres d'un puits d'eau ou d'un approvisionnement en eau potable (p. ex. un approvisionnement en eau de surface) ou s'il existe une raison valable de soupçonner qu'un contaminant pourrait s'être infiltré dans un puits d'eau, un approvisionnement en eau public ou en eau potable, l'exploitant doit en aviser le propriétaire ou l'exploitant du puits d'eau ou de l'approvisionnement en eau touché ou potentiellement touché immédiatement après avoir découvert le rejet ou le déversement.

Mesures d'atténuation visant à éviter les déversements futurs

Les exploitants doivent définir la cause de la fuite ou du déversement et, dans la mesure du possible, instaurer des mesures permettant d'éviter les déversements ou les rejets entraînés par une cause similaire dans l'avenir.

Contamination antérieure

Advenant que l'exploitant détecte ou découvre une contamination antérieure (découlant par exemple d'une fuite, d'un déversement ou d'un rejet antérieur, inactif ou inconnu précédemment et provoqué par des activités tenues auparavant par l'exploitant actuel ou d'autres exploitants), il doit téléphoner au bureau régional de l'organisme de réglementation compétent immédiatement après la découverte en vue de parler à un représentant (laisser un message vocal ne constitue pas une mesure suffisante) et fournir tous les renseignements énumérés à la section « Rapport verbal initial » (ci-dessus).

ANNEXE 7 : Gestion des écoulements dans le cas des plateformes d'exploitation du pétrole et du gaz naturel

Exigences générales

Les exploitants de puits de pétrole et de gaz naturel doivent adopter et maintenir des pratiques de gestion exemplaires afin de contrôler les écoulements produits par la chute de pluie ou la fonte des neiges, de manière à limiter l'érosion et à prévenir la propagation de sédiments et d'autres polluants vers l'extérieur du site. Plus précisément, ces pratiques doivent être conçues et instaurées de sorte à ne pas dépasser le débit des écoulements afin d'éviter l'érosion sur place et hors site et à contenir les polluants sur place.

Il faut maintenir les pratiques de gestion exemplaires jusqu'à l'abandon de la plateforme et l'achèvement de sa remise en état définitive. La plateforme doit être inspectée, entretenue et réparée au besoin afin de veiller à ce qu'elle continue de fonctionner comme prévu.

Il faut sélectionner les pratiques exemplaires selon les conditions propres au site, comme la dénivellation, la couverture végétale et la proximité de cours d'eau et de terres humides, et il est possible de les mettre en application graduellement à mesure que chaque portion du site est aménagée.

Gestion des écoulements – pratiques de gestion exemplaires – phase de construction

Les exploitants de puits doivent instaurer des pratiques de gestion exemplaires conformément aux bonnes pratiques d'ingénierie et de protection de l'environnement, notamment :

- a) construire la plateforme d'exploitation de sorte que les eaux de ruissellement soient dirigées vers un ou plusieurs bassins de décantation pouvant également agir à titre de mesure de confinement des déversements en cas d'urgence;
- b) installer des éléments pour retirer le limon et le sédiment des eaux de ruissellement, comme des bottes de paille, des bandes à filtrer, etc.;
- c) couvrir les matières et les activités et dévier les eaux pluviales afin de réduire au minimum le contact des précipitations et des écoulements d'eau de pluie avec les matières, les déchets, le matériel et les activités qui pourraient entraîner des rejets à l'origine de pollution;
- d) mettre en œuvre des procédures et des pratiques concernant la manipulation des matières et la prévention des déversements;
- e) déployer des mesures de contrôle de l'érosion dans le cas des zones sans revêtement ou exemptes de végétation, y compris les plateformes d'exploitation en activité, les chemins ainsi que les ponceaux, les ouvrages de franchissement des cours d'eau et des terres humides et les déblais et remblais connexes;
- f) veiller à l'inspection et à l'entretien et mettre de l'avant de bonnes procédures et des plans efficaces de nettoyage afin de faciliter la détection de conditions qui pourraient causer l'échec des pratiques de gestion exemplaires. Ces procédures devraient comprendre des mesures visant à assurer le déroulement ordonné des activités et la propreté des installations et aborder les calendriers de nettoyage et d'entretien ainsi que les pratiques d'élimination des déchets. Dans le

cadre de l'inspection et de l'entretien rattachés aux écoulements d'eaux pluviales, les exploitants doivent se pencher sur les facteurs saisonniers, comme la couverture de neige et l'écoulement causé par la fonte des neiges au printemps, dans le but de s'assurer que les conditions du site et les mesures de contrôle sont adéquates et qu'elles sont déployées de façon à gérer efficacement les eaux pluviales;

g) mettre en place des pratiques de nettoyage des véhicules afin de contrôler les rejets de sédiments potentiels provenant des routes, des plateformes d'exploitation et des autres surfaces sans revêtement utilisées. La conception et l'entretien des chemins et des aires de nettoyage pourraient faire partie des pratiques visant à réduire au minimum l'orniérage et le transport de sédiments, le contrôle de l'accès au site, le balayage et le grattage des rues, le recours aux aires de nettoyage des pneus, aux supports de nettoyage, à la formation ou aux autres mesures de contrôle des sédiments.

Gestion des écoulements – pratiques de gestion exemplaires – phase suivant la construction

Les exploitants d'installations de pétrole et de gaz doivent créer et mettre en œuvre un programme de protection contre les eaux pluviales après la construction. Ce programme doit traduire des efforts de bonne foi de la part des exploitants quant à la sélection et à l'instauration des pratiques de gestion exemplaires servant aux besoins de la présente section. Il peut comprendre le maintien en place d'un certain nombre ou de l'ensemble des pratiques exemplaires adoptées pendant la phase de construction de l'installation. Ces pratiques doivent être choisies en vue d'aborder les sources potentielles d'érosion et de pollution auxquelles on pourrait raisonnablement s'attendre et qui nuiraient à la qualité des rejets associés à l'exploitation continue des installations de production après leur construction et pendant leur remise en état.

Les pratiques de gestion exemplaires doivent notamment traiter des sources de polluants suivantes :

- a) le transport des produits chimiques et des matières, y compris le chargement et le déchargement;
- b) l'avitaillement des véhicules et de l'équipement;
- c) l'entreposage extérieur, y compris l'entreposage des produits chimiques et des additifs;
- d) l'entreposage de l'eau produite et des fluides de forage;
- e) les activités et la machinerie de transformation extérieures;
- f) les processus produisant beaucoup de poussières ou de particules;
- g) l'érosion et le transport des sédiments par les véhicules depuis les plateformes d'exploitation, les chemins et les conduites;
- h) les pratiques d'élimination des déchets;
- i) les fuites et les déversements;
- j) les activités d'entretien perturbant le sol.

En plus de la disposition précédente, il faudrait envisager d'intégrer des caractéristiques de drainage en vue de limiter la quantité d'écoulement sur le site (p. ex. en interceptant l'écoulement de surface avant qu'il n'atteigne le site).

Les éléments et le programme portant sur la gestion des écoulements après la construction doivent être supervisés et maintenus par l'exploitant de l'installation, qui doit informer les employés et les sous-traitants des pratiques de gestion exemplaires instaurées et respectées à l'emplacement du site ainsi que des procédures de signalement et de toute autre mesure d'entretien ou de réparation requise. Les documents concernés, y compris une description des pratiques exemplaires choisies, doivent être mis à la disposition des parties intéressées afin de veiller à une mise en œuvre, à une exploitation et à un entretien adéquats. Ils doivent également comprendre les plans propres à l'installation, les spécifications de l'installation et les critères de mise en œuvre lorsque les procédures et les descriptions entourant l'exploitation générale ne décrivent pas clairement la mise en application et le fonctionnement des pratiques exemplaires.

ANNEXE 8 : Réservoirs de stockage, citernes et cuves

Les exigences suivantes s'appliquent aux réservoirs de stockage, aux citernes et aux cuves d'installations de pétrole et de gaz naturel. Elles ne concernent toutefois pas – à l'exception de l'interdiction de réservoirs de stockage souterrains sur les plateformes d'exploitation, énoncée ci-après – les réservoirs et les systèmes de stockage du pétrole, ceux-ci étant régis par le *Règlement sur le stockage et la manutention des produits pétroliers – Loi sur l'assainissement de l'environnement*.

Réservoirs de stockage souterrain

L'utilisation de réservoirs de stockage souterrains est interdite sur les plateformes d'exploitation.

Enceinte de confinement primaire

Avant qu'un exploitant ne procède au forage ou à la complétion d'un puits de pétrole ou de gaz, n'en entreprenne la production ou ne le colmate, il doit s'assurer que des dispositions adéquates sont prises pour le confinement de tous les liquides utilisés, produits ou générés sur les lieux d'installations pétrolières ou gazières y compris, sans s'y limiter, le pétrole, le gaz, l'eau douce, l'eau de formation, les fluides de forage, les fluides de complétion, les produits chimiques liquides ou les déchets liquides.

Enceinte de confinement secondaire

Tous les réservoirs de stockage, toutes les citernes et toutes les cuves rattachés à une installation de pétrole ou de gaz naturel, y compris les réservoirs, citernes ou cuves contenant des liquides ou des déchets liquides utilisés, stockés ou produits lors du forage, de la complétion, de l'exploitation, de l'entretien ou du colmatage d'un puits, ainsi que les aires de mélange des liquides, de stockage et d'entreposage temporaire doivent être dotés d'enceintes de confinement secondaire afin d'éviter que des liquides ne s'échappent du site en cas de déversement ou de fuite et de faire en sorte que ces liquides soient recueillis à la source aux fins de nettoyage ou de traitement.

Aucune enceinte de confinement secondaire n'est exigée pour : a) les réservoirs, les citernes ou les cuves servant à stocker de l'eau douce; b) les cuves ou réservoirs étanches ne contenant que des déblais de forage, sans liquides à circulation libre.

Enceinte de confinement secondaire – conception

Tous les réservoirs en élévation doivent être dotés d'enceintes de confinement secondaire suffisamment grandes pour contenir 110 p. 100 de la capacité du plus important réservoir ou – si cela représente une capacité supérieure – de l'ensemble des réservoirs raccordés dans la zone de confinement. L'enceinte de confinement secondaire doit être constituée d'une couche de surface convenable composée de sol ou de gravier reposant sur une couche protectrice de sable ou de géotextile approprié, elle-même superposée à :

- a) un revêtement composite synthétique imperméable en polyéthylène haute densité d'au moins 60 millimètres;
- b) trois cents (300) millimètres de sol à faible perméabilité avec conductivité hydraulique maximale sur le terrain de 1×10^{-7} centimètres par seconde; ou
- c) un système de revêtement équivalent approuvé par l'organisme de réglementation.

Enceinte de confinement secondaire – mesures supplémentaires

Si l'emplacement ou le type d'exploitation envisagé suscite certaines préoccupations quant à l'éventuel rejet de produits chimiques liquides et que l'organisme de réglementation juge insuffisantes les exigences standard susmentionnées, il est libre de définir d'autres exigences de confinement secondaire régissant la fracturation hydraulique sur le site.

Réservoirs, cuves et citernes

Conception

Afin de vérifier qu'ils conviennent à l'usage que l'on prévoit en faire, les réservoirs, les cuves et les citernes doivent être inspectés par un ingénieur autorisé à exercer au Nouveau-Brunswick, qui tiendra notamment compte des matériaux composant les réservoirs, de leur âge et de leur état et examinera également les connexions et interconnexions. Une copie du rapport d'installation du réservoir, signée et estampillée par l'ingénieur, doit être conservée sur les lieux de l'installation et mise, sur demande, à la disposition de l'organisme de réglementation.

Tous les réservoirs, toutes les cuves et toutes les citernes doivent convenir à l'utilisation qu'on prévoit en faire et être conçus conformément aux normes du Laboratoire des assureurs du Canada (ULC) et de l'American Petroleum Institute (API), ainsi qu'à toute autre norme applicable.

Les réservoirs et les conduites utilisés pour stocker et transporter l'eau produite et l'eau de reflux doivent être faits de matériaux résistants à la chaleur et à la corrosion compatibles avec les propriétés chimiques et physiques connues ou anticipées de l'eau, et avec les pressions nominales.

Réservoirs couverts

Dans la mesure du possible, les vapeurs émanant de composés odorants ou volatils stockés dans des réservoirs couverts ne devraient pas être rejetées directement dans l'atmosphère. Le tuyau de ventilation devrait être dirigé vers un filtre, un système d'épuration ou un autre dispositif approprié.

Réservoirs découverts

Les réservoirs métalliques découverts doivent être de conception durable (en métal) et n'être utilisés que pour l'eau propre ou les déchets non odorants à base d'eau. Un franc-bord d'au moins un mètre doit être maintenu en tout temps.

L'enceinte de confinement primaire d'un réservoir découvert contenant de l'eau ou des fluides de forage non odorants à base d'eau peut consister en un revêtement synthétique imperméable de 60 millimètres résistant à la traction (c.-à-d. un anneau en tôle d'acier ondulée associé à un revêtement synthétique) si sa conception et son installation sont certifiées par un ingénieur autorisé à exercer ses fonctions au Nouveau-Brunswick.

ANNEXE 9 : Évaluation des puits d'eau à proximité des activités d'exploitation du pétrole et du gaz naturel

Échantillonnage des puits d'eau

Les sociétés de pétrole et de gaz naturel (PGN) désirant se lancer dans la prospection, l'exploitation et la production d'hydrocarbures au Nouveau-Brunswick doivent organiser et réaliser, à leurs propres frais, des évaluations de tous les puits d'eau situés :

- à une distance minimale de 200 mètres d'une source d'énergie utilisée aux fins de prospection sismique; et
- à une distance minimale de 500 mètres* en bordure d'une plateforme d'exploitation pour le forage pétrolier ou gazier.

**Le ministère des Ressources naturelles et du Développement de l'énergie (MRNDE) et le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux (MEGL) peuvent exiger l'agrandissement du rayon de prélèvement ou imposer d'autres paramètres d'analyse de la qualité de l'eau si les conditions ou l'hydrogéologie locales le justifient.*

Toutes les sociétés pétrolières et gazières exerçant leurs activités au Nouveau-Brunswick doivent se conformer aux procédures suivantes pour l'évaluation des puits d'eau.

Permission du propriétaire foncier

Les exploitants pétroliers et gaziers doivent obtenir, avant de prélever et d'analyser des échantillons d'eau d'un puits, la permission écrite du propriétaire foncier.

Si un propriétaire foncier ne veut pas que son puits fasse l'objet d'une évaluation, un représentant de l'exploitant pétrolier ou gazier devra obtenir de sa part une confirmation écrite à cet effet. S'il refuse de fournir une confirmation écrite, le représentant lui remettra, après avoir documenté le refus, un avis attestant qu'aucun échantillon ne sera prélevé. L'exploitant conservera une copie de cet avis et devra la présenter au ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux sur demande.

Procédures d'échantillonnage

Le prélèvement des échantillons doit être effectué par une firme géoscientifique ou une firme d'ingénierie tierce compétente autorisée à exercer ses activités au Nouveau-Brunswick. L'échantillonnage doit être effectué conformément aux protocoles d'échantillonnage du laboratoire autorisé.

En ce qui a trait à la prospection sismique, des échantillons permettant d'obtenir des données de base sur la qualité de l'eau (échantillons d'avant la prospection sismique) doivent être prélevés avant le début de toute activité de prospection sismique. Des échantillons permettant d'obtenir

des données sur la qualité de l'eau après la prospection sismique doivent être prélevés dans les 30 jours suivant cette prospection. En ce qui a trait aux activités liées au pétrole et au gaz naturel, des échantillons initiaux doivent être prélevés dans les puits d'eau avant toute activité perturbant les sols (p. ex. défrichage, déblai, construction de la plateforme d'exploitation, etc.) Pour empêcher l'altération du puits entre l'échantillonnage préalable aux activités et le prélèvement d'un échantillon de suivi, le promoteur peut, avec la permission du propriétaire du puits, décider d'apposer un sceau inviolable sur le tubage.

Les exploitants pétroliers et gaziers sont tenus de commander, dans un délai d'au plus 30 jours après l'achèvement de la dernière phase du programme de complétion (c.-à-d. de fracturation hydraulique) d'un puits, une nouvelle analyse d'échantillons d'eau des puits ayant précédemment fait l'objet de prélèvements.

En ce qui a trait aux puits dédiés à la surveillance de l'eau pour une plateforme d'exploitation, les échantillons initiaux doivent être prélevés avant toute activité de forage de pétrole ou de gaz naturel. Les échantillons de suivi doivent être prélevés dans les 30 jours suivant l'achèvement de la dernière phase du programme de complétion du puits (c.-à-d. de fracturation hydraulique).

Si les activités de fracturation hydraulique ne débutent pas dans les 90 jours du forage, un cycle d'échantillonnage intermédiaire supplémentaire à des fins de surveillance des puits d'eau et des plateformes d'exploitation pourrait être exigé avant que ces activités ne soient entreprises.

Dans le cas de plateformes multipuits, des échantillons devront être prélevés, avant le forage, pour chaque nouveau puits, mais uniquement si plus de 90 jours se sont écoulés depuis le dernier échantillonnage post complétion d'un puits précédemment foré sur la même plateforme.

À l'exception des échantillons de suivi prélevés aux fins de confirmation, la fréquence d'échantillonnage des puits ne doit pas être supérieure à 90 jours.

Analyse des échantillons

Les échantillons prélevés dans les puits d'eau avant et après les travaux de prospection sismique feront l'objet d'analyses ciblant des paramètres inorganiques, organiques et microbiologiques.

Les échantillons prélevés avant et après le forage et la fracturation hydraulique à des fins de surveillance des puits d'eau et des plateformes d'exploitation doivent faire l'objet d'analyses portant sur des paramètres inorganiques, organiques, microbiologiques et radiologiques, ainsi que d'une analyse du méthane, de l'éthane et du propane. Si l'on détecte du méthane, des échantillons doivent être prélevés et analysés selon des techniques permettant de distinguer le méthane thermogénique du méthane biosynthétique. Pour de plus amples renseignements, consulter les listes de paramètres ci-dessous.

Les échantillons doivent être envoyés à un laboratoire autorisé par la Canadian Association for Laboratory Accreditation Inc. à des fins d'analyse. L'organisme de réglementation peut modifier

les paramètres exigés d'échantillonnage de l'eau souterraine ou la fréquence d'échantillonnage requise en tout temps, selon les nouveaux renseignements ou nouvelles données disponibles ou selon les résultats des analyses d'échantillons.

Communication des résultats

La firme géoscientifique ou d'ingénierie tierce doit comparer les résultats des analyses aux recommandations inhérentes à la qualité de l'eau potable au Nouveau-Brunswick et envoyer par la poste les résultats de l'analyse de la qualité de l'eau aux propriétaires fonciers dans les cinq jours ouvrables suivant la réception de ces résultats.

Il incombe à la firme géoscientifique ou d'ingénierie tierce de comparer les résultats de l'analyse des échantillons de suivi à ceux de l'analyse des échantillons prélevés avant les travaux (c.-à-d. avant les activités de prospection sismique et les activités liées au pétrole et au gaz naturel), de relever tous les paramètres dont les valeurs, selon l'opinion professionnelle de la firme, semblent avoir changé de manière importante et d'expliquer par écrit ces variations au propriétaire.

Afin que le bureau principal du ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux et le bureau régional compétent de ce ministère soient informés, en même temps que le propriétaire, des résultats relatifs à la qualité de l'eau du puits, la firme géoscientifique ou d'ingénierie tierce doit leur faire parvenir électroniquement, en copie conforme, l'ensemble de ses communications avec le propriétaire à ce sujet. Pour les besoins de cette exigence, les renseignements relatifs à la qualité de l'eau comprennent, sans s'y limiter, les résultats d'analyses de la qualité de l'eau dans les échantillons avant et après les travaux et les lettres d'interprétation de ces résultats.

De plus, la firme géoscientifique ou d'ingénierie tierce doit fournir au ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux les résultats des analyses de la qualité de l'eau des puits de surveillance de la plateforme d'exploitation, ainsi qu'une comparaison et une interprétation des données à cet effet.

Si l'analyse d'un échantillon démontre que l'eau présente un risque important pour la santé humaine selon les critères établis par le ministère de la Santé (présence de coliformes totaux et d'E. coli), la firme géoscientifique ou d'ingénierie tierce doit en aviser le propriétaire (ou toute personne résidant sur les lieux et consommant cette eau) le jour même où les résultats sont connus, en plus de l'informer des risques associés à la consommation.

Une fois qu'elle a communiqué avec le propriétaire foncier ou le résidant, la firme géoscientifique ou d'ingénierie tierce doit informer le ministère de la Sécurité publique (c.-à-d. un inspecteur en santé publique). (Remarque : Exception faite des échantillons bactériologiques prélevés aux robinets extérieurs, l'échantillonnage de suivi et les analyses supplémentaires découlant de problèmes liés à la qualité de l'eau décelés lors d'analyses préalables aux travaux de prospection sismique relèveront du propriétaire foncier.)

Confidentialité

Les résultats d'analyses seront considérés comme confidentiels et ne seront pas communiqués au public sans le consentement écrit du propriétaire du puits, sauf s'ils sont regroupés avec d'autres d'une manière ne permettant pas l'identification du propriétaire foncier ni du puits.

Rapport définitif

Il incombe à la firme géoscientifique ou d'ingénierie tierce de rédiger, à l'intention du ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux, un rapport définitif présentant les résultats du programme d'échantillonnage de l'eau de puits qu'elle devra lui faire parvenir dans les 90 jours suivant l'achèvement du programme. Le rapport doit donner un aperçu du programme d'échantillonnage, résumer les résultats des analyses d'échantillons prélevés avant et après les travaux et décrire les procédures de déclaration.

Plaintes

Si le propriétaire d'un puits ayant fait l'objet de prélèvements observe, à la suite d'activités pétrolières ou gazières dans son secteur, des changements dans la qualité de l'eau de son puits, il peut déposer une plainte auprès de l'exploitant. L'exploitant pétrolier et gazier doit informer le bureau régional le plus proche du ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux de toute plainte qu'il a reçue.

S'il est déterminé que l'exploitant pétrolier et gazier est le responsable le plus probable des effets nuisibles, celui-ci devra fournir un approvisionnement en eau temporaire en cas d'effets à court terme, ou réparer, assainir ou remplacer tout puits ayant subi des effets permanents, ce qui peut comprendre notamment l'approfondissement d'un puits ou le forage d'un nouveau puits.

EXPLORATION SISMIQUE
LISTE DES PARAMÈTRES VISÉS PAR L'ANALYSE DE L'EAU DE PUIITS

Paramètres inorganiques (paramètres pour l'eau potable)

Alcalinité	Chrome	Potassium
Aluminium	Conductivité	Sélénium
Antimoine	Cuivre	Sodium
Arsenic	Fluorure	Sulfate
Bore	Dureté	Thallium
Baryum	Fer	Turbidité
Bromide	Plomb	Uranium
Cadmium	Magnésium	Zinc
Calcium	Manganèse	
Chlorure	Nitrate/Nitrite	
Chrome	pH	

Plus : Ammoniac, carbone organique total

Microbiologie

Coliformes totaux

E. coli

Paramètres organiques (hydrocarbures totaux dans l'eau – RBCA de l'Atlantique)

Benzène

Toluène

Éthylbenzène

Xylènes

C₆-C₁₀

>C₁₀-C₁₆

>C₁₆-C₂₁

>C₂₁-C₃₂

HPT modifiés

FORAGE ET COMPLÉTIIONS
LISTE DES PARAMÈTRES VISÉS PAR L'ANALYSE DE L'EAU DE PUIITS

Paramètres inorganiques (paramètres pour l'eau potable)

Alcalinité	Fluorure	Potassium
Aluminium	Dureté	Sélénium
Antimoine	Fer	Silice
Arsenic	Plomb	Sodium
Baryum	Lithium	Strontium
Bismuth	Magnésium	Sulfate
Bore	Manganèse	Thallium
Bromide	Molybdène	Étain
Cadmium	Nickel	Carbone organique total
Calcium	Nitrate	Turbidité
Chlorure	Nitrite	Uranium
Chrome	Nitrate-nitrite (en tant que N)	Vanadium
Conductivité	pH	Zinc
Cuivre	Phosphore	

Microbiologie

Coliformes totaux

E. coli

Paramètres organiques (hydrocarbures totaux dans l'eau – RBCA de l'Atlantique)

Benzène

Toluène

Éthylbenzène

Xylènes

C6-C10

>C₁₀-C₁₆

>C₁₆-C₂₁

>C₂₁-C₃₂

HPT modifiés

Paramètres radiologiques

Thorium total

Radium total

Analyse des gaz

Méthane, éthane, propane (analyse en laboratoire)

Si le ratio de composition des gaz (méthane / [éthane + propane]) est inférieur à 200, une analyse isotopique supplémentaire pourrait être exigée.

ANNEXE 10 : Surveillance de l'eau de surface

Le prélèvement des échantillons doit être effectué par une firme géoscientifique ou une firme d'ingénierie tierce compétente autorisée à exercer ses activités au Nouveau-Brunswick.

Si certains renseignements propres au site (l'utilisation des terres, la géologie, la végétation, etc.) risquent d'influencer la qualité de l'eau, la station d'échantillonnage devra être décrite et indiquée sur un plan du site.

Les échantillons doivent faire l'objet d'analyses pour les paramètres indiqués dans la liste de paramètres (ci-après).

Les échantillons doivent être envoyés à un laboratoire autorisé par la Canadian Association for Laboratory Accreditation Inc. à des fins d'analyse.

L'échantillonnage doit être effectué conformément aux procédures décrites dans les protocoles d'échantillonnage généraux exposés dans la dernière version du Manuel des protocoles d'échantillonnage pour l'analyse de la qualité de l'eau au Canada du Conseil canadien des ministres de l'Environnement (CCME, 2011).

Il incombe à la firme géoscientifique ou d'ingénierie tierce embauchée par l'exploitant pétrolier et gazier de comparer les résultats des analyses à la version la plus récente des recommandations sur la qualité des eaux en vue de la protection de la vie aquatique en eau douce du CCME, lorsque nécessaire, et de remettre au ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux un rapport des résultats de ces analyses.

Le ministère des Ressources naturelles et du Développement de l'énergie et le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux peuvent exiger l'augmentation du nombre de stations d'échantillonnage et de la fréquence des prélèvements ou imposer d'autres paramètres d'analyse de la qualité de l'eau si les conditions propres au site le justifient.

Analyse et liste de paramètres de la qualité de l'eau de surface

Des échantillons permettant d'analyser la qualité de l'eau doivent être prélevés avant le début du défrichage et la construction de la plateforme d'exploitation. Ces échantillons doivent être recueillis à 50 mètres en amont, à 50 mètres en aval et à 100 mètres en aval du lieu du forage et doivent être analysés afin de déterminer la valeur des paramètres inorganiques, organiques, gazeux et radiologiques énumérés ci-dessous. Par la suite, une surveillance continue au même endroit doit être réalisée chaque mois pour les paramètres présentés ci-dessous (à moins d'indication contraire du ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux et aussi longtemps que les activités de forage, de fracturation hydraulique ou de production de gaz se poursuivent). Il faut continuer de prélever des échantillons jusqu'à deux mois après l'achèvement du déclassement du puits et de la restauration du site, à moins d'indication contraire du ministère

de l'Environnement et des Gouvernements locaux, selon les circonstances propres au site (p. ex. inactivité à l'emplacement du puits).

Des mesures de la conductivité, du pH, de l'oxygène dissous, de la turbidité et de la température doivent également être prises aux mêmes endroits que ceux indiqués ci-dessus, avant le début du défrichage et de la construction de la plateforme d'exploitation, puis une fois par semaine par la suite, et ce, tant que les activités de forage et de fracturation hydraulique se poursuivent.

Liste des paramètres

Paramètres inorganiques

Ces paramètres sont équivalents à ceux de la trousse d'analyse des eaux de surface du RPC. Les échantillons ne doivent pas être filtrés.

Sodium	Aluminium
Potassium	Antimoine
Calcium	Arsenic
Magnésium	Baryum
Alcalinité	Béryllium
Chlorure	Bismuth
Fluorure	Bore
Sulfate	Cadmium
Brome	Chrome
Ammoniac	Cobalt
Nitrate+ Nitrite	Cuivre
Nitrite	Fer
Nitrate	Plomb
Azote total	Lithium
Phosphore total	Manganèse
Carbone organique total	Molybdène
Couleur	Nickel
Conductivité	Rubidium
pH	Sélénium
Turbidité	Argent
	Strontium
	Tellure
	Thallium
	Étain
	Uranium
	Vanadium
	Zinc

Paramètres organiques (hydrocarbures totaux dans l'eau [MUST de l'Atlantique])

Benzène, toluène, éthylbenzène, xylènes totaux, C₆-C₁₀, > C₁₀-C₁₆, > C₁₆-C₂₁, > C₂₁-C₃₂
HPT modifiés

Analyse des gaz

Méthane dissous

Paramètres radiologiques

Activité alpha globale

ANNEXE 11 : Mesures de réduction des émissions des installations pétrolières

Exemples de mesures d'atténuation

Voici quelques exemples de mesures qui pourraient permettre de réduire les émissions atmosphériques d'activités liées au pétrole et au gaz naturel :

Conception et forage des puits

- a) Réutiliser les fluides de forage.
- b) Forer en surpression pour limiter/prévenir le rejet ou le torchage de CH₄ (méthane).
- c) Utiliser des matériaux au contenu recyclé (tubage des puits, fluides de forage, etc.).
- d) Utiliser des moteurs d'appareils efficaces.
- e) Utiliser, pour le forage, des moteurs de compresseurs d'air efficaces, en cherchant notamment à éviter les compresseurs diesel.
- f) Vérifier le serrage et l'étanchéité de tous les raccords.
- g) Réaliser des inspections en vue de détecter les fuites et adopter des mesures correctives.

Complétion des puits

- a) Utiliser, pour la fracturation hydraulique, des moteurs de pompes efficaces.
- b) Vérifier tous les raccords en vue de s'assurer qu'ils sont bien serrés et étanches.
- c) Réaliser des inspections en vue de détecter les fuites et adopter des mesures correctives.
- d) Limiter le torchage lors de la phase de reflux par l'utilisation d'équipements de complétion produisant moins d'émissions.
- e) Recourir à des pratiques de complétion écologique*.

**Les pratiques de complétion écologique visent à réduire les émissions de gaz vendable et à condenser les vapeurs pendant les activités de récurage et de reflux qui ont lieu avant que le puits n'entre en production. Au dernier stade de la complétion, le puits de gaz naturel est « nettoyé »; le processus produit du méthane, des composés organiques volatils et d'autres émissions parfois rejetées dans l'atmosphère. On parle de « complétion écologique », car ces gaz sont capturés et vendus plutôt que d'être rejetés ou torchés. Les puits de production et de développement (par opposition aux puits d'exploration et de délimitation) se prêtent davantage à ce genre de pratiques, étant généralement dotés, lors de leur conception, de conduites de collecte, qui permettent le transport et la vente des gaz capturés.*

Production, traitement et transport du pétrole

Les mesures adoptées à ce chapitre pourraient notamment comprendre la mise en œuvre de pratiques exemplaires de gestion du programme Natural Gas STAR* de l'USEPA, dont :

- a) la réduction des émissions émanant de dispositifs pneumatiques (par l'utilisation de régulateurs à faible échappement ou sans échappement, par exemple);
- b) la réduction des émissions des systèmes de garniture de tige des compresseurs par le remplacement des systèmes usés, plus sujets aux fuites;
- c) la réduction des émissions lors de la mise hors circuit des compresseurs;

- d) le remplacement des déshydrateurs au glycol par des déshydrateurs desséchants;
- e) le remplacement des pompes à glycol alimentées au gaz par des pompes électriques;
- f) l'optimisation de la circulation du glycol et l'installation de réservoirs de détente dans les déshydrateurs au glycol;
- g) l'utilisation de moteurs de compresseurs efficaces;
- h) l'utilisation de compresseurs à joints d'étanchéité secs (les joints humides utilisent l'huile comme barrière pour empêcher le gaz de s'échapper et exigent le rejet de gaz);
- i) l'utilisation de réchauffeurs de conduite efficaces;
- j) l'utilisation de déshydrateurs au glycol efficaces à faible taux d'émission;
- k) la vérification de tous les raccords, en vue de s'assurer qu'ils sont bien serrés et étanches;
- l) la réduction des émissions émanant de réservoirs de stockage et de citernes (par l'acheminement des émissions vers un appareil à combustion, par exemple);
- m) la réalisation d'inspections visant à détecter les fuites et la prise de mesures correctives;
- n) l'utilisation de dispositifs de télémessure à énergie solaire.

**Le programme Natural Gas STAR de l'USEPA est un partenariat volontaire qui incite les sociétés pétrolières et gazières à adopter des technologies et des pratiques économiques éprouvées augmentant l'efficacité opérationnelle et réduisant les émissions de méthane. Celui-ci, principale composante du gaz naturel, est aussi un puissant gaz à effet de serre.*

ANNEXE 12 : Sécurité et planification des mesures d'urgence pour les activités pétrolières et gazières

La présente annexe devrait être lue parallèlement à l'annexe 4 : Enquête et intervention entourant la santé publique et les risques environnementaux découlant des débits de l'évent de tubage de surface, de la migration de gaz et de gaz isolés, et l'annexe 6 : Prévention des déversements, notification et intervention. Ces exigences pourraient faire l'objet de révisions périodiques en raison de changements dans les menaces, les risques et les vulnérabilités observés à mesure que l'industrie du pétrole et du gaz naturel prend de l'expansion au Nouveau-Brunswick et que les technologies d'extraction continuent d'évoluer.

Programme de gestion des mesures d'urgence

En ce qui concerne les menaces associées aux dangers de natures délibérées, accidentelles et naturelles, le promoteur doit :

- 1) Instaurer et maintenir un programme de gestion des mesures d'urgence conforme à la norme Z1600 de l'Association canadienne de normalisation. Cette exigence doit demeurer en vigueur pendant toute la durée des travaux entrepris par le promoteur, afin d'inclure les phases de prospection, de conception, de construction, de démarrage, d'exploitation, de fermeture et de déclassement.
- 2) Pour donner suite au point 1), le promoteur doit :
 - a) soumettre le projet de programme au ministère de la Sécurité publique, aux fins d'examen;
 - b) y apporter, après examen, les modifications exigées par le Ministère pour son approbation;
 - c) présenter au Ministère, à titre informatif, les modifications ultérieures au programme, lui démontrant ainsi que celles-ci demeurent conformes au point 1).
- 3) Réaliser annuellement, en collaboration avec les services de police, d'incendie, d'urgence 911 et d'intervention ambulancière responsables, une évaluation des menaces, des risques et de la vulnérabilité en lien avec les travaux envisagés, conformément aux lignes directrices fournies par le MSP.
- 4) Communiquer les résultats de l'évaluation annuelle des menaces, des risques et de la vulnérabilité aux services de police, d'incendie, d'urgence 911 et d'intervention ambulancière responsables, ainsi qu'au MSP.
- 5) Modifier annuellement son programme de gestion des mesures d'urgence en fonction des changements dans l'évaluation des menaces, des risques et de la vulnérabilité et des normes connexes, et communiquer les modifications apportées aux services de police, d'incendie, d'urgence 911 et d'intervention ambulancière locaux, ainsi qu'au MSP.
- 6) Établir et entretenir des liens avec les services de police, d'incendie, d'urgence 911, d'ambulance et de soutien logistique ainsi que les organismes communautaires responsables, et

les mobiliser en continu pour la conception, le développement, la mise en œuvre et le maintien efficaces du programme de gestion des mesures d'urgence.

7) Signaler aux services de police, d'incendie, d'urgence 911 et d'intervention ambulancière locaux ainsi qu'au MSP tout événement dangereux ou potentiellement dangereux découlant d'un aspect quelconque des activités du promoteur qui pourrait avoir des répercussions à l'extérieur du chantier.

8) Établir et maintenir une participation durable au Programme de protection des infrastructures essentielles du Nouveau-Brunswick par l'intermédiaire du MSP.

Programme de gestion de la sûreté

En ce qui concerne spécifiquement les menaces associées à des actes délibérés, le promoteur doit :

9) Instaurer et maintenir un programme de gestion de la sûreté conforme aux exigences stipulées dans la norme Z246 de l'Association canadienne de normalisation. Cette exigence doit demeurer en vigueur pendant toute la durée des travaux entrepris par le promoteur, afin d'inclure les phases de prospection, de conception, de construction, de démarrage, d'exploitation, de fermeture et de déclassement.

10) Pour donner suite au point 9), le promoteur doit :

- a) soumettre le projet de programme au MSP, aux fins d'examen;
- b) y apporter, après examen, les modifications exigées par le Ministère pour son approbation;
- c) présenter au Ministère, à titre informatif, les modifications ultérieures au programme, lui démontrant ainsi que celles-ci demeurent conformes au point 9).

11) Modifier annuellement son programme de gestion de la sûreté en fonction des changements dans l'évaluation des menaces, des risques et de la vulnérabilité, et communiquer les modifications apportées aux services locaux appelés à intervenir en cas d'urgence, ainsi qu'au MSP.

12) Établir et entretenir des liens avec des services de police, d'incendie, d'urgence 911 et d'ambulance responsables et les mobiliser en continu pour la conception, le développement, la mise en œuvre et le maintien efficaces du programme de gestion de la sûreté.

13) Établir et maintenir une liaison avec le corps de police responsable du territoire et le MSP relativement au caractère sécuritaire de ses activités.

14) Définir, dans son programme de gestion de la sûreté, des critères pour les événements touchant tout aspect des activités du promoteur qui compromettraient ou risqueraient de

compromettre la sécurité, et signaler tout événement de ce genre au corps de police responsable du territoire et au MSP.

15) Localiser, dans les formulaires électroniques ou imprimés, les renseignements pouvant représenter un risque pour la sûreté, la gestion d'urgence et la continuité des travaux, et adopter des mesures conformes à la norme CSA Z246 pour en gérer la communication à toute partie qui aurait besoin de les connaître pour s'acquitter de ses fonctions.

Formation et exercices

En ce qui concerne la formation et les exercices, le promoteur doit :

16) Établir, mettre en œuvre et maintenir, dans le cadre de ses programmes de gestion des mesures d'urgence et de gestion de la sûreté, un programme de formation et d'exercices officiel pour ses employés et les services de police, d'incendie, d'urgence 911 et d'intervention ambulancière locaux ainsi que les organismes de soutien logistique et organismes communautaires;

17) Investir les sommes nécessaires pour permettre aux services locaux appelés à intervenir en cas d'urgence d'acquérir et de conserver la capacité de réagir aux dangers et aux risques associés aux travaux du promoteur et de les gérer;

18) Établir, mettre en œuvre et maintenir un cycle de formation et d'exercice comportant à la fois des exercices sur table et des exercices réels;

19) Inviter les services appelés à intervenir en cas d'urgence, les organismes de soutien logistique et les organismes de soutien communautaire de la région à participer à la tenue de la formation et des exercices;

20) Revenir sur chaque exercice et intégrer toute constatation au cycle d'examen et de vérification abordé ci-après aux points 21 à 23.

Vérification des programmes de gestion des mesures d'urgence et de gestion de la sûreté

En ce qui a trait à l'examen et à la vérification de ses programmes de gestion des mesures d'urgence et de gestion de la sûreté, le promoteur doit en tout temps se conformer à ces directives :

21) en définissant, dans ses programmes de gestion des mesures d'urgence et de gestion de la sûreté, le cycle d'examen et de vérification et les processus à employer;

22) en recourant aux services d'un organisme tiers pour réaliser examens et vérifications selon les normes établies relativement au cycle dans ses programmes;

23) en présentant au MSP les conclusions de chaque examen et vérification, accompagnées d'un plan d'action destiné à combler les lacunes constatées et à donner suite aux résultats obtenus.

ANNEXE 13 : Permis de transport routier au Nouveau-Brunswick

Généralités

La planification du transport doit se faire à l'avance pour que les transporteurs voulant circuler au Nouveau-Brunswick puissent le faire sans obstacle inutile. De grands progrès ont été accomplis quant à l'harmonisation de la réglementation sur le poids et les dimensions des véhicules dans les provinces canadiennes; certaines provinces permettent toutefois des configurations qui ne sont pas reconnues au Nouveau-Brunswick. Les transporteurs doivent s'assurer bien à l'avance que la configuration des véhicules qu'ils désirent employer pour emprunter le réseau routier répond aux critères ou qu'ils sont admissibles à des permis spéciaux qui leur permettront de circuler sous certaines conditions.

Permis spéciaux

Les transporteurs doivent s'assurer que les véhicules qu'ils prévoient utiliser au Nouveau-Brunswick sont conformes au *Règlement du Nouveau-Brunswick 2001-67, Règlement sur les dimensions et la masse des véhicules – Loi sur les véhicules à moteur*, qui stipule les limites de longueur, de largeur et de hauteur, ainsi que les limites concernant les dimensions internes, les différentes masses par groupe d'essieux et la masse en charge du véhicule. Il énonce également les différentes configurations de véhicules pouvant être utilisées au Nouveau-Brunswick sans permis spécial.

Si le véhicule ne satisfait pas aux critères établis dans ce règlement (masse/dimensions excédentaires, configuration du véhicule ou des essieux non conforme, etc.), le transporteur peut présenter une demande de permis spécial. Il faut tout de même savoir que ce ne sont pas toutes les configurations de véhicule qui se verront accorder un permis spécial.

Le Bureau des permis spéciaux du ministère des Transports et de l'Infrastructure peut être joint par téléphone au 506-453-2982, par télécopieur au 506-444-4488, ou par courriel au special.permits@gnb.ca.

Des renseignements supplémentaires au sujet des permis spéciaux, notamment les types de permis qu'il est possible de se procurer et le barème des prix, sont présentés sous l'onglet « Camionnage » du site Web du ministère des Transports et de l'Infrastructure, à l'adresse suivante : <https://www2.gnb.ca/content/gnb/fr/ministeres/mti.html>.

Limites de masse brute du véhicule sur les routes

L'annexe B du *Règlement du Nouveau-Brunswick 2001-67* présente les limites maximales de masse brute du véhicule pour chaque catégorie de routes du Nouveau-Brunswick. La masse brute du véhicule (MBV) fait référence à la masse du véhicule avec sa charge.

Le Nouveau-Brunswick utilise un système de classement des routes à 4 paliers fondé sur la masse

brute du véhicule maximale permise :

43 500 kg	50 000 kg	56 500 kg	62 500 kg
-----------	-----------	-----------	-----------

Il faut noter que la limite de masse brute maximale permise pour une configuration de véhicule donnée ne peut pas dépasser la masse brute maximale permise pour une route, sauf lorsqu'un permis spécial l'autorise (voir ci-dessous). Par exemple, un véhicule dont la configuration a une MBV nominale de 62 500 kg ne peut légalement circuler à cette masse sur une route dont la limite de MBV maximale permise est de 43 500 kg; le véhicule doit avoir une MBV maximale de 43 500 kg sur cette route.

En plus de la liste de routes présentée à l'annexe B du *Règlement du Nouveau-Brunswick 2001-67*, une représentation visuelle du réseau routier du Nouveau-Brunswick (carte des masses nominales brutes maximales permises pour les véhicules) peut être consultée sur le site Web du ministère des Transports et de l'Infrastructure à l'adresse suivante : <https://www2.gnb.ca/content/gnb/fr/ministeres/mti/camionnage.html> (« Carte routière relative aux masses brutes maximales des véhicules » (PDF) dans la section « Avis et information »).

Permis spéciaux pour les charges de dimensions et de masse excédentaires

Dans certains cas, des équipements spécialisés excèdent les limites de dimensions ou de masse établies dans le *Règlement 2001-67 du Nouveau-Brunswick*. Dans de tels cas, il faut des permis spéciaux pour circuler légalement sur les routes du Nouveau-Brunswick. Les permis autorisant une masse brute de véhicule excédant 72 000 kg sur les routes principales exigent un examen de toutes les structures le long de la route. Ce processus s'applique également à toutes les configurations de véhicules qui transportent des charges sur des routes secondaires et ont une masse brute de moins de 72 000 kg. L'examen des structures peut prendre jusqu'à trois semaines à effectuer. Le demandeur doit être au courant que les routes peuvent également être assujetties à des restrictions en matière de hauteur en raison d'obstacles aériens. On peut trouver plus de renseignements sur la délivrance de permis spéciaux dans la politique 09-0020 du ministère des Transports et de l'Infrastructure, intitulée « Permis spéciaux – véhicules de dimensions ou de masse excédentaires ».

Augmentation temporaire de la masse brute du véhicule permise sur une route

Si un transporteur souhaite que la masse brute du véhicule permise sur une route donnée soit temporairement augmentée (de 43 500 à 62 500 kg, par exemple), il peut en faire la demande auprès du Bureau des permis spéciaux. On appelle ce processus le « programme pour augmentation des routes ». La demande sera examinée par le personnel du génie du ministère des Transports et de l'Infrastructure et peut exiger un examen structurel de toutes les structures situées sur la ou les route(s) faisant l'objet de la demande. Par conséquent, les demandes d'augmentation de la masse brute du véhicule permise sur une route devraient être présentées

au moins de six à huit semaines avant le début souhaité des activités. À l'issue de l'examen, le demandeur sera informé de l'approbation ou du refus de sa demande.

Des renseignements supplémentaires sur le programme pour augmentation des routes, y compris sur les demandes, sont présentés sur le site Web du ministère des Transports et de l'Infrastructure, sous l'onglet « Camionnage ». Cliquez sur le lien « Programme d'augmentation des routes » dans la section « Permis spéciaux de déplacement » dans le site Web.

Conditions de délivrance d'un permis spécial

Les permis spéciaux pour les charges de dimensions et de masse excédentaires et pour l'augmentation temporaire de la masse brute de véhicule permise sur une route (une « augmentation de route ») sont délivrés avec certaines conditions. Ces conditions sont nécessaires afin de protéger la sécurité des voyageurs ainsi que l'infrastructure routière de la province. Citons parmi les conditions d'approbation typiques les restrictions entourant les heures de circulation, le recours à des véhicules d'escorte et autres dispositifs avertisseurs, ainsi que les limitations de vitesse. Dans certains cas, le ministère des Transports et de l'Infrastructure peut exiger au détenteur de permis de réparer ou de compenser tous dommages causés à l'infrastructure routière à la suite du passage de ses véhicules, s'il a été déterminé que le détenteur de permis est responsable de ces dommages.

Un exploitant pourrait voir son permis révoqué immédiatement s'il est déterminé que l'exploitant n'a pas respecté pas les conditions de délivrance de son permis. Le Ministère se réserve également le droit de révoquer un permis si l'ingénieur de district détermine que des dommages excessifs ont été causés à la route.

Les conditions de déplacement associées aux charges de dimensions ou de masse excédentaires sont présentées sur le site Web du ministère des Transports et de l'Infrastructure, sous l'onglet « Camionnage ».

Compensation

Les demandeurs de permis, les promoteurs de projets et les exploitants sont responsables de tout dommage causé par le transport de charges dont la masse ou les dimensions sont excédentaires. Tout coût découlant de pareils dommages relèvera de la responsabilité du demandeur de permis, du promoteur ou des exploitants.

Charges extrêmes

Dans certains cas qui impliquent des charges extrêmes, une garantie ou un cautionnement (dépôt) pourrait être exigé avant la délivrance d'un permis. On peut également exiger un plan de gestion de la circulation qui présente de façon précise tous les aspects du transport de la charge, notamment le contrôle de la circulation, la façon dont le transporteur s'organisera avec les

détours, le barrage d'intersections, la fermeture de voies, la circulation inverse le long des bretelles, les exigences spéciales en matière de vitesse ou d'emplacement dans le cas des ponts ou des obstacles aériens, etc. Autrement dit, le transporteur doit examiner la façon dont la circulation sera contrôlée à tous les endroits où la circulation normale sera grandement troublée par le déplacement de telles charges et fournir des plans détaillés à ce sujet.

Chaque déplacement ou projet sera évalué en fonction de son intérêt intrinsèque afin de déterminer si un plan de gestion de la circulation ou une garantie en cas de dommage sera nécessaire. Le processus général d'évaluation, de préparation et d'approbation du projet menant à un plan de gestion de la circulation, nécessite une planification préalable. Le demandeur doit aviser le ministère des Transports et de l'Infrastructure au moins de trois à six avant le déplacement prévu afin d'éviter les retards dans le programme du transporteur. Le Bureau des permis spéciaux dispose d'un modèle pour aider le demandeur dans la préparation d'un plan de gestion de la circulation.

Limitations de poids au printemps

Chaque printemps, la résistance mécanique des routes au Nouveau-Brunswick est affaiblie par l'humidité excessive du sol en raison du dégel. Pour protéger l'infrastructure, le Ministère oblige les véhicules lourds à diminuer de 10 à 20 p. 100 leur masse par essieu sur la majorité des routes pendant une période d'environ onze semaines, généralement entre le début ou la mi-mars et le milieu ou la fin de mai. Les dates peuvent être avancées ou repoussées s'il y a une période de temps chaud ou froid inattendue. Pour ces limitations, la province est divisée en deux zones, soit la zone sud et la zone nord. Les limitations sont généralement établies et levées dans la zone sud une semaine plus tôt que dans la zone nord.

Il est important de noter qu'aucun permis spécial pour les charges de masse excédentaire n'est délivré pendant cette période, sauf en situation d'urgence.

Une limitation de 80 ou de 90 p. 100 sur une route indique que les véhicules sont autorisés à transporter des charges de masses par essieu qui correspondent à 80 ou 90 p. 100 des masses établies dans le *Règlement 2001-67 du Nouveau-Brunswick*. Les véhicules sont également soumis à la limite de classification de masse propre à la route qu'ils empruntent (c.-à-d. 43 500 kg, 50 000 kg, 56 500 kg ou 62 500 kg, selon le cas). Les camions peuvent continuer de transporter la même charge utile s'ils augmentent leur nombre d'essieux pour ainsi ramener la charge par essieu à 80 ou 90 p. 100 des limites légales. Il est à noter, cependant, que, si, à n'importe quel moment pendant la période de limitation de poids au printemps, les dommages causés à la route deviennent trop importants, l'ingénieur de district peut augmenter davantage les limitations de charge par essieu ou fermer complètement la route aux camions.

Les artères (routes 1, 2, 3, 4, 7, 8, 10, 11, 15, 16, 17, 95) et certains des principaux corridors de camionnage sont exemptés de ces limitations de masse, et les camions peuvent continuer de circuler sur ces routes en respectant les masses définies dans le *Règlement 2001-67 du Nouveau-*

Brunswick. Des tolérances de masse discrétionnaires qui peuvent être envisagées à d'autres moments de l'année en fonction de conditions comme l'accumulation de neige, de glace et de boue ou le déplacement d'une charge ne sont pas prises en considération pendant la période de limitations de poids au printemps.

La liste des principaux corridors de camionnage et d'autres renseignements pertinents sont affichés sur le site Web du ministère des Transports et de l'Infrastructure avant et pendant la période de limitations de poids au printemps. Il est possible de consulter ces renseignements à l'adresse suivante : <https://www2.gnb.ca/content/gnb/fr/ministeres/mti/camionnage.html> Cliquez sur « Limitations de poids du printemps » dans la section « Avis et information » du site Web. Les exploitants peuvent également communiquer avec le Bureau des permis spéciaux au numéro cité précédemment pour obtenir des renseignements au sujet des masses permises au printemps au Nouveau-Brunswick.

ANNEXE 14 : Mesures d'atténuation de la circulation routière en raison des activités d'exploitation du pétrole et du gaz naturel

Exemples de mesures d'atténuation

Parmi les mesures d'atténuation à envisager et à utiliser au besoin, citons les suivantes :

- choisir un itinéraire visant à maximiser la sécurité publique;
- éviter les heures de circulation de pointe, les heures auxquelles circulent les autobus scolaires, les événements communautaires et les périodes tranquilles durant la nuit;
- s'organiser avec les organisations locales d'intervention d'urgence, le ministère des Transports et de l'Infrastructure et l'administration routière locale;
- améliorer et réaménager les routes qui recevront une circulation fréquente;
- aviser le public à l'avance de tout détour ou fermeture de route ou de voie nécessaire;
- fournir des aires de stationnement appropriées à l'écart des routes et des espaces de livraison sur place pour éviter de bloquer la voie ou la route;
- utiliser d'autres méthodes comme le transport par rail ou les conduites temporaires, lorsque la situation s'y prête, pour déplacer l'eau à destination et en provenance des emplacements de puits;
- mettre des indications informant les voyageurs de la présence de véhicules lourds;
- choisir des routes de camionnage qui ne traversent pas de bassins hydrographiques ou de champs de captage municipaux qui agissent comme sources d'approvisionnement municipal en eau;
- fournir des dispositifs de contrôle de la circulation ou des agents formés pour diriger la circulation lors des heures de pointe aux intersections ou sur les tronçons de route qui posent problème;
- fournir une formation propre à l'industrie aux premiers répondants afin qu'ils puissent être prêts à intervenir en cas d'accidents éventuels;
- mener un examen de la sécurité et des activités pour les routes proposées, cet examen pouvant comprendre des engagements à modifier la géométrie, les signaux et la signalisation afin d'atténuer les risques pour la sécurité ou les retards dans les activités;
- veiller à ce que les chargements de terre, de sable, de granulat, de débris de forage et de tout autre matériau similaire soient recouverts afin de diminuer la poussière

ANNEXE 15 : Mesures d'atténuation des impacts sonores pour la construction et l'exploitation de puits de pétrole et de gaz naturel

Exemples de mesures d'atténuation

La liste non exhaustive suivante présente les mesures à considérer et à utiliser, le cas échéant, afin de diminuer le bruit pendant la construction et l'exploitation des puits de pétrole et de gaz naturel :

- mettre en place des matériaux ou des structures intermédiaires comme des réservoirs, des remorques, de la terre végétale en dépôt ou des panneaux acoustiques portatifs entre les sources de bruit et les récepteurs;
- installer des écrans acoustiques temporaires de hauteurs appropriées, selon la modélisation du bruit, autour du lieu de forage et entre une source génératrice de bruit et toute zone périphérique sensible;
- utiliser du matériel de réduction du bruit comme des atténuateurs acoustiques pour hôpitaux, des collecteurs d'échappement ou d'autres écrans de première qualité;
- réserver le nettoyage des tiges de forage (« battage ») aux heures de clarté;
- informer les voisins immédiats des activités bruyantes et du calendrier correspondant afin de diminuer les perturbations qu'ils pourraient subir;
- effectuer le tubage pendant les heures de clarté;
- installer des tuyaux de désaération et les munir d'écrans ou d'atténuateurs;
- limiter les activités de cimentation aux heures de clarté seulement;
- utiliser des colonnes plus grandes ou de plus grand diamètre pour effectuer les tests de torchage;
- installer des dispositifs d'allumage permanents redondants au terminal de la conduite d'écoulement afin de minimiser le bruit causé par le rallumage de torches;
- utiliser des couvre-marteaux en caoutchouc sur les masses pour le débouchage des tiges de forage;
- dévisser la conduite pendant les heures de clarté;
- prévoir les activités de forage et de complétion de façon à éviter les effets simultanés de multiples appareils de forage sur des récepteurs communs;
- limiter les activités de fracturation hydraulique à un seul puits à la fois;
- utiliser du matériel comme des pompes électriques.

ANNEXE 16 : Mesures d'atténuation de l'impact visuel

Exemples de mesures d'atténuation

Les mesures d'atténuation de l'impact visuel possibles à considérer et à utiliser, le cas échéant, dans le cadre du plan d'atténuation de l'impact visuel sont, entre autres, les suivantes :

- éviter de mettre des structures à des endroits où elles gêneront ou masqueront la vue des lignes de crête;
- examiner les répercussions de la conception du bâtiment (hauteur, masse, etc.) sur l'impact visuel du site;
- situer les structures de sorte qu'elles aient le moins d'impact possible sur la vue depuis les propriétés environnantes. Par exemple, éviter les emplacements de type silhouette ou autres emplacements très visibles;
- lors du nivellement et du développement, conserver les éléments naturels saillants comme le relief naturel, les arbres et les bosquets, les cours d'eau et autres ressources similaires;
- effectuer le moins de travaux de remblai et de déblai possible et veiller, dans la mesure du possible, à ce que la topographie existante reste la même;
- peindre les installations de production dans des tons mats, uniformes et sans contraste et en ayant recours à des couleurs assorties au paysage environnant;
- dans la mesure du possible, diriger l'éclairage du site vers le bas et vers l'intérieur du site;
- éviter les projecteurs au sol et les projecteurs muraux ainsi que les luminaires où l'ampoule est à nu;
- installer des luminaires de manière qu'ils n'éclairent pas les voies publiques et les bâtiments avoisinants;
- lorsqu'un éclairage de sécurité s'impose, penser à l'utilisation de lumières activées par des détecteurs de mouvements;
- diminuer la hauteur des torches, conformément aux exigences techniques et de sécurité;
- utiliser des incinérateurs (torches fermées).
- À noter qu'il faut peser la sécurité des ouvriers qui travaillent sur le site du puits relativement aux techniques d'éclairage.

ANNEXE 17 : Restauration des sites d'activités liées au pétrole et au gaz naturel

Introduction

Lorsqu'un site n'est plus nécessaire à une installation pétrolière ou gazière, il doit être restauré de manière que les terres puissent être utilisées à diverses fins, comme c'était le cas avant la construction. Des exigences précises à cet effet sont énoncées ci-après.

Entente avec le propriétaire foncier

Les présentes exigences ne sont pas destinées à se substituer aux exigences relatives à la restauration des sites qui pourraient être établies dans le cadre d'une entente entre un propriétaire foncier et un titulaire de bail. Toute proposition de dérogation ou de modification, par l'exploitant d'installations pétrolières ou gazières, aux exigences de remise en état décrites ci-après doit cependant être accompagnée de la permission écrite du propriétaire foncier.

Il est impossible de lever l'obligation de procéder à une évaluation environnementale du site et de décontaminer l'environnement ou de restaurer certains éléments le composant tels que des cours d'eau et des terres humides – de même que les autres obligations légales imposées par les lois, les permis ou les approbations.

Sauf stipulation contraire dans une entente entre l'exploitant et le propriétaire foncier, tous les frais de restauration du site seront assumés par l'exploitant.

Évaluation du site avant construction

Le paysage (écoulement des eaux, relief, etc.), les sols et la végétation du site doivent être évalués de manière systématique et objective avant le début de la construction. Les renseignements obtenus à l'issue de cette évaluation serviront ensuite à orienter la restauration subséquente du site et à juger de son succès. Les méthodologies acceptables comprennent la consignation et l'utilisation de critères de restauration des sites pour les terres forestières et cultivées élaborés par le ministère de l'Environnement et du Développement durable de l'Alberta.

Échéancier de restauration

Dans les douze mois suivant le colmatage des puits, le propriétaire ou l'exploitation doivent retirer toutes les installations de production ou de stockage, toutes les fournitures et tout l'équipement, y compris les structures durcies (c.-à-d. les fondations en béton) et les pipelines se trouvant sur le site, avant d'entreprendre sa restauration conformément aux présentes exigences.

Les exploitants de puits de pétrole et de gaz naturel doivent procéder à la restauration progressive des plateformes d'exploitation; après que tous les puits prévus sur une plateforme ont été forés et complétés et dans la mesure où aucune autre stimulation n'est prévue, les

portions de la plateforme qui ne servent pas aux têtes de puits et au matériel connexe doivent être restaurées comme on le décrit dans les présentes exigences. Cette restauration initiale doit se dérouler dans les douze mois suivant la complétion du dernier puits sur la plateforme.

Restauration du site – dispositions générales

La restauration du site devrait viser à rétablir les conditions observées lors de l'évaluation du site, avant la construction. Les dispositions générales suivantes devraient également être appliquées :

- a) La terre végétale se trouvant dans l'empreinte de construction d'activités liées au pétrole et au gaz naturel doit être retirée et mise en dépôt en vue d'être remplacée lors de la remise en état du site.
- b) Le remblai importé doit être retiré.
- c) Les pentes de remblais et de déblais doivent par ailleurs être stabilisées, limitant le potentiel d'érosion.
- d) Sur les sites où l'on observait, avant le début de l'activité pétrolière ou gazière, une forme quelconque de végétation, une couverture végétale saine, appropriée du point de vue écologique et ne nécessitant aucune intervention humaine doit être rétablie, en veillant à ce qu'aucune espèce envahissante ou non indigène ne soit utilisée
- e) Les espèces vivaces précédemment cultivées dans des champs agricoles doivent y être réinstaurées.
- f) Les autres terrains doivent être revégétalisés par la plantation d'espèces similaires à celles présentes sur les sols adjacents demeurés intacts.
- g) Aucun débris industriel ou domestique ne peut demeurer sur le site.
- h) Aucun débris de bois de grande taille pouvant être retiré avec un râteau débroussilleur ne peut être laissé sur place.
- i) Le relief du site doit être conforme à celui du terrain adjacent ou compatible avec l'utilisation actuelle ou prévue du terrain.
- j) Toutes les zones compactées par le forage et les activités subséquentes liées au pétrole et au gaz naturel, délaissées après l'achèvement de ces activités, doivent être scarifiées ou défoncées après le retrait du remblai importé, en vue d'en diminuer la compaction avant le remplacement de la terre végétale.
- k) Sur les terres arables, ce genre d'activités de décompactage doit être entrepris lorsque l'humidité du sol au moment du défonçage est peu élevée (inférieure à 35 p. 100 de la capacité au champ). Le sol doit être défoncé à une profondeur de 0,5 mètre à moins qu'on ne se heurte, avant d'avoir atteint cette profondeur, à un substrat rocheux.
- l) La terre végétale mise en dépôt doit être redistribuée à son emplacement original sur le site.
- m) Si la terre végétale s'affaisse dans les douze mois suivant l'achèvement de la restauration, d'autre terre végétale doit être ajoutée dans la dépression, et le terrain doit être renivelé de manière à reconstituer, autant que possible, le relief original.
- n) Si le régime d'écoulement naturel des eaux de surface a été modifié par la tenue de l'activité pétrolière ou gazière, il doit être restauré. Toute structure construite pour traverser un cours d'eau, une zone humide ou un lac doit être démantelée, et son emplacement, laissé dans un état stable.

o) Le drainage de surface et les conduites de drainage souterraines (dans les champs à vocation agricole, par exemple) doivent être rétablis conformément aux régimes, aux orientations et à la capacité de drainage naturels qu'on observait à l'origine, ou être compatibles avec le paysage environnant.

p) Toute installation ou structure laissée en place ne doit pas faire obstacle au drainage de surface naturel ni à la circulation de l'eau.

Évaluation de l'efficacité de la restauration d'un site

Des évaluations du paysage, de la végétation et du sol doivent être réalisées afin de vérifier l'efficacité de la restauration du site. Les méthodologies acceptables pour la consignation des observations requises comprennent l'utilisation des fiches récapitulatives Assessment Tools and Record of Observations élaborées par le ministère de l'Environnement et du Développement durable de l'Alberta et disponibles en ligne.

L'organisme de réglementation décidera d'un calendrier à respecter pour la réalisation de la restauration obligatoire des sites, en consultation avec le propriétaire foncier et l'exploitant.

Évaluation environnementale du site

Dans le cadre du déclassement/de la fermeture d'installations de pétrole et de gaz naturel et de la restauration du site qu'elles occupaient jusque-là (qu'il soit question de plateformes d'exploitation, d'installations de gestion des déchets, de sites touchés par les pratiques de gestion des déchets ou d'autres sites où se sont tenues des activités liées au pétrole et au gaz naturel), une évaluation environnementale du site comprenant le prélèvement d'échantillons dans l'environnement sera exigée et régie par la plus récente version des Lignes directrices sur la gestion des lieux contaminés du Nouveau-Brunswick. Ces lignes directrices exigent la planification d'une mesure corrective, dont la planification de la gestion des déchets, en lien avec les lieux contaminés.

Élimination des contaminants

À moins que le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux n'en décide autrement, le nettoyage des sites contaminés sera régi par la plus récente version des Lignes directrices sur la gestion des lieux contaminés du Nouveau-Brunswick.

ANNEXE 18 : Rayon minimal de notification concernant le projet pour les activités proposées liées au pétrole et au gaz naturel

On entend par distances de notification minimales les distances à l'intérieur desquelles il faut aviser directement les personnes qui résident à proximité d'activités pétrolières ou gazières proposées devant être enregistrées aux fins d'examen, et ce, conformément au *Règlement sur les études d'impact sur l'environnement – Loi sur l'assainissement de l'environnement*. Ces distances se rapportent aux distances à l'intérieur desquelles il faut aviser directement par écrit les locataires et les propriétaires fonciers qui résident à proximité d'un projet d'activités pétrolières ou gazières proposé et peuvent être modifiées par l'organisme de réglementation conformément aux conditions propres au site.

D'autres activités de notification du public telles que des journées portes ouvertes, la publication d'avis dans les journaux, la notification de représentants élus, etc., sont généralement requises en vertu des critères propres au projet établis en consultation avec l'organisme de réglementation. Pour de plus amples renseignements concernant la notification du public et sa participation à l'examen en vue d'une décision aux termes du règlement susmentionné, consulter *Un guide aux études d'impact sur l'environnement au Nouveau-Brunswick (janvier 2018)*.

Distances de notification

Les distances de notification suivantes sont mesurées horizontalement à partir :

- a) du point central d'une installation (plateforme d'exploitation, station de compression, installation de traitement du gaz, etc.);
- b) du centre de l'emprise d'un pipeline ou d'une voie d'accès proposés.

<u>Installations</u>	<u>Distance de notification minimale</u>
Usine de traitement, station de compression ou station de pompage	3 000 mètres;
Plateforme d'exploitation	1 800 mètres;
Pipeline	200 mètres;
Nouvelle voie d'accès	200 mètres;

Notification des gouvernements locaux

Un promoteur doit aviser directement un gouvernement local si : a) des bâtiments ou des structures appartenant à un gouvernement local; b) une aire visée par un plan local; ou c) des terrains se trouvant à l'intérieur des limites du territoire régi par le gouvernement local se trouvent à l'intérieur des rayons de notification susmentionnés.

ANNEXE 19 : Communication de renseignements relatifs au fluide de fracturation et évaluation des risques

Introduction

Les présentes exigences visent à faire en sorte que : a) les substances injectées dans un trou de forage aux fins de fracturation hydraulique soient connues de l'organisme de réglementation; b) une évaluation des risques de tous les ingrédients d'un système de fluide de fracturation pour la santé humaine et l'environnement soit réalisée comme on le décrit ci-après et présentée à l'organisme de réglementation aux fins d'examen; c) les renseignements décrits en a) et en b) soient mis à la disposition du public, comme l'autorisent les lois applicables, conformément aux dispositions précises décrites ci-après.

Définitions

Voici la définition des termes utilisés dans le présent document :

Le terme « additif » désigne les additifs individuels jouant un certain rôle au sein du système de fluide. Ce dernier comprend généralement une combinaison de plusieurs additifs.

Le « fluide de base » est le principal élément entrant dans la composition du système de fluide de fracturation (généralement de l'eau).

Le « système de fluide de fracturation » correspond au fluide acheminé au fond du trou, qui consiste en un ou plusieurs additifs combinés au fluide de base et à un agent de soutènement.

Un « programme de fracturation hydraulique » est un programme composé d'une ou plusieurs étapes de fracturation pour un même trou de forage.

Le terme « ingrédient » désigne les constituants chimiques individuels d'un additif.

Une « évaluation des risques » est une évaluation qui : a) porte sur les propriétés physiques, chimiques et toxicologiques des ingrédients d'un système de fluide de fracturation; b) catégorise les additifs (en fonction de leurs ingrédients) selon leurs répercussions éventuelles sur la santé et l'environnement; c) permet de cerner ceux pour lesquels des vérifications ou des pratiques particulières sont requises afin de réduire les risques pour la santé humaine et l'environnement; d) détermine la nature des mesures proposées en c).

Activités assujetties à la communication

Les présentes exigences en matière de communication s'appliquent au cas par cas à chacun des puits de pétrole ou de gaz où ont lieu des travaux de fracturation, quelle que soit la date de construction initiale du puits.

Une entreprise d'entretien effectuant un traitement de fracturation hydraulique sur un puits ou un fournisseur d'additif utilisé dans ce genre de traitement peut se conformer à ces exigences ou, à défaut, fournir au propriétaire ou à l'exploitant du puits les renseignements nécessaires pour qu'ils y satisfassent.

Échéancier de communication

Communication initiale

Lorsque la fracturation hydraulique est proposée dans le cadre du processus échelonné d'examen de l'étude d'impact environnemental entrepris en vertu du *Règlement sur les études d'impact sur l'environnement – Loi sur l'assainissement de l'environnement*, le promoteur doit présenter autant des éléments énumérés sous « Renseignements requis relativement aux fluides de fracturation hydraulique » (ci-après) que possible.

Au moins 30 jours avant d'entreprendre un programme de fracturation hydraulique, le titulaire d'un permis de forage doit communiquer au ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux les détails prévus pour chacun des éléments énumérés sous « Renseignements requis relativement aux fluides de fracturation hydraulique », ainsi que les résultats de l'évaluation des risques (ci-après). Les autres produits chimiques qui seront utilisés dans le trou de forage, outre ceux utilisés dans un fluide de fracturation hydraulique (les adjuvants du béton, les boues de forage, etc.), doivent également être décrits.

Vérification post-fracturation

Dans les 30 jours suivant l'achèvement ou la suspension d'un programme de fracturation hydraulique, le titulaire d'un permis de forage doit fournir au ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux, s'ils diffèrent des renseignements précédemment fournis, les détails réels de chacun des éléments énumérés sous « Renseignements requis relativement aux fluides de fracturation hydraulique » et « Évaluation des risques » (ci-après).

Envois généraux

Lorsque de multiples étapes de fracturation sont proposées pour un puits donné ou un groupe de puits, les renseignements requis peuvent être fournis en un seul envoi à l'intérieur de chacune des périodes précédemment décrites, couvrant ainsi le programme de fracturation hydraulique dans son ensemble.

Renseignements requis relativement aux fluides de fracturation hydrauliques

Les renseignements requis comprennent notamment :

a) le numéro du permis de forage, le nom de l'exploitant du puits, l'emplacement de ce dernier (latitude et longitude) et sa profondeur (profondeur verticale réelle);

- b) le type de fluide de base et le volume total de fluide de fracturation hydraulique qui seront employés dans le cadre du programme de fracturation hydraulique;
- c) le nom commercial, le nom du fournisseur et l'utilisation de tous les additifs, y compris, sans s'y limiter, les biocides, les agents interrupteurs, la saumure, les inhibiteurs de corrosion, les agents de réticulation, les désémulsifiants, les réducteurs de frottement, les gélifiants, les agents de contrôle du fer, les désoxygénants, les correcteurs d'acidité, les agents de soutènement, les antitartres, les agents de surface, etc.;
- d) le nom chimique et le numéro de registre CAS* de chaque ingrédient;
- e) la concentration maximale de chaque produit chimique dans chaque additif et de chaque additif dans le fluide de fracturation (exprimée en pourcentage);
- f) un résumé de tout changement aux constituants ou aux concentrations des additifs par rapport à ceux précédemment rapportés;
- g) les fiches signalétiques à jour des substances énumérées en d), lorsque ces fiches ont été préparées;
- h) une déclaration indiquant si :
 - (i) on a utilisé des ingrédients chimiques pour lesquels aucune fiche signalétique n'était disponible;
 - (ii) une exemption à la communication du nom ou de la concentration d'un produit chimique [points d) et e)] a été obtenue en vertu des lois fédérales canadiennes (c.-à-d. de l'article 11 de la *Loi sur le contrôle des renseignements relatifs aux matières dangereuses***);
 - (iii) pareille exemption a été obtenue aux termes de la *Loi sur le droit à l'information et la protection de la vie privée*.

S'il advenait qu'une exemption soit accordée en vertu des points ii) ou iii) qui précèdent, les renseignements décrits aux points d) et e) (ainsi que tout autre renseignement exigé ci-dessus) doivent tout de même être présentés au ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux. Ces renseignements seront toutefois tenus confidentiels par le Ministère, sauf si le ministre de l'Environnement et des Changements climatiques ou celui de la Santé estime que la communication à un professionnel tiers (premier répondant, professionnel de la santé, spécialiste de la restauration des sites) est nécessaire afin de protéger la santé du public, sa sécurité ou l'environnement, conformément au paragraphe 22(5) de la *Loi sur le droit à l'information et la protection de la vie privée*.

**Un numéro de registre CAS est un identifiant numérique qui tient lieu de convention d'appellation pour les produits chimiques. Il permet d'identifier d'une seule et même manière une substance chimique qui pourrait être connue sous plusieurs noms.*

***Au Canada, tout fournisseur tenu de communiquer la dénomination chimique ou la concentration des ingrédients d'un produit contrôlé en vertu des dispositions prévues par la Loi sur les produits dangereux peut, s'il considère ces renseignements comme des renseignements commerciaux confidentiels, demander à être exempté de cette exigence en déposant une demande de dérogation aux termes de la Loi sur le contrôle des renseignements relatifs aux matières dangereuses du gouvernement fédéral.*

Évaluation des risques

Le titulaire d'un permis de forage doit fournir les résultats d'une évaluation des risques potentiels, sur la santé et l'environnement, de chacun des additifs qui sera employé, décrivant les pratiques et les vérifications opérationnelles qui seront utilisées pour la gestion de ces risques. Pour s'acquitter de cette obligation, il peut recourir à une méthodologie comme l'outil informatisé d'évaluation des risques développé pour l'Association canadienne des producteurs pétroliers.

Déclaration du volume de reflux

Dans les 120 jours suivant l'achèvement du programme de fracturation hydraulique, le titulaire de permis doit fournir au ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux une estimation du volume de fluides injecté revenu à la surface et du volume demeuré dans la formation en date du 90^e jour après la clôture du programme.

Échéancier et méthode de communication au public

Dans les 30 jours suivant l'achèvement du programme de fracturation hydraulique, enfin, le titulaire d'un permis de forage doit publier les rapports post-fracturation hydraulique sur un site Web tiers accessible au public comme le www.FracFocus.ca* et fournir, sur demande, une copie papier de ces renseignements. Le titulaire du permis de forage n'a pas à communiquer les renseignements exemptés de la communication au public en vertu de la *Loi sur le droit à l'information et la protection de la vie privée*, mais la liste des ingrédients doit indiquer « nom de l'ingrédient chimique omis » accompagné de sa fonction.

**Un registre des produits chimiques utilisés lors de la fracturation hydraulique, accessible en ligne (www.fracfocus.org) [en anglais seulement], a été lancé en avril 2011 en tant que projet conjoint du Ground Water Protection Council et de l'Interstate Oil and Gas Compact Commission. Le public peut, sur ce site, obtenir des renseignements sur les produits chimiques utilisés dans la fracturation hydraulique de puits de pétrole et de gaz naturel donnés, partout aux États-Unis. Une version canadienne de ce site Web (www.fracfocus.ca) [en anglais seulement] a été mise en ligne en janvier 2012 par le gouvernement de la Colombie-Britannique.*

DÉFINITIONS

Voici la définition des termes utilisés dans le présent document :

Annulaire (espace annulaire) : Espace (écart) en forme d'anneau se trouvant entre l'extérieur du tubage et la paroi du puits de forage ou entre deux couches du tubage qui le chevauche.

Batterie : Système ou disposition de réservoirs ou d'autre matériel de surface destinés à recevoir la production d'au moins un puits de pétrole ou de gaz avant le transport du produit, notamment les séparateurs, les déshydrateurs, les réservoirs de stockage, les pompes, les compresseurs et tout autre équipement de surface par lequel les fluides (p. ex. le pétrole, le gaz naturel, l'eau produite) d'un puits sont séparés, mesurés et stockés.

Éruption : Débit incontrôlé de fluides d'un réservoir (eau, pétrole ou gaz) dans un puits de forage, que ces fluides atteignent ou non la surface.

Cloche de repêchage à coins : Partie de la tête de puits (partie supérieure du puits) qui a pour fonction de sécuriser et de sceller la partie supérieure de la colonne de tubage et qui sert de point d'ancrage pour la tête de puits.

Siège de tubage : Endroit où la partie inférieure d'un segment (colonne) de tubage est cimentée à l'intérieur d'un puits.

Sabot de tubage : Collier de métal fixé à la partie inférieure d'un segment (colonne) de tubage de puits.

Colonne de tubage : Segment complet de tubage de puits (tubage de surface, tubage intermédiaire ou tubage de production) composé de plusieurs sections de tube qui sont généralement unies par des raccords filetés.

Évent de tubage : Raccord entre l'air extérieur et l'annulaire.

Diagraphie d'évaluation du ciment : Méthode permettant de vérifier l'intégrité du ciment dans un puits de gaz ou de pétrole. La diagraphie d'adhérence du ciment, dans laquelle les renseignements obtenus à partir de signaux acoustiques transmis le long du tubage servent à mesurer l'adhérence entre le ciment et le tube et le ciment et la formation, en est un exemple.

Sommet du ciment : Niveau le plus élevé du ciment dans un annulaire.

Diagraphie d'établissement du sommet du ciment : Méthode permettant d'établir le niveau le plus élevé du ciment dans un annulaire.

Centreur : Objet placé dans le puits de forage pour positionner (centrer) la colonne de tubage à l'intérieur du puits dans le but de veiller à ce que le tubage soit entouré de ciment. Les centreurs

sont composés de deux courroies qui s'ajustent très fermement au tube grâce à des nervures à ressorts d'acier qui s'appuient contre les parois du puits de forage.

Arbre de Noël : Assemblage de valves et de raccords, situé dans la partie supérieure d'un puits de pétrole ou de gaz, servant à contrôler le débit du puits.

Méthode de circulation : Pompage d'un volume d'eau douce à l'intérieur du tubage de puits (après le pompage, dans l'annulaire, d'un volume de ciment suffisant pour le remplir) jusqu'à ce que le ciment formant le tubage atteigne un niveau précis dans l'espace annulaire.

Circuit fermé de fluide de forage (parfois appelé « système de boue fermé » ou « système sans fosse ») : Système de gestion du fluide de forage (boue de forage) qui élimine la nécessité d'avoir recours à des fosses excavées. Les fosses sont remplacées par une série de réservoirs de stockage qui séparent les fluides et les solides et qui favorisent le recyclage des fluides de forage.

Complétion : Préparation d'un puits en prévision de la production. Cette étape exige de retirer tout le matériel de forage, de stimuler le puits (p. ex. par fracturation hydraulique) et d'installer des valves et d'autres dispositifs de réglage du débit.

Conditionnement : Nettoyage et préparation d'un puits de forage avant la cimentation.

Tubage initial : Tubage installé et cimenté dans un puits pour permettre au puits de fonctionner comme une conduite et pour en faciliter le contrôle pendant le forage du trou dans lequel sera introduit le tubage de surface.

Tube-guide : Tube vertical installé dans un puits et servant à empêcher l'affaissement du sol près de la surface du puits de forage et à conduire la boue de forage (fluide) depuis le fond du puits de forage jusqu'à la surface une fois le forage amorcé. Le tube-guide est doté d'un sceau qui empêche l'eau de s'infiltrer dans le puits de forage, mais qui ne sert pas au contrôle du puits.

Source d'approvisionnement en eau publique désignée : Champ de captage ou bassin hydrographique visés par les dispositions du Décret de désignation du secteur protégé de bassins hydrographiques ou du Décret de désignation du secteur protégé du champ de captage afférents à la Loi sur l'assainissement de l'eau.

Appauvrissement : Diminution de la qualité de l'eau en fonction des paramètres chimiques, physiques et bactériologiques qui pourraient être compromis par la prospection sismique ou par le forage, la complétion, l'exploitation et le déclassement d'un puits de prospection ou de production pétrolière ou gazière. La diminution est signalée par : a) une comparaison des prélèvements d'échantillons de l'eau d'un puits avant et après les activités; b) une comparaison des résultats des analyses de l'eau d'un puits avec les valeurs normales de la variation de la qualité de l'eau selon l'aquifère évalué (avec renvoi aux sources d'information, comme la base de données sur la qualité de l'eau du ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux et l'Atlas de la composition géochimique de l'eau souterraine au Nouveau-Brunswick); c) un examen

des substances entreposées, utilisées ou produites au site de prospection sismique ou à la plateforme d'exploitation, notamment les substances utilisées dans le puits de forage ou trouvées dans des formations géologiques fracturées par le puits de forage ou par les fractures produites.

Défecteur : Système permettant de déverser les fluides (le pétrole, le gaz, l'eau de formation) loin de l'appareil de forage (p. ex. au moment de la venue).

Déblais de forage : Copeaux et petits fragments de roche que le fluide de forage fait remonter à la surface lors du forage d'un puits de pétrole ou de gaz. Ces déblais sont emportés jusqu'à la surface par le fluide de forage.

Fluide de forage (boue de forage) : Fluide qui est versé par pompe dans un puits de forage pour refroidir et lubrifier le trépan. Après avoir atteint le trépan, le fluide remonte généralement à la surface du puits.

Reforer : Forer un trou dans les bouchons de béton d'une colonne de tubage.

Engin de forage : Matériel utilisé pour forer un puits d'essai stratigraphique ou un puits de gaz ou de pétrole.

Habitation : Toute résidence occupée de façon permanente ou saisonnière, située et construite conformément à toutes les lois applicables, à tous les codes du bâtiment et à tous les règlements. Ne sont pas compris la résidence d'un employé, un dortoir ou un campement lié à une activité pétrolière ou gazière.

Puits d'exploration/de délimitation : Puits dans lequel on a foré ou situé près d'une zone de potentiel gazier ou pétrolier connu ou soupçonné, en vue d'évaluer davantage son potentiel. Ce puits peut devenir un puits de production ou de développement et faire l'objet d'une fracturation hydraulique.

Zone inondable : Plaine cartographiée ayant une crue centenaire, ou toute autre zone susceptible d'être inondée qui pourrait être définie par l'organisme de réglementation à la lumière des données provenant de cartes de risques des zones côtières, d'archives historiques, etc.

Eau de reflux : Eau produite par un puits, depuis le forage initial jusqu'à l'abandon ou au stade de production du puits. Lorsqu'un puits a été stimulé par fracturation hydraulique, l'eau de reflux est habituellement composée d'un mélange de fluides issus de la fracturation et d'eau de formation.

Essai d'intégrité de la formation : Essai de pression servant à déterminer si la formation géologique et le sabot de tubage peuvent supporter la pression maximale anticipée pendant le forage de la prochaine section du trou de forage.

Essai de pression de puits : Essai de pression servant à établir la force d'une formation géologique et à établir la pression maximale permise pouvant être employée pendant le forage pour éviter que le liquide de forage ne s'infiltré dans les formations environnantes.

Eau de formation : Eau se trouvant à l'état naturel dans les formations géologiques. L'eau de formation qui remonte à la surface avec le pétrole et le gaz s'appelle eau produite.

Demi-longueur de la fracture : Distance radiale séparant le trou de forage en question et l'extrémité extérieure d'une fracture propagée par fracturation.

Migration de gaz (MG) : Débit de gaz détectable à la surface, à l'extérieur de la colonne de tubage la plus éloignée (souvent appelée « migration externe » ou « suintement »). Une MG est considérée grave s'il y a présence d'un risque d'incendie, d'un danger pour la sécurité publique ou d'un dommage écologique, comme la contamination de l'eau souterraine. On considère qu'une MG est sans gravité lorsqu'elle n'a pas été classée comme une migration grave.

Conduite de collecte : Pipeline utilisé pour le transport du pétrole ou du gaz brut des puits individuels à l'usine de conditionnement ou au pipeline principal.

Fracturation hydraulique à haut volume : Activité de complétion d'un puits au cours de laquelle le volume de fluides de base injectés est supérieur à 1 000 mètres cubes pendant l'une ou l'autre des étapes d'un programme de fracturation hydraulique.

Fracturation hydraulique (parfois appelée « fracturation ») : Injection d'un liquide ou d'un fluide gazeux (eau, azote, polymère ou fluide à base de pétrole, comme le propane) à une pression suffisamment élevée pour pouvoir fracturer ou faire craquer la roche dans la zone cible. La fracturation hydraulique est une méthode servant à stimuler la production d'une formation à faible perméabilité par l'application d'une pression très élevée sur la face de la formation rocheuse, ce qui amène la couche à fendre.

Programme de fracturation hydraulique : Programme composé d'une ou plusieurs étapes de fracturation pour un même trou de forage.

Diagraphie : Image issue d'une procédure (résistivité, imagerie acoustique, etc.) d'imagerie des parois d'un puits de forage.

Source d'approvisionnement en eau individuelle : Voir « source d'approvisionnement en eau privée ».

Tubage intermédiaire : Tubage de puits en acier placé à l'intérieur du tubage de surface et à l'extérieur du tubage de production. Ce tubage est utilisé pour assurer le contrôle de puits ou pour protéger les eaux souterraines non salées.

Robinet de tige carrée de forage : Valve utilisée pour protéger l'équipement du puits de la pression élevée.

Venue : Entrée d'eau, de gaz ou de pétrole dans le puits provenant d'une formation géologique environnante lors du forage. La venue survient lorsque la pression exercée par le poids du fluide de forage sur le puits est moins importante que celle exercée par les fluides se trouvant dans la formation forée.

Permis de recherche : Permis délivré conformément au Règlement sur les permis de recherche et les baux afférent à la Loi sur le pétrole et le gaz naturel et permettant au titulaire de faire de la prospection pour trouver du pétrole ou du gaz naturel.

Colonne : Colonne de tubage qui n'atteint pas le haut du puits de forage, mais qui est plutôt ancrée ou suspendue depuis le bas d'une autre colonne.

Source d'approvisionnement en eau publique non désignée : Champ de captage ou bassin hydrographique qui ont été délimités, mais qui ne sont pas encore visés par les dispositions du Décret de désignation du secteur protégé de bassins hydrographiques ou du Décret de désignation du secteur protégé du champ de captage afférents à la Loi sur l'assainissement de l'eau.

Eau souterraine non salée : Eau souterraine ayant une concentration de solides dissous totale de moins de 15 000 mg/L (ou 15 000 ppm). Cette eau comprend l'eau potable se trouvant dans une nappe phréatique peu profonde qui fait partie du cycle hydrologique et ne comprend habituellement pas l'eau des aquifères plus profonds et isolés de la surface.

Activité liée au pétrole et au gaz naturel :

- a) prospection géophysique comprenant le forage d'un puits d'essai stratigraphique ou d'un puits de forage stratigraphique;*
- b) forage et complétion (p. ex. fracturation hydraulique) d'un puits de pétrole ou de gaz;*
- c) production, collecte et traitement du pétrole, du gaz naturel ou des deux, en aval d'une raffinerie; et d) fermeture des puits et assainissement des lieux.*

Installation de pétrole et de gaz naturel : Installation utilisée dans le cadre d'activités liées au pétrole et au gaz naturel, y compris un puits de pétrole ou de gaz, une plateforme d'exploitation et tout matériel connexe servant à la prospection ou à la production pétrolière ou gazière, une batterie, une conduite de collecte, un réservoir ou une retenue, une usine de conditionnement du gaz ou une station de compression.

Puits de pétrole ou de gaz : Puits construit pour croiser une couche pétrolifère ou gazifère dans le but de faire la prospection ou la production du pétrole ou du gaz naturel. Il peut s'agir d'un « puits d'exploration/de délimitation » ou d'un « puits de production/de développement », mais pas d'un « puits d'essai stratigraphique ».

Exploitant : Titulaire d'une licence, d'un permis, d'un certificat de décision ou d'une approbation délivré par l'organisme de réglementation dans le but d'entreprendre une activité liée au pétrole ou au gaz naturel, de construire ou d'exploiter une installation de pétrole et de gaz naturel.

Garniture d'étanchéité : Dispositif gonflable servant à obturer un puits de forage ou un annulaire.

Débit naturel minimal : Débit d'une rivière ou d'un cours d'eau qui doit obligatoirement s'écouler à une prise d'eau (c.-à-d. demeurer dans le cours d'eau) durant le retrait d'eau.

Récipient de forage poli : Section du tubage conçue de sorte à en faciliter le raccordement à une colonne de raccordement.

Puits de production/de développement : Puits foré à l'intérieur d'un champ de pétrole ou du gaz établi à des fins de production. Ce puits peut faire l'objet d'une fracturation hydraulique.

Source d'approvisionnement en eau privée communale : Source d'approvisionnement en eau qui dessert plus d'un utilisateur (p. ex. : terrain de camping, mini-parc de maisons mobiles, subdivision résidentielle, etc.).

Source privée d'approvisionnement en eau individuelle : Source d'approvisionnement en eau qui dessert un seul utilisateur (p. ex., une habitation individuelle).

Source d'approvisionnement en eau privée industrielle, commerciale ou agricole : Source d'approvisionnement en eau utilisée à des fins industrielles, commerciales ou agricoles (p. ex., pour un moulin, une usine, des installations d'aquaculture, une entreprise, etc.) et dont l'utilisation pourrait être destinée à la consommation (eau potable) ou non.

Source d'approvisionnement privée : Voir « source d'approvisionnement en eau privée communale », « source d'approvisionnement en eau privée industrielle, commerciale ou agricole » et « source privée d'approvisionnement en eau individuelle ».

Eau produite : Eau qui se retrouve dans les formations géologiques souterraines et qui remonte à la surface avec le pétrole et le gaz naturel pendant la production d'hydrocarbures.

Tubage de production : Portion du tubage de puits en acier qui traverse les formations géologiques riches en pétrole et en gaz naturel.

Colonne de production : Colonne de tubage qui sert à la production pétrolière et gazière, qui n'atteint pas le sommet du puits de forage, mais qui est plutôt ancrée ou suspendue depuis la partie inférieure de la colonne précédente (à l'intérieur).

Agent de soutènement : Matière contenue dans un fluide de fracturation hydraulique qui maintient les fractures créées par la fracturation hydraulique ouvertes afin de permettre au gaz ou au pétrole de s'écouler vers le trou de forage.

Zone poreuse : Zone qui : a) contient des carbonates présentant une porosité efficace supérieure à 1 p. 100; b) contient du grès présentant une porosité efficace supérieure à 3 p. 100; c) présente une production de déviation, quelle que soit la porosité; ou d) permet la récupération des fluides de formation, pendant l'essai en cours de forage, à raison de plus de 300 mètres linéaires ou des volumes de gaz supérieurs à 300 mètres cubes.

Source d'approvisionnement en eau publique et détenue par la Couronne : Source d'approvisionnement en eau détenue ou exploitée par une municipalité ou la Couronne aux droits de la province et qui n'est pas une « source d'approvisionnement en eau désignée » ou une « source d'approvisionnement en eau publique non désignée »; une telle source peut notamment desservir des foyers de soins, des hôpitaux, des écoles, des parcs, etc.

Source d'approvisionnement en eau publique : Voir « source d'approvisionnement en eau publique désignée », « source d'approvisionnement en eau publique non désignée » et « source d'approvisionnement en eau publique et détenue par la Couronne ».

Méthode de la pompe et du bouchon : Technique selon laquelle on place des bouchons de ciment aux intervalles appropriés le long du puits de forage.

Promoteur : Personne qui a l'intention d'entreprendre une activité liée au pétrole ou au gaz naturel ou de construire ou d'exploiter une installation de pétrole ou de gaz naturel, mais qui n'a pas encore reçu, à cette fin, une licence, un permis, un certificat de décision ou une autorisation de la part de l'organisme de réglementation.

Terre humide d'importance provinciale : Terre humide d'importance provinciale, nationale ou internationale signalée sur la carte des terres humides d'importance provinciale de l'Explorateur GeoNB.

Professionnel qualifié : Personne qui détient suffisamment de connaissances et d'expérience pour exécuter la fonction exigée.

Ingénieur ou géoscientifique qualifié : Ingénieur ou géoscientifique autorisé à exercer par l'Association des ingénieurs et des géoscientifiques du Nouveau-Brunswick.

Terre humide réglementée : Terre humide signalée sur la carte des terres humides réglementées de l'Explorateur GeoNB ou sur la carte des terres humides d'importance provinciale de l'Explorateur GeoNB. Aux fins de mise en application des règlements, le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux réglemente à présent les terres humides qui y sont indiquées.

Organisme de réglementation : Ministère ou organisme gouvernemental compétent.

Enceinte de confinement secondaire : Un ou plusieurs éléments parmi les suivants : digues, bermes, cadres, puisards ou tout autre matériel ou structure pouvant contenir les fuites et déversements dans un réservoir, une cuve, une citerne ou une enceinte. L'enceinte de confinement secondaire doit : a) être suffisamment imperméable et pouvoir contenir la matière déversée jusqu'à ce qu'elle puisse être retirée ou traitée; b) être compatible avec les matières résiduelles ou les déchets entreposés ou utilisés dans l'enceinte de confinement. Elle peut en outre entourer l'ensemble du site (p. ex. une plateforme d'exploitation ou une zone de stockage et de traitement des liquides) ou encore un réservoir, une cuve ou une citerne, voire plusieurs. Cette enceinte doit être suffisamment grande pour contenir 110 p. 100 de la capacité du plus important réservoir ou encore de tous les réservoirs raccordés (si la capacité de ce dernier est plus importante).

Point source sismique : Endroit où une énergie cinétique est appliquée au sol (p. ex. un trou de tir ou une vibrosismique).

Fracturation hydraulique à faible profondeur : Fracturation hydraulique ciblant une zone située à moins de 600 mètres sous la surface (profondeur verticale réelle) ou à toute autre profondeur fixée par l'organisme de réglementation selon la géologie du site.

Trou de tir : Trou foré, dans lequel on insère une charge explosive dans le cadre d'un programme de prospection sismique.

Gaz sulfureux : Gaz naturel contenant des concentrations de sulfure d'hydrogène qui présenteraient des risques pour la santé, advenant une fuite de gaz naturel.

Vanne d'intervention d'urgence : Vanne située dans la partie supérieure du puits et pouvant être fermée afin de juguler un débit de puits imprévu.

Gaz isolé : Substance gazeuse qui migre d'une installation ou d'un puits de pétrole ou de gaz vers un endroit où elle pourrait être dangereuse.

Puits de forage stratigraphique ou puits d'essai stratigraphique : Puits foré dans le but d'identifier et d'évaluer la géologie de subsurface d'une zone. Ce puits n'est pas utilisé pour la production de gaz naturel ou de pétrole, et aucune fracturation hydraulique n'y est effectuée.

Trou de surface : Trou foré pour permettre l'installation du tubage de surface.

Tubage de surface : Tubage d'acier se trouvant à l'intérieur du tubage initial ou du tube-guide. Il s'agit d'une structure permanente du puits qui s'étend du sol à une profondeur précise. La principale fonction de ce tubage est de protéger l'eau souterraine non salée.

Débit provenant de l'évent de tubage de surface (DETS) : Débit de gaz, de liquide ou de toute combinaison de gaz ou de liquide hors de l'annulaire entre le tubage de surface et le prochain revêtement intérieur.

Colonne de raccordement : Section de tubage s'étendant entre un récipient de forage poli et la surface (tête de puits). La colonne de raccordement n'est pas cimentée en place et peut servir à assurer la pression nécessaire dans le puits pendant la fracturation hydraulique.

Rapport de forage : Données relatives au forage recueillies par un système d'enregistrement électronique automatisé rattaché à un appareil de forage.

Manœuvre complète du train de tiges : Opération de montée et de redescente du train de tiges dans le trou de forage (p. ex. parce que le trépan est émoussé ou encore parce qu'il a cessé de forer efficacement et qu'il doit être remplacé).

Tige de production : Tuyau de petit diamètre placé à l'intérieur du tubage pour acheminer le fluide de fracturation ou le pétrole et le gaz et pour aider à contrôler le puits.

Profondeur verticale réelle : Distance verticale depuis un point précis situé à l'intérieur du puits de forage jusqu'à la surface, abstraction faite de la longueur du puits de forage. (On désigne par « profondeur mesurée » la longueur du puits).

Pétrole et gaz non classiques : Pétrole ou gaz trouvé dans une roche sédimentaire à grains très fins (le schiste ou le grès par exemple) et fermement coincé dans de très petits espaces et nécessitant des technologies avancées, y compris la fracturation hydraulique et le forage dirigé, pour pouvoir la forer et en extraire le pétrole ou le gaz.

Formation non classique : Formation géologique comprenant du pétrole ou du gaz non classique. Au Nouveau-Brunswick, on compte la formation de grès Hiram Group et la formation de schiste Frederick Brook parmi ce type de formation.

Camion aspirateur : Camion muni d'un puissant aspirateur et d'un réservoir de collecte et servant à recueillir, à confiner et à transporter des liquides.

Méthode vibrosismique : Méthode de prospection sismique utilisant une plaque vibrante montée sur un camion et placée en contact avec le sol.

Cours d'eau : Cours d'eau tel que défini par la Loi sur l'assainissement de l'eau. Dans l'interprétation de cette définition, le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux désigne comme cours d'eau tout canal encaissé ou plan d'eau stagnante en contact avec l'atmosphère et ayant un lit contenant un substrat minéral ou organique exposé, que le débit ou la présence d'eau soit permanent, intermittent ou éphémère. La définition comprend la pleine largeur et la pleine longueur du canal ou plan d'eau, dont le lit, les berges et les côtés. Elle comprend aussi les parties des tranchées qui sont aux abords des routes et des chemins de fer qui traversent le cours d'eau et lui permettent de s'écouler de l'emprise. Or, la définition ne comprend pas les autres portions des tranchées aux abords de routes et de chemins de fer ni les tranchées excavées pour les besoins agricoles.

Approvisionnement en eau : Puits d'eau ou point d'eau de surface utilisé comme source d'eau potable ou à des fins industrielles, agricoles ou commerciales.

Puits de forage : Partie d'un puits de pétrole ou de gaz qui a été forée.

Tête de puits : Partie d'un puits de pétrole ou de gaz complété située à la surface du sol. La tête est généralement composée d'une série de valves et de tuyaux servant à contrôler la pression.

Permis de forage : Permis de construction d'un puits de pétrole ou de gaz délivré en vertu de la Loi sur le pétrole et le gaz naturel.

Plateforme d'exploitation : Zone occupée par le puits de pétrole ou de gaz et le matériel connexe, y compris la tête de puits et la batterie.

Terre humide : Terre humide aux termes de la définition figurant dans la Loi sur l'assainissement de l'eau. Dans l'interprétation de cette définition, le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux réglemente à présent les terres humides signalées sur la carte des terres humides réglementées de l'Explorateur GeoNB ainsi que celles figurant sur la carte des terres humides d'importance provinciale de l'Explorateur GeoNB.

Zone critique de ciment : i) Partie inférieure (équivalent à 20 p. 100) d'une colonne de tubage de surface mesurant plus de 90 mètres; ii) zone de ciment qui atteint la surface de la terre dans le cas d'une colonne de tubage mesurant 90 mètres ou moins; iii) toute autre zone désignée à cette fin par l'organisme de réglementation.*

**Dans la mesure où la zone n'est pas supérieure à 300 mètres ni inférieure à 90 mètres de longueur.*