

A large, thick, orange curved graphic that starts on the left side of the page and curves towards the right, tapering off.

**Gestion environnementale responsable des activités gazières
et pétrolières au Nouveau-Brunswick**

Recommandations soumises aux fins de discussion publique

Groupe de travail sur le gaz naturel du Nouveau-Brunswick

Mai 2012

AVANT-PROPOS

En janvier 2011, le gouvernement du Nouveau-Brunswick a créé un Comité directeur sur le gaz naturel et lui a confié le mandat de préparer un plan d'action pour veiller à ce que toute expansion de l'industrie du gaz naturel dans la province soit effectuée d'une manière responsable et prudente. Dans cette perspective, le Comité directeur a créé le Groupe de travail sur le gaz naturel composé d'experts issus du gouvernement provincial et lui a donné pour tâche l'élaboration d'un plan d'action.

Le présent document de discussion a été préparé par le Groupe de travail sur le gaz naturel dans le cadre du plan d'action susmentionné. Il présente douze principes clés nécessaires pour réaliser une gestion environnementale responsable, à la fois des activités gazières et des activités pétrolières au Nouveau-Brunswick et comprend une série de recommandations permettant de les mettre en œuvre.

Ces recommandations sont maintenant publiées dans le but de susciter les commentaires du public.

Les recommandations figurant dans ce document de discussion ne sont pas le fruit d'un seul auteur, mais ont été préparées à la lumière de conseils qu'ont prodigués un large éventail de NéoBrunswickois lors du forum provincial sur le gaz naturel, qui a eu lieu le 23 juin 2011, ainsi que de commentaires présentés par des ministères et organismes provinciaux. Le Groupe de travail a en outre tiré des renseignements précieux au cours de l'examen d'études scientifiques, de critiques, de normes en matière de modèle, de pratiques de gestion exemplaires et de régimes de réglementation en place dans d'autres provinces, territoires et états nord-américains.

Le Groupe de travail tient à remercier tous ceux qui prendront le temps d'examiner et de commenter les propositions du document de discussion.

Le Groupe de travail sur le gaz naturel du Nouveau-Brunswick
Mai 2012

Table des matières

Contents

Avant-propos

INTRODUCTION 8

DÉFINITIONS 11

LISTE DE RECOMMANDATIONS 17

1.0 EXAMEN DES INQUIÉTUDES POTENTIELLES EN LIEN AVEC LES LEVÉS GÉOPHYSIQUES (SISMIQUES) 17

1.1. AUGMENTATION DE LA DISTANCE PAR RAPPORT AUX SOURCES D'ÉNERGIE EXPLOSIVE 17

1.2. PROTECTION DE L'EAU DE SURFACE ET DE L'EAU SOUTERRAINE 17

1.3. AMÉLIORATION DES MESURES VISANT À CONTENIR L'EAU DANS LES TROUS DE TIR 17

1.4. DÉCOUVERTE D'UN GAZ DANS UN TROU DE TIR 17

1.5. COLMATAGE ET FERMETURE DES TROUS DE TIR 18

2.0 MAINTIEN DES CONTAMINANTS POTENTIELS DANS LE PUIIS DE FORAGE 19

2.1. UTILISATION DE FLUIDES DE FORAGE PRESCRITS LORS D'UN FORAGE DANS DE L'EAU SOUTERRAINE
PEU PROFONDE (NON SALÉE) 19

2.2. TUBAGE – DISPOSITIONS GÉNÉRALES 19

2.3. TUBAGE – CAPACITÉ DE PRESSION ET ÂGE 19

2.4. TUBAGE – JOINTS 20

2.5. TUBAGE – ÉVÉNEMENTS DE TUBAGE DE SURFACE 20

2.6. TUBAGE – UTILISATION DU TUBE-GUIDE ET DU TUBAGE INITIAL 21

2.7. TUBAGE – PROFONDEUR DU TUBAGE DE SURFACE 21

2.8. TUBAGE – BARRIÈRE DE PROTECTION MINIMALE 22

2.9. TUBAGE – UTILISATION D'UNE COLONNE DE PRODUCTION 22

2.10. CIMENTATION D'UN PUIIS – DISPOSITIONS GÉNÉRALES ET NORMES 23

2.11. CIMENTATION D'UN PUIIS – CENTREURS 24

2.12. CIMENTATION D'UN PUIIS – AMPLEUR DU CIMENT DU TUBAGE INITIAL 24

2.13.	CIMENTATION D'UN PUIIS – AMPLEUR DU CIMENT DU TUBAGE DE SURFACE	25
2.14.	CIMENTATION D'UN PUIIS – AMPLEUR DU CIMENT DU TUBAGE INTERMÉDIAIRE	25
2.15.	CIMENTATION D'UN PUIIS – AMPLEUR DU CIMENT DU TUBAGE DE PRODUCTION	25
2.16.	CIMENTATION D'UN PUIIS – LOCALISATION DU SOMMET DU CIMENT ET CIMENTATION CORRECTIVE	26
2.17.	CIMENTATION D'UN PUIIS – PÉRIODE DE PRISE (ATTENTE) ET RÉSISTANCE REQUISE	26
2.18.	CIMENTATION D'UN PUIIS – ESSAIS ET ÉVALUATION	27
2.19.	CIMENTATION D'UN PUIIS – TÉMOIN ET NOTIFICATION	28
2.20.	PLANS DE TUBAGE ET DE CIMENTATION	29
2.21.	ESSAI DE PRESSION SUR LE PUIIS ET L'ÉQUIPEMENT DE SURFACE	29
2.22.	PLAN DE TRAITEMENT DE FRACTURATION HYDRAULIQUE	30
2.23.	LISTE DE VÉRIFICATION ET ATTESTATION PRÉALABLES À LA FRACTURATION HYDRAULIQUE	30
2.24.	SURVEILLANCE DE LA PRESSION, PRESSION MAXIMALE PERMISE ET CESSATION DE LA FRACTURATION EN RAISON D'ÉVÉNEMENTS INATTENDUS	30
2.25.	CESSATION NÉCESSAIRE DES ACTIVITÉS POUR PROTÉGER LA SANTÉ, LA SÉCURITÉ ET L'ENVIRONNEMENT	31
2.26.	RECOURS À UN PERSONNEL ACCRÉDITÉ EN CONTRÔLE DES PUIIS	31
2.27.	AMÉLIORATION DES EXIGENCES EN MATIÈRE DE CERTIFICATION ET DE FORMATION POUR LES EXPLOITANTS (HABILITÉS TECHNIQUES)	32
2.28.	ACTIONNEUR DE PRÉVENTION DES ÉRUPTIONS À DISTANCE	32
2.29.	MESURES AMÉLIORÉES DE PROTECTION CONTRE LES ÉRUPTIONS	32
2.30.	LIGNES DIRECTRICES POUR L'ENQUÊTE ET L'INTERVENTION EN MATIÈRE DE GAZ ISOLÉ	32
2.31.	EXIGENCES AMÉLIORÉES EN MATIÈRE D'OBTURATION ET DE FERMETURE DES PUIIS	33
2.32.	FLUIDES ET TECHNOLOGIES DE FRACTURATION HYDRAULIQUE	33
3.0	ÉVALUATION DU CONFINEMENT GÉOLOGIQUE À L'EXTÉRIEUR DU PUIIS DE FORAGE	33
3.1.	ÉVALUATION DU CONFINEMENT GÉOLOGIQUE AVANT DE PROCÉDER À LA FRACTURATION HYDRAULIQUE	33
3.2.	ANALYSE DE LA RÉACTION DES FORMATIONS GÉOLOGIQUES À LA FRACTURATION HYDRAULIQUE	34
3.3.	RESTRICTIONS ET EXIGENCES PARTICULIÈRES À RESPECTER EN CE QUI A TRAIT À LA FRACTURATION HYDRAULIQUE À FAIBLE PROFONDEUR	34
4.0	GESTION DES DÉCHETS ET MISE EN PLACE DE MESURES POUR MAINTENIR LES CONTAMINANTS POTENTIELS DANS LA PLATEFORME D'EXPLOITATION	35

4.1.	CONSTRUCTION DES PLATEFORMES D'EXPLOITATION	35
4.2.	UTILISATION DE SYSTÈMES DE BOUE DE FORAGE « BOUCLE FERMÉE »	36
4.3.	CONFINEMENT D'URGENCE DU FLUIDE DE FRACTURATION HYDRAULIQUE	36
4.4.	PLAN DE GESTION DES DÉCHETS	36
4.5.	LIGNES DIRECTRICES POUR LA GESTION DES DÉCHETS – GÉNÉRALITÉS	36
4.6.	LIGNES DIRECTRICES POUR LA GESTION DES DÉCHETS – CARACTÉRISATION DES DÉCHETS	37
4.7.	LIGNES DIRECTRICES POUR LA GESTION DES DÉCHETS – RESTRICTIONS CONCERNANT L'ÉLIMINATION SUR PLACE	37
4.8.	LIGNES DIRECTRICES POUR LA GESTION DES DÉCHETS – EAU DE REFLUX ET EAU PRODUITE	37
4.9.	LIGNES DIRECTRICES POUR LA GESTION DES DÉCHETS – MATIÈRES RADIOACTIVES NATURELLES	38
4.10.	UTILISATION D'INSTALLATIONS DE TRAITEMENT DES EAUX USÉES EXISTANTES	38
4.11.	PRÉVENTION, NOTIFICATION ET INTERVENTION – DÉVERSEMENTS ET INCIDENTS	39
4.12.	PLAN DE GESTION DES ÉCOULEMENTS	39
4.13.	GESTION DES PRODUITS CHIMIQUES – DISPOSITIONS GÉNÉRALES	40
4.14.	GESTION DES PRODUITS CHIMIQUES – TRANSPORT	40
4.15.	GESTION DES PRODUITS CHIMIQUES – INVENTAIRE DES PRODUITS CHIMIQUES	40
4.16.	CONTRÔLE DE L'ACCÈS	41
4.17.	RÉSERVOIRS DE STOCKAGE – CONFINEMENT SECONDAIRE	41
4.18.	PRÉCAUTIONS SUPPLÉMENTAIRES CONCERNANT LES GAZ SULFUREUX	41
4.19.	ÉTABLISSEMENT DES OPTIONS SUPPLÉMENTAIRES DE TRAITEMENT ET D'ÉLIMINATION DES DÉCHETS	42
5.0	SURVEILLANCE VISANT À PRÉSERVER LA QUALITÉ DE L'EAU	42
5.1.	ÉVALUATION DES PUIITS D'EAU AVANT ET APRÈS LE LEVÉ SISMIQUE	42
5.2.	ÉVALUATION DES PUIITS D'EAU AVANT ET APRÈS LE FORAGE	43
5.3.	SURVEILLANCE DE L'EAU DE SURFACE	43
5.4.	SURVEILLANCE DES PUIITS DE PÉTROLE ET DE GAZ	43
5.5.	AMÉLIORATION DU RÉSEAU PROVINCIAL DE SURVEILLANCE DE L'EAU	44
6.0	PROMOTION DE L'UTILISATION DURABLE DE L'EAU	45
6.1.	CONSERVATION ET RECYCLAGE DE L'EAU	45
6.2.	ÉTABLISSEMENT D'UNE HIÉRARCHIE DES SOURCES D'EAU PRÉFÉRÉES	45
6.3.	ÉVALUATION DES SOURCES D'EAU PROPOSÉES	45
6.4.	PLANIFICATION DE L'UTILISATION DE L'EAU	46
6.5.	RAPPORT SUR L'UTILISATION DE L'EAU	46
6.6.	STRATÉGIE DE GESTION DE L'EAU POUR L'EXPLOITATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE	47

6.7.	PERMIS D'UTILISATION DE L'EAU	47
7.0	EXAMEN DES ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES, Y COMPRIS LES GAZ À EFFET DE SERRE	47
7.1.	LIMITES D'ÉMISSIONS	47
7.2.	SURVEILLANCE DES ÉMISSIONS	47
7.3.	SURVEILLANCE DE LA QUALITÉ DE L'AIR AMBIANT	47
7.4.	PLANS DE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS	48
7.5.	GAZ À EFFET DE SERRE – PRODUCTION DE RAPPORTS SUR LES ÉMISSIONS	48
7.6.	MEILLEURE SURVEILLANCE DE LA QUALITÉ DE L'AIR AMBIANT PAR LA PROVINCE	48
8.0	SÉCURITÉ PUBLIQUE ET MESURES D'URGENCE	49
8.1.	SÉCURITÉ ET PLANIFICATION DES MESURES D'URGENCE POUR LES ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES	49
9.0	PROTECTION DES COMMUNAUTÉS ET DE L'ENVIRONNEMENT	50
9.1.	CIRCULATION ROUTIÈRE – CHARGES DE DIMENSIONS ET DE MASSE EXCÉDENTAIRES ET RESTRICTIONS DE POIDS	50
9.2.	CIRCULATION ROUTIÈRE – TRACÉ DE L'ITINÉRAIRE	50
9.3.	CIRCULATION ROUTIÈRE – ENTENTES SUR L'UTILISATION DES ROUTES ET ÉTUDES D'INTÉGRITÉ DES RÉSEAUX ROUTIERS	50
9.4.	LIMITES DE NIVEAU SONORE	51
9.5.	ATTÉNUATION ET CONTRÔLE DU BRUIT	51
9.6.	IMPACT VISUEL – PLAN D'ATTÉNUATION	52
9.7.	RESTRICTIONS PORTANT SUR LE CHOIX DU SITE ET DISTANCE DE REcul – DISPOSITIONS GÉN	52
9.8.	ÉVITEMENT DES PLAINES D'INONDATION, DES TERRES HUMIDES ET DES COURS D'EAU	53
9.9.	ÉVITEMENT DES RÉSEAUX D'APPROVISIONNEMENT EN EAU MUNICIPAUX ET AUTRES RÉSEAUX COMMUNAUX	53
9.10.	ÉVITEMENT DES Puits D'EAU INDIVIDUELS ET AUTRES SOURCES D'APPROVISIONNEMENT NON COMMUNALES	54
9.11.	RESTRICTIONS PORTANT SUR LE CHOIX DU SITE ET DISTANCE DE REcul – DISTANCES À RESPECTER PAR RAPPORT AUX BÂTIMENTS	55
9.12.	LIGNES DIRECTRICES POUR LA RESTAURATION DU SITE	55
9.13.	NORMES D'ASSAINISSEMENT DES LIEUX EN CE QUI CONCERNE LES CONTAMINANTS	55
10.0	RÉDUCTION DU RISQUE FINANCIER DES PROPRIÉTAIRES FONCIERS ET DE LA PROVINCE ET PROTECTIONS DES DROITS DES PROPRIÉTAIRES FONCIERS	56
10.1	GARANTIE FINANCIÈRE EN CAS DE DOMMAGES	56

10.2	REMPACEMENT OU RÉTABLISSEMENT DE L'APPROVISIONNEMENT EN EAU	57
10.3	AUGMENTATION DE LA GARANTIE FINANCIÈRE RELATIVE À LA FERMETURE D'UN PUIITS	58
10.4	ASSURANCE DE RESPONSABILITÉ CIVILE OBLIGATOIRE POUR LES EXPLOITANTS D'INSTALLATIONS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES	58
10.5	PARTAGE DES REVENUS	58
10.6	MISE EN PLACE D'UN FONDS RELATIF AUX PUIITS DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL ABANDONNÉS	59
10.7	PERMIS AUX ADMINISTRATEURS FONCIERS ET NORMES DE CONDUITE	59
10.8	LIGNES DIRECTRICES POUR LES BAUX	59
10.9	AMÉLIORATION DU SYSTÈME DE GESTION DES INCIDENTS	59
10.10	MÉCANISME DE RÉOLUTION DE CONFLITS	59
10.11	EXAMEN APPROFONDI DES RÉPERCUSSIONS FINANCIÈRES DES ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES	59
11.0	ÉCHANGE DE RENSEIGNEMENTS	60
11.1.	PUBLICATION DES EXIGENCES ET DES NORMES ENVIRONNEMENTALES PROVINCIALES RÉGISSANT LES ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES	60
11.2.	DÉCLARATION PUBLIQUE DES DONNÉES DE L'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE	60
11.3.	RAYON DE NOTIFICATION PRESCRIT POUR LES EXAMENS EN VUE D'UNE DÉCISION DE L'ÉTUDE D'IMPACT SUR L'ENVIRONNEMENT	60
11.4.	RAYON DE NOTIFICATION PRESCRIT POUR LA PROSPECTION SISMIQUE	60
11.5.	DIVULGATION DES ADDITIFS PRÉSENTS DANS LES FLUIDES DE FRACTURATION UTILISÉS AU NOUVEAU-BRUNSWICK	61
11.6.	COMITÉS DE LIAISON	61
11.7.	ACCÈS EN LIGNE AMÉLIORÉ À DES RENSEIGNEMENTS PROPRES AUX DIFFÉRENTS PROJETS	61
12.0	MAINTIEN D'UN CADRE DE RÉGLEMENTATION EFFICACE	62
12.1.	MAINTIEN DES EXAMENS DE PROJETS ÉCHELONNÉS	62
12.2.	ÉVALUATION DES CAPACITÉS D'EXÉCUTION DE LA LOI	62
12.3.	MISE EN ŒUVRE RAPIDE DES RECOMMANDATIONS CONTENUES DANS LE PRÉSENT DOCUMENT	62
12.4.	COLLECTE DE RENSEIGNEMENTS SCIENTIFIQUES SUPPLÉMENTAIRES	62
12.5.	AMÉLIORATION CONTINUE	63
12.6.	AMÉLIORATION DE LA COORDINATION INTERMINISTÉRIELLE	63
12.7.	ÉTABLISSEMENT DES EXIGENCES RELATIVES À LA FORMATION DES EXPLOITANTS (CONNAISSANCE DE LA RÉGLEMENTATION)	63

INTRODUCTION

Certains résidants du Nouveau-Brunswick pourraient être étonnés d'apprendre que leur province de résidence exploite une industrie pétrolière et gazière depuis bien plus d'un siècle déjà. En effet, c'est en 1859 que le secteur a vu le jour par le forage du premier puits de pétrole au Canada, près de la localité de Dover. Depuis, quelque 320 puits de pétrole et de gaz naturel ont été forés au Nouveau-Brunswick, dont 82 au cours des vingt dernières années. Aujourd'hui, il y a seize puits de pétrole en exploitation dans la région de Hillsborough et trente puits de gaz naturel en exploitation près de Sussex.

L'industrie du pétrole et du gaz naturel du Nouveau-Brunswick doit se plier aux mesures de protection environnementales qui sont déjà en place. Il faut noter qu'au cours des dernières années l'exploration et la production de pétrole et de gaz naturel non classiques ont vu le jour dans la province. Le Nouveau-Brunswick est donc à l'aube d'une éventuelle nouvelle industrie pétrolière et gazière à plus grande échelle, axée sur des technologies comme le forage horizontal et la fracturation hydraulique. Il est donc de mise d'examiner et, au besoin, de renforcer les normes environnementales et techniques en place afin de veiller à une gestion environnementale responsable non interrompue dans le secteur, à la fois aujourd'hui et demain.

Objet et portée

Le document *Gestion environnementale responsable des activités gazières et pétrolières au Nouveau-Brunswick* comprend une série de recommandations que le Groupe de travail sur le gaz naturel estime nécessaires au soutien de la gestion environnementale continue des activités pétrolières et gazières terrestres par la province. Les recommandations 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. Toutefois, le Groupe de travail sur le gaz naturel s'est particulièrement attardé au forage et à la complétion des puits de production de pétrole et de gaz, y compris à la fracturation hydraulique.

Le présent document contient des recommandations visant à renforcer le régime de réglementation existant auquel sont assujetties les activités pétrolières et gazières. Il ne présente pas une liste d'exigences imposées aux exploitants d'activités pétrolières et gazières au Nouveau-Brunswick au cours des dernières décennies. Les renseignements au sujet du régime de réglementation existant sont accessibles sur le site :

http://www2.gnb.ca/content/gnb/fr/ministeres/Ressources_naturelles/Promo/GazNaturel.html.

Les recommandations du présent document concernent les activités et installations pétrolières et gazières et visent autant les terres provinciales que les terrains privés. Sauf indication contraire, les recommandations ne s'appliquent pas rétroactivement aux puits et aux installations pétrolières et gazières déjà approuvés et construits.

Un sommaire est accessible sous pli séparé.

Préparation du présent document

Au cours de la préparation de ce document de discussion, le Groupe de travail sur le gaz naturel a examiné des renseignements provenant de diverses sources, notamment d'études scientifiques, de critiques, de normes en matière de modèle, de pratiques de gestion exemplaires et de règlements proposés ou existants dans d'autres provinces, territoires et états nord-américains. Une liste de références est accessible sous pli séparé.

Les renseignements préliminaires issus de ces sources ont servi à déterminer une liste initiale d'inquiétudes environnementales entourant les activités pétrolières et gazières ainsi qu'une liste préliminaire des réponses potentielles à ce sujet. Ces listes ont été transmises par le Groupe de travail sur le gaz naturel à d'autres spécialistes en la matière au sein du gouvernement provincial. En juin 2011, environ 60 experts en la matière issus de douze ministères et organismes gouvernementaux ont participé à un atelier technique afin de discuter des enjeux et de mettre des idées en commun. D'autres commentaires précieux ont été recueillis au cours du forum provincial sur le gaz naturel, qui s'est déroulé à Fredericton le 23 juin 2011 et auquel des représentants de tous les milieux ont assisté : groupes environnementaux, Premières Nations, gouvernement, industrie et milieu universitaire.

Grâce à ces commentaires et par suite de l'examen continu des sources susmentionnées, le Groupe de travail sur le gaz naturel a établi un ensemble de douze principes afin de guider la gestion environnementale responsable des activités gazières et pétrolières au Nouveau-Brunswick. Ces principes ont été annoncés par le gouvernement en décembre 2011 et ont servi à orienter la préparation du présent document de discussion. En voici la liste :

1. Examen des inquiétudes potentielles en lien

avec les levés géophysiques (sismiques);

2. Maintien des contaminants potentiels dans le puits de forage;
3. Évaluation du confinement géologique à l'extérieur du puits de forage;
4. Gestion des déchets et maintien des contaminants potentiels dans la plateforme d'exploitation;
5. Surveillance visant à préserver la qualité de l'eau;
6. Promotion de l'utilisation durable de l'eau;
7. Examen des émissions atmosphériques, y compris les gaz à effet de serre;
8. Sécurité publique et mesures d'urgence;
9. Protection des communautés et de l'environnement;
10. Réduction du risque financier des propriétaires fonciers et de la Province et protection des droits des propriétaires fonciers;
11. Échange de renseignements;
12. Tenir un cadre de réglementation efficace.

Des recommandations ont ensuite été rédigées dans le but d'explicitier ces principes. Elles font partie du présent document de discussion, qui a été publié afin de recueillir les commentaires du public.

Tout au long du processus, c'est-à-dire pendant la mise en commun et le peaufinage des recommandations, le Groupe de travail sur le gaz naturel a continué à examiner la documentation, les études scientifiques et les initiatives législatives nord-américaines pertinentes, au fur et à mesure que ceux-ci devenaient accessibles.

Recommandations

Le présent document de discussion compte 116 recommandations au total, qui sont présentées dans la table des matières et qui sont numérotées et organisées en fonction du principe auquel elles

se rapportent. Elles sont également divisées comme suit :

a) 104 recommandations à court terme ayant trait au degré d'activité pétrolière et gazière, actuelle et anticipée dans un futur rapproché, dans la province et pouvant être instaurées graduellement plus ou moins dans les deux prochaines années, à partir de 2012;

b) 12 mesures possibles à plus long terme qui pourraient être envisagées au cours des trois prochaines années ou plus environ, s'il devient évident que l'échelle et la portée des activités pétrolières et gazières prendront un essor considérable au Nouveau-Brunswick. Cette hypothèse est loin d'être définitive au moment de la préparation du présent document de discussion, car il reste encore à démontrer le potentiel du pétrole et du gaz pour la majeure partie du Nouveau-Brunswick (surtout en ce qui concerne le pétrole et gaz non classiques). Nous connaissons cependant les réalités à court terme suivantes :

- le prix du gaz naturel est bas;
- le coût de la production de pétrole et de gaz au Nouveau-Brunswick est élevé comparativement à bien d'autres provinces, territoires et états puisqu'une industrie d'entretien et de soutien des puits n'est pas encore tout à fait établie ici.

La mise en œuvre des recommandations à long terme pourrait être déclenchée par la découverte au Nouveau-Brunswick de nouvelles réserves de pétrole et de gaz naturel qui se situent à l'extérieur des régions de prospection et de production établies dans la province et qui sont plus grandes que les réserves suivantes : le champ de gaz de McCully (près de Sussex), la région d'Elgin destinée à la prospection du gaz de schiste et le champ de pétrole

et de gaz de Stoney Creek (près de Hillsborough).

Possibilité de formuler des commentaires

Le document intitulé *Gestion environnementale responsable des activités gazières et pétrolières au Nouveau-Brunswick – Recommandations soumises aux fins de discussion publique* a été préparé par le Groupe de travail sur le gaz naturel pour aider le public à se familiariser avec les mesures et recommandations proposées et pour obtenir les observations du public.

Les commentaires peuvent être transmis jusqu'au 18 juillet 2012 par la poste, par télécopieur ou par courrier électronique aux coordonnées suivantes :

Groupe de travail sur le gaz naturel
1350, rue Regent, bureau 150
Fredericton (Nouveau Brunswick) E3C 1G6
Télec. : 506-453-3671
Télécopieur : 506-453-3671
Adresse de courriel : gaznaturel@gnb.ca

Il existe aussi un formulaire en ligne qui peut servir à la transmission de commentaires. Le formulaire et la version électronique du présent document se trouvent au www.gnb.ca/gaznaturel.

Il y aura aussi une série de concertations publiques, qui se tiendront début juin. Un calendrier sera publié sur le site Web susmentionné.

Une fois la période d'examen terminée, les commentaires reçus seront résumés, et ce résumé sera affiché sur le site Web indiqué.

Prochaines étapes

Tous les commentaires reçus au sujet des propositions seront examinés par le gouvernement. Une fois la période d'examen terminée, il est prévu que le contenu du présent document sera mis au point pour ensuite être instauré conformément au calendrier que définira le gouvernement.

Nécessité d'une amélioration continue

L'élaboration d'un plan pour une gestion environnementale responsable des activités gazières et pétrolières au Nouveau-Brunswick ne constitue nullement une activité ponctuelle. La technologie rattachée au développement du pétrole et du gaz non classiques évolue rapidement. Qui plus est, l'expérience à venir relativement aux activités pétrolières et gazières au Nouveau-Brunswick, et partout ailleurs, pourrait donner lieu à de nouvelles options. Il est prévu que l'administration provinciale réévaluera les mesures adoptées, au fur et à mesure que de nouveaux renseignements, de nouvelles technologies et des pratiques de gestion exemplaires deviendront accessibles.

DÉFINITIONS

Voici la définition des termes utilisés dans le présent document :

Activité pétrolière et gazière :

- a) *prospection géophysique;*
- 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, jusqu'à la raffinerie;*
- d) *fermeture des puits et assainissement des lieux.*

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 de tubage qui se chevauchent.*

Appauvrissement : *Diminution de la qualité de l'eau en fonction des paramètres chimiques qui pourraient être compromis par les levés sismiques ou le forage et la fracturation hydraulique d'un puits de pétrole ou de gaz. La diminution est signalée par des données de comparaison des prélèvements d'échantillons de l'eau d'un puits avant et après les activités qui ne respecteraient pas les valeurs normales de la variation de la qualité de l'eau selon l'aquifère évalué. Servent également les références à des sources d'information, comme le programme des données de base sur la qualité de l'eau du ministère de l'Environnement et l'Atlas de la composition géochimique de l'eau souterraine au Nouveau-Brunswick.*

Approvisionnement en eau : *Puits d'eau ou point d'eau de surface utilisé comme source d'eau potable ou à des fins industrielles ou agricoles.*

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.*

Batterie : *Système ou disposition de réservoirs ou d'autre équipement 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.*

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.*

Capacité réduite : *Abaissement local ou régional de la surface libre de la nappe ou réduction de la capacité de l'aquifère qui ne dépendent pas d'une variation du climat ou qui sont dus à une augmentation des activités non liées à l'exploration ou à la production pétrolières et gazières.*

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.*

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.*

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.*

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.

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.*

Colonne de production : *Colonne de tubage utilisée en production pétrolière ou gazière qui n'atteint pas le haut du puits de forage, mais qui est plutôt ancrée ou suspendue depuis la partie inférieure de la colonne précédente (à l'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.*

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.*

Complétion : *Préparation d'un puits en prévision de la production. Cette étape exige de retirer tout l'équipement 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.*

Conduite de collecte : *Pipeline de petit diamètre utilisé pour le transport du pétrole ou du gaz brut des puits individuels à l'usine de conditionnement ou au pipeline principal.*

Cours d'eau : *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 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.

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.

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.

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).

Diagraphie : Image issue d'une procédure (résistivité, imagerie acoustique, etc.) d'imagerie des parois d'un puits de forage.

Diagraphie d'évaluation du ciment : Méthode d'évaluation de l'intégrité du ciment coulé dans un puits de pétrole ou de gaz. La diagraphie d'adhérence du ciment en constitue un exemple dans le cadre duquel l'information dérivée des signaux acoustiques qui sont transmis le long du tubage sert à mesurer l'adhérence entre le ciment et le tube et le ciment et la formation.

Diagraphie d'établissement du sommet du ciment : Méthode permettant d'établir le niveau le plus élevé du ciment dans un annulaire.

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.

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 fuite : 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 pénètre dans les formations environnantes.

Eau de reflux : Eau produite par un puits, depuis le forage initial jusqu'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.

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.

Eau souterraine non salée : Eau souterraine ayant une concentration de solides dissous totale de moins de 4 000 mg/L (c.-à-d. 4 000 ppm) Cette eau est potable et composée d'une nappe phréatique peu profonde qui fait partie du cycle hydrologique et ne comprend habituellement pas l'eau des formations plus profondes et isolées de la surface.

Enceinte de confinement secondaire : Un ou plusieurs éléments parmi les suivants : digues de réservoir, colonnes perdues, tampons, cadres, cuvettes d'assèchement ou tout autre équipement ou structure

pouvant contenir les fuites dans un réservoir ou une enceinte de confinement. L'enceinte de confinement secondaire peut entourer l'ensemble du site (p. ex. une plateforme d'exploitation détournée par une colonne perdue imperméable) ou encore une zone particulière (p. ex. une zone de stockage ou de traitement des liquides ou un réservoir). Elle 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).

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.

Évent de tubage : Raccord entre l'air extérieur et l'annulaire.

Fluide de forage (boue de forage) : Fluide qui est versé par pompe dans un puits pour refroidir et lubrifier le trépan. Après avoir atteint le trépan, le fluide remonte généralement à la surface du puits.

Fracturation hydraulique (parfois appelée « fracturation ») : Injection d'un liquide ou d'un fluide gazeux (eau, azote, polymère ou fluide à base de pétrole) 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.

Garniture d'étanchéité : Dispositif gonflable servant à obturer un puits de forage ou un annulaire.

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.

concentrations de sulfure d'hydrogène qui présenteraient des risques pour la santé, advenant une fuite de gaz naturel.

Habitation : Toute résidence occupée de façon permanente ou saisonnière, située et construite conformément à toutes les lois, à tous les codes du bâtiment et à tous les règlements applicables. Ne sont pas compris la résidence d'un employé, un dortoir ou un campement liés à une activité pétrolière ou gazière. Ingénieur ou géoscientifique qualifié : Ingénieur ou géoscientifique autorisé à exercer par l'Association des ingénieurs et des géoscientifiques du Nouveau-Brunswick.

Installation pétrolière et gazière : Installation utilisée dans le cadre d'activités pétrolières et gazières, y compris un puits de pétrole ou de gaz, une plateforme d'exploitation et équipement connexe servant à la prospection ou à la production pétrolière ou gazière, une batterie, une conduite de collecte, un réservoir ou une retenue d'eau douce, une usine de conditionnement du gaz ou une station de compression.

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.

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. Méthode vibrosismique : Méthode de prospection sismique utilisant une plaque vibrante montée sur un camion et placée en contact avec le sol.

Organisme de réglementation : Ministère ou organisme provincial compétent.

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, pour pouvoir la forer et en extraire le pétrole ou le gaz.*

Plaine d'inondation : *Plaine d'inondation 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.*

Plateforme d'exploitation : *Zone occupée par le puits de pétrole ou de gaz et les autres équipements, y compris la tête de puits et la batterie*

Point source sismique : *Endroit où une énergie cinétique est appliquée au sol (p. ex. un trou de tir ou une vibrosismique).*

Profondeur verticale réelle : *Distance verticale d'un endroit à l'intérieur du puits de forage à un endroit à la surface, abstraction faite de la longueur du puits de forage. (On désigne « profondeur mesurée » la longueur du puits.)*

Programme de fracturation hydraulique : *Programme composé d'au moins une étape de fracturation pour un même puits.*

Puits de forage : *Partie d'un puits de pétrole ou de gaz qui a été forée.*

Puits de pétrole ou de gaz : *Puits construit dans le but de percer la couche pétrolifère ou gazéifère et de faire la prospection ou la production du pétrole ou du gaz naturel.*

Puits : *Puits de pétrole ou de gaz.*

Puits de forage stratigraphique : *Trou foré à la seule fin d'obtenir des renseignements sur les conditions géologiques souterraines et non à la complétion en vue de production de pétrole ou de gaz naturel.*

Rapport de forage : *Données relatives au forage recueillies par un système d'enregistrement électronique automatisé rattaché à un appareil de forage.*

Récipient de forage poli : *Section du tubage conçue de sorte à en faciliter le raccordement à une colonne de raccordement.*

Reforer : *Forer un trou dans les bouchons de béton d'une colonne de tubage.*

Réseau communal d'approvisionnement en eau non fourni par la municipalité : *Approvisionnement en eau potable desservant a) un hôpital, une école ou un foyer de soins; b) plus d'une habitation (p. ex. au moins deux habitations, un parc de maisons mobiles préfabriquées, un parc de maisons mobiles, un lotissement résidentiel, un immeuble d'habitation ou un ensemble de copropriétés); c) un terrain de camping; d) plus d'un utilisateur du domaine industriel ou agricole.*

Robinet de tige carrée de forage : *Valve utilisée pour protéger l'équipement du puits de la pression élevée.*

Sabot de tubage : *Collier de métal fixé à la partie inférieure d'un segment (colonne) de tubage de puits.*

Siège de tubage : *Endroit où la partie inférieure d'un segment (colonne) de tubage est cimentée à l'intérieur d'un puits.*

Sommet du ciment : *Niveau le plus élevé du ciment dans un annulaire.*

Terre humide : *Terre humide illustrée sur la carte des terres humides réglementées du ministère de l'Environnement.*

Tête de puits : *Partie d'un puits de pétrole ou de gaz complétée située à la surface du sol. La tête est généralement composée d'une série de valves et de tuyaux servant à contrôler la pression.*

Tige de production : *Tuyau de petit diamètre placé à l'intérieur du tubage pour acheminer le fluide de fracturation, le pétrole et le gaz et pour aider à contrôler le puits.*

Trou de surface : *Trou foré pour permettre l'installation du tubage de surface.*

Trou de tir : *Trou foré, dans lequel on insère une source d'énergie explosive (charge) dans le cadre d'un programme de prospection sismique.*

Tubage de production : *Portion du tubage de puits en acier qui traverse les formations géologiques riches en pétrole et en gaz naturel.*

Tubage de surface : *Tubage d'acier se trouvant à l'intérieur du tubage initial ou du tube-guide. Le tubage de surface est 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.*

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.*

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.*

Tube-guide : *Tube vertical de grand diamètre 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) du fond du trou 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.*

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.*

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.*

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.*

LISTE DE RECOMMANDATIONS

1.0 EXAMEN DES INQUIÉTUDES POTENTIELLES EN LIEN AVEC LES 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.

Recommandations à court terme

1.1. AUGMENTATION DE LA DISTANCE PAR RAPPORT AUX SOURCES D'ÉNERGIE EXPLOSIVE

La Province devrait accroître les distances minimales légales à respecter par rapport aux sources d'énergie explosive (p. ex. les trous de tir) pour les faire passer des 120 mètres actuels à 180 mètres dans le cas des puits d'eau. La distance de recul à respecter dans le cas des logements, des granges, etc., et de toute autre structure comportant une fondation en ciment (150 mètres en ce moment) devrait être établie à 180 mètres.

Se reporter également à l'intertitre « Évaluation des puits d'eau avant et après le levé sismique » à la section 5.0.

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

Il faudrait exiger que tous les trous de tir soient : a) forés au moyen de méthodes ou de matériaux approuvés par l'organisme de réglementation.

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 d'installations géophysiques devrait être tenu de s'assurer que : a) tout forage en cours est interrompu; b) aucune charge explosive n'est insérée dans le trou de tir; c) l'eau s'écoulant du trou de tir est contenue dans l'aquifère ou la couche d'origine à la satisfaction de l'organisme de réglementation; d) les procédures de forage systématique* sont mises en place pour le forage subséquent des trous de tir adjacents; e) un rapport de puits éruptif est immédiatement présenté à 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 d'exploration 2006-17 (Flowing Holes and Encountering Gas) préparée par le Department of Sustainable Resource Development de l'Alberta.*

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, il faudrait exiger de l'exploitant qu'il s'assure : a) que le gaz est immédiatement confiné à sa source ou à son emplacement d'origine de façon à prévenir tout effet indésirable sur l'environnement, la santé humaine, les biens ou la sécurité publique; b) de présenter un rapport à l'organisme de réglementation, et ce, immédiatement après avoir confiné le gaz conformément à la clause a).

1.5 COLMATAGE ET FERMETURE DES TROUS DE TIR

L'exploitant d'un programme de prospection sismique devrait être 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 d'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; d) il faut tirer tous les fils menant à la charge de sorte qu'il n'y ait pas de lâche; de plus, une fois la charge explosée, il faut couper les fils au ras du sol.

** La bentonite est une sorte d'argile. La bentonite se gonfle au contact de l'eau et procure donc une excellente étanchéité dans le cas d'un trou foré.*

2.0 MAINTIEN DES CONTAMINANTS POTENTIELS DANS LE Puits DE FORAGE

Préserver l'intégrité du puits de forage et réduire la possibilité de fuites involontaires 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 et de gaz naturel.

Recommandations à court terme

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

Il faudrait exiger que le foreur d'un puits de pétrole ou de gaz utilise 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 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 d'un puits devrait être 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, de la cimentation et des activités subséquentes de forage, de fracturation hydraulique et de production de pétrole et de gaz. Il faudrait aussi exiger que le tubage soit conçu de façon à supporter la corrosion et les autres conditions attendues pouvant être anticipées de façon raisonnable. Le tubage devrait au moins satisfaire aux critères de conception précisés dans la dernière version de la directive 010 (*Minimum Casing Design*)

Requirements) du Energy Resources Conservation Board (ERCB) de l'Alberta.

L'exploitant d'un puits devrait être tenu d'installer au moins un tubage qui a été fabriqué conformément aux normes 5CT (*Specification for Casing and Tubing*) et ISO 11960 (*Steel Pipes for use as Casing or Tubing for Wells*)** du American Petroleum Institute (API) et que le tubage satisfasse aux normes de rendement du bulletin TR5C3T (*Technical Report on Equations and Calculations for Casing, Tubing, and Line Pipe Used as Casing*) du API ou qu'il les surpasse.

2.3. TUBAGE – CAPACITÉ DE PRESSION ET ÂGE

Pour ce qui est des puits qui seront soumis à la fracturation hydraulique dans le cadre de la complétion, il faudrait exiger que l'ensemble du tubage y étant installé, exception faite du tube-guide, soit neuf (n'ayant pas encore été utilisé) et ait une capacité de pression interne au moins 20 p. 100 plus élevée que la pression maximale anticipée auquel le tubage sera exposé au cours de la fracturation hydraulique et pendant la durée de vie du puits.

Si un puits de forage est soumis à une fracturation hydraulique cinq ans ou plus après l'installation et la cimentation initiales du tubage, il faudrait obliger l'exploitant à fournir à l'organisme de réglementation, dans la demande de permis d'exploitation, la preuve (par exemple des diagraphies d'usure du tubage, des diagraphies d'évaluation du ciment, une évaluation de la corrosion ou des 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

Il faudrait exiger que tous les joints des tubages utilisés dans un puits de forage, y compris le tubage initial mais à l'exclusion du tube-guide qui n'est pas utilisé aux fins de contrôle d'un puits, soient filetés et non soudés.

Il faudrait exiger que la soudure au niveau des têtes de repêchage à coins soit effectuée conformément aux procédés de soudage élaborés à partir des sources suivantes : a) la norme 6A de l'API (*Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment*); b) la norme Z184 de l'Association canadienne de normalisation (CSA) (*Réseaux de canalisations de gaz*); c) la norme MR-01-75 (*Materials for use in H₂S-containing Environments in Oil and Gas Production*) de la National Association of Corrosion Engineers (NACE); d) la section IX du *Boiler and Pressure Vessel Code* de l'American Society of Mechanical Engineers (ASME).

Des procédures de blocage et de torsion pour l'assemblage du tubage fileté et des joints de tuyaux devraient être exigées et ces procédures devraient respecter les normes précisées dans la norme RP 5C1 du API, *Recommended Practice for Care and Use of Casing and Tubing*. Il faudrait exiger, dans le cas des puits complétés aux fins de fracturation hydraulique, la consignation des données relatives à la torsion du tubage dans les rapports quotidiens de forage, lesquels sont conservés par l'exploitant du puits et sont mis à la disposition de l'organisme de réglementation sur demande.

Il faudrait exiger que toutes les composantes destinées à l'assemblage des joints de tuyaux et utilisées par un foreur soient conformes aux normes de rendement établies dans la norme RP 5A3 (*Recommended Practice on Thread Compounds for Casing, Tubing, Line Pipe, and Drill Stem Elements*) du API et dans la norme ISO 13678 (*Evaluation and Testing of Thread Compounds for Use with Casing, Tubing and Line Pipe*).

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 obligatoirement 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 que toute pression gazeuse accumulée dans l'annulaire en raison d'une fuite 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, l'exploitant du puits peut alors choisir d'installer une plaque de rupture ou une soupape de surpression sur l'événement.

Il faudrait exiger que les événements de tubage aient un diamètre d'au moins 50 mm, s'élèvent au moins 60 cm au-dessus du sol et soient 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 d'un puits devrait être tenu de confirmer la preuve d'un débit provenant d'un événement, au moment de la découverte d'un tel débit qui présente un danger immédiat pour la sécurité ou l'environnement ou dans le cas d'une migration de gaz, et de prendre immédiatement des mesures afin de rectifier la situation**.

* Se reporter à l'intertitre « Surveillance des puits de pétrole et de gaz » à la section 5.0.

*** La directive provisoire ID 2003-01 du Energy and Utilities Board de l'Alberta énonce les exigences relatives aux essais, au signalement et à la correction des débits provenant d'un événement de tubage de surface et de la migration de gaz ainsi qu'une méthode de classification des débits (« graves » ou « sans gravité »). Ces exigences devraient être instaurées de concert avec la disposition ci-dessus. Se reporter aussi à l'intertitre « Lignes directrices sur les enquêtes et les mesures relatives au gaz isolé » dans la présente section.*

2.6. TUBAGE – UTILISATION DU TUBE-GUIDE ET DU TUBAGE INITIAL

Il faudrait exiger que l'exploitant d'un puits effectue 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 devrait être requis dans les situations suivantes : a) lorsque l'exploitant fore à un emplacement où les pressions de formation sont inconnues; b) lorsqu'il y a possibilité de pénétrer dans une zone contenant des hydrocarbures pendant le forage du trou de surface; c) lorsque la profondeur du tubage de surface requise dépasse 450 mètres.

2.7. TUBAGE – PROFONDEUR DU TUBAGE DE SURFACE

Il faudrait exiger un tubage de surface pour tous les puits de pétrole et de gaz naturel au Nouveau-Brunswick. De plus, le foreur devrait être 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; b) une profondeur de tubage calculé en fonction de la version la plus récente de la directive 008 (*Surface Casing Depth Minimum Requirements*) du Energy Resources Conservation Board (ERCB) de l'Alberta; c) une profondeur calculée à l'aide d'une autre norme déterminée par l'organisme de réglementation.

Il faudrait exiger : a) que le tubage de surface soit toujours fixé dans une zone compétente qui peut supporter la pression interstitielle et le gradient de fracture prévus pendant la complétion de la prochaine section de forage; b) que le tubage de surface soit installé et cimenté dès que possible après l'ouverture et le conditionnement du trou de surface.

La profondeur du tubage de surface ne devrait pas être inférieure à 10 p. 100 de la profondeur verticale réelle qu'atteindra le puits ou de la profondeur verticale réelle du tubage intermédiaire au moment de son installation.

Le tubage de surface ne devrait pas pénétrer dans les zones gazières à faible profondeur connues. Advenant le cas où l'on rencontrerait une telle zone avant que l'eau souterraine non salée ne soit recouverte, l'exploitant devrait obligatoirement prendre les mesures 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 en outre aviser l'organisme de réglementation dans les douze heures suivant pareil incident. L'exploitant ne devrait pas pouvoir se servir de la colonne de surface comme colonne de tubage de production.

Si un incident lié au contrôle de puits (venue) survient lors du forage du trou de surface, l'exploitant du puits devrait être tenu de signaler

immédiatement 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; e) le poids final du fluide de forage requis afin de contrôler l'incident.

2.8. TUBAGE – BARRIÈRE DE PROTECTION MINIMALE

Il faudrait exiger que le tubage utilisé dans tous les puits destinés à la fracturation hydraulique soit 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. Ces barrières primaires et secondaires doivent s'ajouter au tubage de surface requis. Ce dernier ne devrait jamais être exposé aux pressions nécessaires aux activités de stimulation par fracturation hydraulique.

La barrière « secondaire » devrait être conçue et installée de sorte : a) à assurer une protection contre les fuites 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; b) à permettre le contrôle du puits et la possibilité de réparer ou de remplacer la barrière primaire si elle devait se révéler défectueuse.

La liste suivante présente des exemples de tubage de puits acceptables qui assurent une protection par barrière primaire et secondaire.

- (1) En l'absence de tubage intermédiaire et lorsque le tubage de production s'étend jusqu'à la

surface :

- (a) barrière primaire – colonne ou tubage de raccordement avec isolement mécanique du coup de fond (p. ex. garniture d'étanchéité ou récipient de forage poli) comme barrière primaire pour la stimulation par fracturation hydraulique;
 - (b) barrière secondaire – tubage de production.
- (2) Si le tubage intermédiaire et le tubage de production s'étendent jusqu'à la surface :
 - (a) barrière primaire – tubage de production;
 - (b) barrière secondaire – tubage intermédiaire.
 - (3) Si le tubage intermédiaire s'étend jusqu'à la surface et qu'une colonne de production est rattachée au tubage intermédiaire :
 - (a) barrière primaire – colonne ou tubage de raccordement avec isolement mécanique du coup de fond (p. ex. garniture d'étanchéité ou récipient de forage poli) comme barrière primaire pour la stimulation par fracturation hydraulique;
 - (b) barrière secondaire – tubage de production et tubage intermédiaire.

2.9. TUBAGE – UTILISATION D'UNE COLONNE DE PRODUCTION

Dans les puits de forage ne comportant aucun tubage intermédiaire, il faudrait exiger l'installation et l'exploitation d'un tubage de production jusqu'à la surface et l'installation, dans le puits de forage, d'une colonne ou d'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.

Dans les puits de forage comportant un tubage intermédiaire, l'organisme de réglementation devrait être habilité à autoriser l'utilisation d'une colonne de production plutôt que d'un tubage de production pour le segment menant à la surface. Il faudrait exiger qu'une demande d'utilisation de colonne de production soit présentée par écrit et qu'elle comprenne 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 devrait être 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 PUIT – DISPOSITIONS GÉNÉRALES ET NORMES

Il faudrait exiger que le tubage d'un puits de pétrole ou de gaz soit 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 des dangers de cette nature à l'égard de l'eau; 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).

Dans les régions comportant des zones connues de gaz peu profond qui pourraient nuire à l'isolation et à l'intégrité du ciment, l'exploitant devrait être 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.

Il faudrait exiger à tout le moins : a) que l'ensemble le ciment soit conforme à la norme 10A de l'API, *Specifications for Cement and Material for Well Cementing* (addenda d'avril 2002 et de janvier 2005), ou équivalent; 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 ci-dessus.

L'exploitant devrait être tenu de choisir le mélange de ciment à la lumière des propriétés chimiques de la couche géologique entourant le puits de forage afin de veiller à ce que ces propriétés n'aient pas d'effets négatifs sur l'intégrité du ciment au fil du temps (lessivage, réactions chimiques, etc.). Lorsqu'il faut éviter la migration verticale de fluides, prévenir la pollution et assurer la sûreté du puits, l'organisme de réglementation devrait exiger que l'exploitant utilise un ciment de meilleure qualité que celle précisée ci-dessus dans tout puits ou toute partie d'un puits. L'organisme de réglementation devrait en outre être en droit d'exiger tout changement nécessaire au procédé de cimentation.

Le conditionnement du puits de forage devrait être exigé avant la cimentation du tubage intermédiaire,

de surface et de production afin de veiller à ce que l'adhérence du ciment entre le tubage et la formation est adéquate.

Il faudrait exiger que le ciment soit pompé à une vitesse et à un régime empêchant le renardage de ciment dans l'annulaire.

Il faudrait exiger, pour toute activité de cimentation de tubage, qu'un représentant du titulaire du permis de forage soit sur place tout au long du processus de cimentation pour assurer la surveillance de la cimentation pendant le mélange et le pompage. Lorsque l'on procède à la cimentation, le titulaire du permis de forage devrait être tenu de surveiller la vitesse de pompage dans le but de vérifier s'ils respectent les paramètres de conception de sorte à permettre une bonne efficacité de déplacement.

L'exploitant du puits devrait être dans l'obligation de tenir des rapports sur la cimentation d'un puits tout au long de la durée de vie du puits et de les présenter, sur demande, à l'organisme de réglementation. Ces rapports devraient 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 la cimentation; 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 dans l'annulaire (en l'absence de retour de ciment); h) les détails de tout problème en ce qui a trait au ciment et aux travaux de restauration*.

* Consulter l'intertitre « Cimentation corrective » dans la présente section.

2.11. CIMENTATION D'UN PUIIS – CENTREURS

Tout tubage devrait obligatoirement être centré adéquatement. L'espacement minimal en ce qui concerne le centreur devrait être conforme aux exigences suivantes : 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; 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 faudrait exiger l'installation de 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.

Il faudrait exiger que les centreurs et l'endroit où ils sont placés respectent les normes minimales établies dans la pratique recommandée RP 10D-2 (Recommended Practice for Centralizer Placement and Stop Collar Testing) du American Petroleum Institute (API), qui présente des méthodes permettant de définir le nombre de centreurs et leur placement dans les puits verticaux et déviés, ainsi que dans le rapport technique TR 10TR4 (Technical Report on Considerations Regarding Selection of Centralizers for Primary Cementing Operations) du API, qui propose des lignes directrices relatives à la sélection d'un centreur (en arc, à pale rigide et solide) destiné à la cimentation initiale.

2.12. CIMENTATION D'UN PUIIS – AMPLEUR DU CIMENT DU TUBAGE INITIAL

Il faudrait imposer les exigences suivantes : a) que le tubage initial soit cimenté sur toute sa longueur; b) que la largeur du diamètre du trou de forage soit

supérieure d'au moins 100 mm à celle du tubage de surface; c) que le forage soit interrompu et que des mesures correctives soient prises si la cimentation ne parvient pas à préserver l'intégrité du puits; d) que tout déflecteur installé sur le tubage initial soit 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

Il faudrait exiger : a) 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; b) que le tubage de surface soit cimenté sur toute sa longueur grâce à la méthode de la pompe et du bouchon; c) que la largeur du diamètre du trou de forage soit supérieure d'au moins 25 mm à celle du tubage de surface; d) que les charges ou additifs réduisant la résistance à la compression du ciment ne puissent pas être utilisés; e) que le volume de ciment requis soit calculé en fonction des mesures du trou, issues d'une diagraphie de diamétrage, auquel on ajoute au moins 25 p. 100 de volume de ciment excédentaire; f) que les retours de débit fassent 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, il faudrait exiger : a) que toutes les mesures raisonnables soient prises afin de cimenter le tubage intermédiaire jusqu'à la surface, faute de quoi ce tubage doit être cimenté jusqu'à au moins 200 mètres (profondeur verticale réelle) au-dessus du sabot de tubage (inférieur) de la colonne de surface; b) que la cimentation soit effectuée grâce à la méthode de la pompe et du bouchon, à moins que l'organisme de

réglementation approuve le recours à une autre méthode; c) que le volume de ciment requis soit calculé en fonction des mesures du trou, issues d'une diagraphie de diamétrage, auquel on ajoute au moins 20 p. 100 de volume de ciment excédentaire; d) que les retours de débit fassent l'objet d'une surveillance visuelle et que le sommet du ciment soit localisé au moyen d'une diagraphie de contrôle de cimentation des tubages et signalé à l'organisme de réglementation si aucun retour n'est observé à la surface.

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 devraient être autorisés.

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

Il faudrait exiger : a) que toutes les mesures raisonnables soient prises afin de cimenter le tubage de production jusqu'à la surface, faute de quoi le tubage de production doit être cimenté jusqu'à au moins 200 mètres (profondeur verticale réelle) au-dessus du sabot du tubage précédent; b) que la cimentation soit effectuée grâce à la méthode de la pompe et du bouchon, à moins que l'organisme de réglementation approuve le recours à une autre méthode; c) que le volume de ciment requis soit calculé en fonction des mesures du trou, issues d'une diagraphie de diamétrage, auquel on ajoute au moins 20 p. 100 de volume de ciment excédentaire; d) que le sommet du ciment soit localisé au moyen d'une diagraphie de contrôle de cimentation des tubages et signalé à l'organisme de réglementation si aucun retour n'est observé à la surface.

Si l'organisme de réglementation accorde une dérogation quant à l'exigence relative à l'installation d'un tubage intermédiaire, il faudrait alors exiger que

le tubage de production soit entièrement cimenté jusqu'à la surface.

Lorsque l'organisme de réglementation permet les colonnes de production, il faudrait exiger qu'elles soient cimentées sur toute leur longueur.

2.16. CIMENTATION D'UN Puits – 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 de ciment dans l'annulaire descend sous la surface, il faudrait exiger que les résultats de la diagraphie du contrôle de cimentation des tubages et un programme de cimentation corrective proposé soient présentés à l'organisme de réglementation pour approbation avant la mise en œuvre.

Tubage intermédiaire

Il faudrait exiger, si le sommet du ciment n'a pas été atteint, que les résultats d'une diagraphie du contrôle de cimentation des tubages et un programme de cimentation corrective proposé soient présentés à l'organisme de réglementation pour approbation avant la mise en œuvre.

Tubage de production

Il faudrait exiger, si le sommet du ciment n'a pas été atteint, que les résultats d'une diagraphie du contrôle de cimentation des tubages et un programme de cimentation corrective proposé soient présentés à l'organisme de réglementation pour approbation et mise en œuvre avant le début des activités de fracturation hydraulique, dans les 60 jours suivant le retrait de la tige de forage ou avant le début des activités de complétion du puits.

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

Après avoir coulé le ciment derrière un tubage installé sous le tube-guide, l'exploitant ne devrait pas pouvoir déplacer le tubage jusqu'à ce que le ciment atteigne une résistance à la compression minimum de 3 500 kPa. Le tubage ne doit en aucun cas être soumis à une pression, et ce, pendant une période d'au moins 8 heures.

Par pression sur le tubage, on entend notamment :

a) exercer une pression sur la tête de cimentage dans les quatre heures suivant la cimentation si les clapets antiretour de l'équipement de tubage n'ont pas tenu ou que l'équipement du tubage n'en est pas muni. La pression peut ensuite être diminuée à un régime continu et graduel pendant les quatre heures suivantes, si les flotteurs sont bien en place; b) installer un obturateur anti-éruption; c) insérer la tige de forage ou tout autre appareil mécanique sur toute la longueur (intérieur et extérieur) du puits de forage, exception faite des outils de câble métallique servant à déterminer le sommet ou la qualité du ciment.

On devrait permettre à l'exploitant d'un puits de demander, auprès de l'organisme de réglementation, l'autorisation d'écourter la période d'attente prescrite (8 heures) avant d'exercer de la pression sur le tubage dans l'une ou l'autre des situations suivantes :

a) si l'exploitant a procédé à des essais au banc du mélange de ciment utilisé, que le mélange a été fait à partir d'eau provenant de la source de travail en question et qu'il a établi qu'il ne fallait pas 8 heures pour obtenir une résistance à la compression de 3 500 kPa; b) si l'exploitant a eu recours à un ciment ou à des additifs spéciaux à temps de prise réduit. Une telle autorisation peut être accordée à la discrétion de l'organisme de réglementation.

Il faudrait exiger de fonder la densité du coulis de ciment 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 pratique recommandée 10 B-2 de l'API (*Recommended Practice for testing Well Cements*). Le coulis doit être mélangé et pompé à une vitesse en assurant une densité uniforme.

L'organisme de réglementation devrait être en mesure d'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 faudrait exiger que l'essai de pression du tubage* réalisé sur le tubage ou les colonnes qui seront exposés à des pressions de stimulation par fracturation hydraulique ne commence pas dans les sept jours suivant la fin de la cimentation initiale de ce tubage ou de ces colonnes.

** Se reporter à l'intertitre « Essai de pression sur le puits et l'équipement de surface » dans la présente section.*

2.18. CIMENTATION D'UN PUITIS – ESSAIS ET ÉVALUATION

Essais relatifs aux propriétés du ciment

Il faudrait exiger que : a) les mélanges de ciment pour lesquels aucune donnée publiée sur le rendement n'est accessible soient mis à l'épreuve par l'exploitant ou la compagnie qui offre les services de cimentation; b) que les essais soient menés à l'aide d'échantillons représentatifs des mélanges de base du ciment et des additifs ainsi que de la source d'eau dont on se servira pour préparer le coulis; c) que les essais soient réalisés à l'aide de l'équipement et

des procédures adoptés par le American Petroleum Institute et publiés dans la pratique recommandée RP 10B de l'API (*Recommended Practice for Testing Well Cements*); d) que les données issues d'essais indiquant que le mélange de ciment répond aux exigences soient présentées sur demande à l'organisme.

Afin de déterminer que la résistance à la compression requise a été obtenue, les exploitants devraient être tenus de se servir des données sur le rendement représentatives du ciment particulier utilisé dans le puits (y compris les additifs et accélérateurs utilisés dans le coulis) aux températures et aux pressions atmosphériques suivantes : a) pour ce qui est du ciment dans la zone critique, la température d'essai devrait se situer entre 5,5 degrés Celsius et la température d'équilibre de la formation au sommet de la zone critique; b) pour ce qui est du ciment de remplissage, la température d'essai doit être la même que la température trouvée à 30 mètres sous le niveau du sol, ou de 15 degrés Celsius, si cette valeur est plus grande.

Essais de pression de fuite (LOT)/essais d'intégrité de la formation (FIT)

Sauf indication contraire de la part de l'organisme de réglementation, un titulaire de permis de forage devrait obligatoirement 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; b) d'établir que son intégrité est adéquate et qu'il peut supporter la pression de puits maximale anticipée tout au long du forage de cette section ou à la profondeur totale du puits.

Diagraphies d'évaluation du ciment – généralités

Lorsqu'une diagraphie d'évaluation du ciment s'impose conformément à la description ci-dessous, il faudrait exiger qu'elle soit interprétée et signée par un professionnel compétent.

Diagraphies d'évaluation du ciment – tubage de surface

Il faudrait exiger de l'exploitant d'un puits qu'il réalise une diagraphie d'évaluation du ciment ou une autre évaluation du ciment approuvée par l'organisme de réglementation afin de déterminer l'intégrité du ciment à l'extérieur du tubage de surface : a) s'il y a la moindre raison de douter de l'efficacité de la cimentation du tubage de surface comme en témoigne les résultats anormaux de la surveillance pendant la cimentation ou d'une analyse postcimentation; b) si on découvre une zone de gaz peu profonds avant l'installation du tubage de surface et que ce tubage traverse la 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.

Diagraphies d'évaluation du ciment – tubage intermédiaire

Il faudrait exiger de l'exploitant d'un puits qu'il réalise une diagraphie d'évaluation du ciment ou une autre évaluation du ciment approuvée par l'organisme de réglementation et dont on peut se servir pour déterminer si l'isolation hydraulique a été atteinte afin d'isoler toutes les zones contenant des hydrocarbures et les zones poreuses (porosité de

plus de 3 p. 100) et d'éviter la migration ascendante de fluides dans l'annulaire. 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 pour approbation. Ce plan devra être mis en œuvre avant le début des activités prévues de forage.

Diagraphies d'évaluation du ciment – tubage de production

Avant la perforation du tubage ou la mise en œuvre d'un programme de fracturation hydraulique, il faudrait exiger que l'exploitant d'un puits exécute une diagraphie d'évaluation du ciment ou une autre évaluation du ciment approuvée par l'organisme de réglementation et dont on peut se servir pour déterminer si l'isolation hydraulique a été atteinte afin d'isoler toutes les zones contenant des hydrocarbures et les zones poreuses (porosité de plus de 3 p. 100) et d'éviter la migration ascendante de fluides dans l'annulaire. 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 pour approbation. Ce plan devra être exécuté avant le début de la fracturation hydraulique.

2.19. CIMENTATION D'UN PUIT – TÉMOIN ET NOTIFICATION

Il faudrait exiger d'aviser l'organisme de réglementation au moins 24 heures avant le début de 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'organisme de réglementation devrait être en droit, à sa discrétion, d'exiger que la cimentation ne puisse

pas commencer sans qu'un de ses représentants soit présent.

2.20. PLANS DE TUBAGE ET DE CIMENTATION

Il faudrait exiger : a) que des plans de tubage et de cimentation détaillés soient présentés à l'organisme de réglementation pour étayer une demande d'approbation d'un puits; b) que ces plans soient accessibles à l'emplacement du puits pour la durée des activités de tubage et de cimentation; c) que toute révision des plans découlant des modifications apportées sur place soit consignée, paraphée, datée par l'exploitant et transmise sur-le-champ, par téléphone ou télécopieur, à l'organisme de réglementation pour approbation.

2.21. ESSAI DE PRESSION SUR LE PUIITS ET L'ÉQUIPEMENT DE SURFACE

Avant de déburrer le tubage intermédiaire, le tubage de surface et de production, il faudrait exiger que l'exploitant d'un puits s'assure que les composantes suivantes soient soumises à un essai de pression, conformément à la directive 036 (*Drilling Blowout Prevention Requirements and Procedures*) du Energy Resources Conservation Board (ERCB) de l'Alberta : chaque obturateur antiéruption, colonne de tubage, vanne d'intervention d'urgence, obturateur antiéruption interne, robinet de tige de forage inférieur, collecteur de duses, conduite d'évacuation et d'injection et toute valve connexe.

Il faudrait exiger d'effectuer, avant le début du 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 kPa de plus que la pression maximale anticipée lors de la fracturation hydraulique

ou lors de la durée de vie de la complétion. Si, après 30 minutes d'essai, la pression indique une diminution de 5 p. 100 ou plus par rapport à la pression d'essai de départ, la fracturation hydraulique ne doit pas être autorisée tant que la condition pertinente n'est pas corrigée. La condition d'un tubage soustrait des activités, conformément à la phrase précédente, ne devrait être réputée corrigée que lorsque le tubage présentera une diminution de la pression inférieure à 5 p. 100 par suite d'un nouvel essai de pression de 30 minutes, tel qu'il a été décrit ci-dessus.

Avant le début du régime de fracturation hydraulique et du pompage des fluides de fracturation, il faudrait exiger 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. Cet essai doit être fait à l'aide d'eau douce, de boue ou de saumure à une pression équivalent à la pression de traitement maximale anticipée pendant au moins 30 minutes avec une perte de pression inférieure à 5 p. 100. Si, après 30 minutes d'essai, la pression indique une diminution de 5 p. 100 ou plus par rapport à la pression d'essai de départ, la fracturation hydraulique ne doit pas être autorisée tant que la condition pertinente n'est pas corrigée. La condition d'une composante soustraite des activités, conformément à la phrase précédente, ne devrait être 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 5 p. 100 par suite d'un essai de pression de 30 minutes, tel qu'il a été décrit ci-dessus.

Il faudrait exiger la présentation des registres de tous les essais de pression si l'organisme de réglementation les demande.

2.22. PLAN DE TRAITEMENT DE FRACTURATION HYDRAULIQUE

Au moins trois jours avant le début d'un programme de fracturation, l'exploitant d'un puits devrait être dans l'obligation de présenter à l'organisme de réglementation un plan de traitement de fracturation hydraulique précisant : a) la date de début 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 du fluide de fracturation qui seront utilisés pour toutes les étapes de la fracturation hydraulique; e) les pressions d'essai sur l'équipement de surface et le tubage; f) la liste de vérification et l'attestation préalables à la fracturation hydraulique (voir la section 2.23. ci-dessous).

Il faudrait 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). Ils devraient 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.

Qui plus est, il faudrait exiger que le plan fasse 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 de 2 000 mètres du site proposé de fracturation hydraulique 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.

* Consulter également l'intertitre « Rapport sur l'utilisation de l'eau » à la section 6.0.

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 devrait obligatoirement remplir, signer et présenter une liste de vérification et une attestation préalables à la fracturation au moins trois jours avant le début d'un programme de fracturation hydraulique. La liste de vérification devrait être signée et datée de la main d'un représentant autorisé de l'exploitant. La liste devrait, entre autres choses, exiger que l'exploitant atteste avoir satisfait aux exigences pertinentes en matière d'essais quant au tubage, à la cimentation et à la pression ou qu'il y satisfera. Elle devrait aussi faire en sorte qu'il reconnaisse son obligation d'aviser l'organisme de réglementation comme l'exige le présent document de discussion (p. ex. une diminution inattendue de la pression pendant la fracturation hydraulique).

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

Il faudrait exiger de l'exploitant qu'il assure une surveillance constante des paramètres suivants pendant chaque étape d'un quelconque traitement de fracturation hydraulique : a) pression d'injection en surface; b) débit de coulis; c) concentration de l'agent de soutènement; d) taux de fluides; e) toutes les pressions dans l'annulaire.

Il faudrait exiger que la pression du traitement de fracturation hydraulique ne dépasse 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 devraient pas être supérieures à 80 p. 100 de la pression de rupture interne minimale du tubage établie par le API, et ce, tout au long du traitement de fracturation hydraulique.

Il faudrait exiger la cessation immédiate de la fracturation hydraulique et le signalement de l'événement par l'exploitant à l'organisme de réglementation dans les 24 heures advenant l'une des situations suivantes : a) si la pression maximale précisée au paragraphe précédent est dépassée; b) si le volume de fluides qui monte à la surface excède le volume pouvant être raisonnablement attendu des suites de l'augmentation de la température et de la pression; c) si l'on observe une pression ou un débit anormal, voire les deux, qui s'accompagne d'une importante modification du plan de traitement; d) si un exploitant a des raisons de soupçonner une faille dans le tubage, dans le ciment du tubage ou l'absence d'isolation de toute source d'eau souterraine non salée (pouvant être imputable à la croissance excessive d'une fracture ou au croisement avec un autre puits de forage).

S'il y a cessation de la fracturation pour l'une des raisons établie dans la présente disposition, il faudrait exiger : a) que l'exploitant effectue une épreuve diagnostique aussitôt qu'il est raisonnable de le faire et, dans la mesure où l'épreuve révèle la présence d'une faille, qu'il ferme le puits et isole la portion perforée du tubage du puits dès qu'il est possible de le faire; b) que la fracturation hydraulique ne puisse pas reprendre jusqu'à ce que la situation 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 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'organisme de réglementation devrait avoir l'autorité d'exiger que l'exploitant cesse toute exploitation et qu'il colmate et ferme 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 PUITS

Il faudrait exiger : a) que le foreur d'un puits de pétrole ou de gaz possède un certificat valide en prévention des éruptions pour surveillants de forage ou pour le personnel d'entretien des puits, délivré par un service de formation dans l'industrie pétrolière reconnu (p. ex. ENFORM*) à la suite d'une formation portant sur les procédures de prévention des éruptions et de contrôle des venues; b) que l'exploitant d'un puits désigne à la fois 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 un chef de l'installation de forage sur place, qui est chargé de superviser l'appareil de forage et d'entretien; c) que 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. ENFORM), à la suite d'une

formation portant sur les procédures de contrôle d'un puits; d) que le représentant de l'emplacement du puits et le chef de l'installation de forage ne supervisent aucune activité de forage ou d'entretien de puits à plus d'un emplacement à la fois; e) que le représentant de l'emplacement du puits et le chef de l'installation de forage aient la possibilité de se déplacer hors du site, mais qu'ils soient en mesure de revenir en deux heures tout au plus, et ce, en tout temps.

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 devrait être en droit d'interrompre les activités de forage aussitôt qu'il est sécuritaire de le faire et d'exiger qu'elles ne soient pas reprises tant que ces personnes n'auront pas été remplacées par du personnel possédant les certificats requis.

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

2.27. AMÉLIORATION DES EXIGENCES EN MATIÈRE DE CERTIFICATION ET DE FORMATION POUR LES EXPLOITANTS (HABILITÉS TECHNIQUES)

La Province devrait continuer d'étudier les nouvelles normes d'accréditation et de formation des industries pétrolière et gazière qui sont élaborées et devrait exiger que les titulaires des postes opérationnels stratégiques en matière d'exploitation pétrolière et gazière respectent les normes applicables les plus récentes pour pouvoir travailler au Nouveau-Brunswick.

2.28. ACTIONNEUR DE PRÉVENTION DES ÉRUPTIONS À DISTANCE

Il faudrait 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. Il faudrait également exiger que chaque conduite, valve et raccord situés entre l'équipement de prévention des éruptions et l'actionneur à distance ou tout autre actionneur soient ininflammables et aient la bonne pression nominale de service.

2.29. MESURES AMÉLIORÉES DE PROTECTION CONTRE LES ÉRUPTIONS

On recommande que la Province améliore ses mesures actuelles de prévention et de contrôle des éruptions et, à cette fin, qu'elle adopte et impose des procédures de forage et d'entretien des puits semblables à celles énoncées dans les versions les plus récentes des directives 036* (*Drilling Blowout Prevention Requirements and Procedures*) ** et 037 (*Service Rig Inspection Manual*) du Energy Resources Conservation Board (ERCB) de l'Alberta.

Lorsque les forages ont lieu à des endroits où du méthane peut être présent à faible profondeur, il faudrait 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.

2.30. LIGNES DIRECTRICES POUR L'ENQUÊTE ET L'INTERVENTION EN MATIÈRE DE GAZ ISOLÉ

La Province devrait élaborer une série de lignes directrices concernant l'enquête et l'intervention en matière de gaz isolé s'appliquant aux activités pétrolières et gazières. Lorsque l'exploitant d'un puits de pétrole ou de gaz prend connaissance d'un incident de migration de gaz, il devrait être tenu

d'entreprendre immédiatement une enquête et d'intervenir conformément à ces lignes directrices.

2.31. EXIGENCES AMÉLIORÉES EN MATIÈRE D'OBTURATION ET DE FERMETURE DES PUITES

Il est recommandé que la Province améliore ses exigences en matière d'obturation et de fermeture des puits et, à cette fin, qu'elle adopte et impose des procédures semblables à celles décrites dans la version la plus récente de la directive 020 (*Well Abandonment*) du Energy Resources Conservation Board (ERCB) de l'Alberta.

2.32 FLUIDES ET TECHNOLOGIES DE FRACTURATION HYDRAULIQUE

La Province devrait continuer de suivre le développement en cours des technologies de fracturation hydraulique et encourager l'emploi de technologies et d'additifs laissant la plus petite empreinte écologique possible aussitôt que ces technologies et additifs sont mis en marché et que leur efficacité à accroître le rendement des formations riches en pétrole et en gaz naturel du Nouveau-Brunswick a été établie.

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

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

Recommandations à court terme

3.1. ÉVALUATION DU CONFINEMENT GÉOLOGIQUE AVANT DE PROCÉDER À LA FRACTURATION HYDRAULIQUE

Le titulaire d'un permis de forage devrait être tenu de préparer, lorsque l'organisme de réglementation en fait la demande (p. ex. avant d'entreprendre un programme de fracturation hydraulique pour la première fois dans un bassin géologique ou une zone géographique qui n'a pas encore été exploité comme le définit l'organisme de réglementation), 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 contenir le traitement de fracturation hydraulique et à prévenir la migration verticale des fluides de fracturation, de l'eau de formation, des hydrocarbures ou d'autres contaminants potentiels vers une couche qui contient de l'eau souterraine non salée. Il faudrait exiger : a) que les résultats de l'évaluation soient interprétés, signés et scellés par un ingénieur ou géoscientifique qualifié possédant des connaissances et une compréhension des caractéristiques stratigraphiques et des caractéristiques de l'aquifère; b) que l'évaluation soit remise à l'organisme de réglementation avant le début du programme de fracturation hydraulique.

Il faudrait exiger que l'évaluation susmentionnée :

- a) tienne compte de toutes les données pertinentes auxquelles l'exploitant du puits a accès, comme les diagraphies de puits, les diagraphies d'imagerie, les carottes et les essais diagnostiques de fracturation de puits par injection;
- b) contienne un examen de l'emplacement et de l'ampleur des puits d'hydrocarbures fermés, des failles géologiques (horizontales et verticales) ainsi que des zones comportant des fractures naturelles dans le but de vérifier qu'ils ne permettront pas la migration verticale des fluides de fracturation hydraulique, de l'eau de formation, des hydrocarbures ou d'autres contaminants dans les couches qui contiennent de l'eau souterraine non salée;
- c) tienne compte de la possibilité que les fractures induites forment des connexions entre le puits stimulé et les puits d'hydrocarbures adjacents fermés ou en production;
- d) contienne 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, analyse qui doit tenir compte des meilleurs renseignements disponibles au sujet de certains facteurs, notamment : le gradient hydraulique, la vitesse de percolation, le temps de parcours, la capacité de stockage dans les pores et la géochimie (solubilité, adsorption, etc.).

Le titulaire d'un permis de forage devrait être dans l'obligation de 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 à l'extérieur du puits pour ainsi venir en contact avec toute couche qui contient de l'eau souterraine non salée.

Dans le cas où cette évaluation semblerait indiquer une possibilité que les fractures résultantes atteindront un aquifère contenant de l'eau

souterraine non salée ou un puits d'hydrocarbures adjacent, il faudrait alors interdire au titulaire du permis de procéder à la fracturation hydraulique à cet endroit à moins que l'exploitant du puits ne définisse des mesures d'atténuation qui seront acceptées par l'organisme de réglementation.

3.2. 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 devrait être tenu d'effectuer une analyse suffisamment poussée (p. ex. la surveillance des microséismes, l'analyse de la courbe de pression 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.

Dans les 30 jours suivant la fin de tout programme de fracturation hydraulique, l'exploitant devrait être tenu de présenter un rapport dans lequel il décrit la géométrie des fractures réalisées (p. ex. la taille maximale à l'horizontale et à la verticale des fractures créées).

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

La fracturation hydraulique à faible profondeur doit être définie par l'organisme de réglementation comme la fracturation hydraulique effectuée à une profondeur de moins de 500 mètres sous la surface du sol ou à toute autre profondeur que pourrait définir l'organisme de réglementation à la lumière des caractéristiques géologiques propres au site.

L'organisme de réglementation devrait avoir le pouvoir de permettre la fracturation à faible profondeur au cas par cas, moyennant la préparation des études, des renseignements et la mise à exécution des pratiques qu'il jugerait nécessaires. Il pourrait s'agir, en tout ou en partie : a) de distances plus élevées par rapport aux éléments à la surface; b) d'une surveillance environnementale améliorée avant et après la fracturation, comme l'organisme de réglementation le juge nécessaire; c) de détails précis sur la composition du fluide de fracturation; d) d'une garantie financière et d'une assurance de responsabilité civile supplémentaires, comme l'organisme de réglementation le juge nécessaire; e) de pressions ou de quantités de fluide réduites à employer pendant le traitement de fracturation hydraulique; f) de toute autre mesure ou information demandées par l'organisme de réglementation.

La fracturation hydraulique aux fins de prospection ou d'exploitation de ressources pétrolières ou gazières dans les aquifères contenant de l'eau souterraine non salée devrait être interdite systématiquement.

4.0 GESTION DES DÉCHETS ET MISE EN PLACE DE MESURES POUR MAINTENIR LES 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.

Recommandations à court terme

4.1. CONSTRUCTION DES PLATEFORMES D'EXPLOITATION

Il faudrait exiger que la conception et la construction des plateformes d'exploitation proposées intègrent des mesures correctives visant à empêcher la migration descendante des contaminants potentiels depuis la surface et leur pénétration dans les nappes d'eau souterraine inférieures. Ces mesures pourraient comprendre, entre autres, au moins un cuvelage imperméable sous la plateforme ou les aires sous-jacentes de la plateforme, dans les zones où seront entreposées et traitées les liquides.

Les exploitants pétroliers et gaziers devraient être tenus de présenter, à l'organisme de réglementation, la conception d'une plateforme d'exploitation proposée (matériau de remblai, bermes et colonnes proposés), et ce, avant la construction de la plateforme.

Se reporter aussi aux intertitres « Réservoirs de stockage – confinement secondaire », « 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 »

L'utilisation de systèmes « boucle fermée » sans fosse pour la gestion du fluide de forage devrait être obligatoire dans le cas des puits de pétrole et de gaz forés au Nouveau Brunswick.

4.3. CONFINEMENT D'URGENCE DU FLUIDE DE FRACTURATION HYDRAULIQUE

L'installation d'une soupape de sûreté de dimension adéquate ayant fait l'objet d'un test fonctionnel ainsi que d'une conduite de déviation de la bonne taille devrait être exigée, de même que leur utilisation en vue de 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. Il faudrait exiger que la soupape de sûreté soit réglée de manière à ce que la pression à l'intérieur du tubage n'excède pas 95 p. 100 de la pression de rupture interne minimale.

À la demande de l'organisme de réglementation, il faudrait exiger que l'exploitant ait un camion aspirateur aux abords du puits, prêt à intervenir, lors du pompage du fluide de fracturation hydraulique et durant la phase de reflux.

D'autres dispositifs de confinement devraient être permis par l'organisme de réglementation s'il y a lieu, dans l'éventualité où un exploitant de puits emploierait un petit volume de fluide de fracturation ou une technologie de fracturation hydraulique ne nécessitant pas l'utilisation d'un fluide liquide à températures et pressions atmosphériques à la surface.

4.4. PLAN DE GESTION DES DÉCHETS

Les promoteurs et exploitants de puits de pétrole ou de gaz devraient être tenus de présenter, aux fins

d'approbation, un plan de gestion des déchets, et ce, avant d'entreprendre leurs activités. Ce plan devrait idéalement : 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, au minimum, les types de déchets produits; c) décrire la manière dont ils seront traités et entreposés; d) décrire la méthode de traitement proposée, l'emplacement proposé et le mode de réutilisation ou la méthode d'élimination proposés; e) contenir tout autre renseignement demandé par l'organisme de réglementation.

L'organisme de réglementation devrait en outre exiger que le plan de gestion des déchets décrive comment le promoteur ou l'exploitant entend se conformer aux exigences énoncées dans les lignes directrices sur la gestion des déchets de la province (présentées ci-après) et à toute condition rattachée aux permis, aux approbations ou aux licences délivrés par l'organisme en matière de gestion des déchets.

4.5. LIGNES DIRECTRICES POUR LA GESTION DES DÉCHETS – GÉNÉRALITÉS

La Province devrait élaborer des lignes directrices en matière de gestion des déchets pour aider les promoteurs et les exploitants des puits de pétrole et de gaz dans la préparation du plan de gestion des déchets susmentionné. Ces lignes directrices devraient notamment toucher (sans s'y limiter) : a) le stockage, le transport, le traitement et l'élimination de l'eau de reflux et de l'eau produite; b) les protocoles concernant la marche à suivre en présence de matières radioactives naturelles; c) les critères de rejets régissant le traitement des déchets; d) les exigences de déclaration et de notification à respecter en matière d'élimination des déchets.

Remarque : Les sections 4.6 à 4.9, ci-après, comprennent de plus amples renseignements au sujet des exigences qui doivent être énoncées dans les lignes directrices pour la gestion des déchets ainsi que dans les plans connexes.

4.6. LIGNES DIRECTRICES POUR LA GESTION DES DÉCHETS – CARACTÉRISATION DES DÉCHETS

Il faudrait exiger que tous les déchets produits à une plateforme d'exploitation ou récupérés dans un puits de forage soient identifiés et caractérisés par l'exploitant du puits de pétrole ou de gaz.

4.7. LIGNES DIRECTRICES POUR LA GESTION DES DÉCHETS – RESTRICTIONS CONCERNANT L'ÉLIMINATION SUR PLACE

Aucune élimination sur place des déchets ne devrait être autorisée sauf lorsque celle-ci a été explicitement autorisée par l'organisme de réglementation et le propriétaire foncier. On 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, caractérisés, asséchés et jugés exempts de toute contamination en vertu de la liste de critères chimiques contenue dans les lignes directrices pour la gestion des déchets.

4.8. LIGNES DIRECTRICES POUR LA GESTION DES DÉCHETS – EAU DE REFLUX ET EAU PRODUITE

L'emploi de fosses creusées aux fins de stockage des eaux produites ou de reflux ne devrait pas être autorisé. Il faudrait exiger que la totalité de l'eau de reflux et de l'eau produite récupérée dans un puits de pétrole ou de gaz soient acheminées, dans des conduites, vers des réservoirs couverts étanches à l'eau dotés d'enceintes de confinement secondaire. Il faudrait également que les réservoirs et conduites

utilisés pour stocker et transporter l'eau produite et l'eau de reflux soient 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.

L'organisme de réglementation devrait faire valoir le recyclage en tant que méthode à privilégier pour la gestion de l'eau de reflux et de l'eau produite. Lorsque cette option n'est pas envisagée, l'exploitant du puits devrait être 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'organisme de réglementation devrait exiger que l'eau de reflux et l'eau produite soient : a) traitées selon un plan de gestion des déchets approuvé et stockées, à court terme, dans des réservoirs adéquats pour ensuite être réutilisées (dans le cadre d'opérations de forage ou de fracturation hydraulique par exemple); b) transportées vers une installation de traitement des eaux usées appropriée, 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); c) transportées vers une installation de traitement et d'élimination des eaux usées appropriée et autorisée, à l'extérieur de la province.

L'utilisation, lors de forage, d'eau de reflux ou d'eau produite recyclée devrait être interdite jusqu'à ce qu'un professionnel qualifié dont les services ont été retenus par l'exploitant d'un puits juge que toutes les couches poreuses contenant de l'eau souterraine non salée ont été isolées des fluides de forage

par l'installation et la cimentation d'un tubage de surface.

La durée de stockage sur le site des eaux de reflux ne devrait pas excéder 90 jours à compter du dernier jour des opérations de complétion ou d'entretien du puits, à moins que l'organisme de réglementation n'ait donné son autorisation.

4.9. LIGNES DIRECTRICES POUR LA GESTION DES DÉCHETS – MATIÈRES RADIOACTIVES NATURELLES

Il faudrait exiger que l'eau de reflux récupérée à l'issue des opérations de fracturation hydraulique, les fluides récupérés lors de la phase de production (c.à.d. l'eau produite), les déblais de forage et les vieux fluides de forage soient testés par l'exploitant du puits avant leur retrait du site afin de déceler la présence de matières radioactives naturelles. L'exploitant devrait aussi être tenu de présenter à l'organisme de réglementation un rapport exposant les résultats des tests et a) indiquant si des matières radioactives ont été décelées en quantité excédant les critères établis par la Province; b) décrivant la concentration de ces matières radioactives; c) proposant une manière dont les matériaux touchés pourront être gérés. Il faudrait exiger que le rapport soit présenté à l'organisme de réglementation aux fins d'examen et d'approbation avant que ces matériaux ne quittent le site.

Contrôle radiologique

Si des matières radioactives naturelles sont détectées lors des tests initiaux décrits ci-dessus, des contrôles radiologiques périodiques devraient être exigés au cours des phases de complétion du puits et de production, à une fréquence déterminée par l'organisme de réglementation. Il faudrait exiger :

- a) que ces contrôles soient effectués sur l'ensemble des conduites du puits, des réservoirs et du matériel

- b) que leurs résultats – dont l'emplacement de tout réservoir, de toute conduite et de tout matériel touché ainsi que la concentration relevée – soient communiqués à l'organisme de réglementation;
- c) que l'approbation de ce dernier soit obtenue avant que les conduites, les réservoirs et le matériel concernés puissent être retirés du site.

Analyses subséquentes

Si des matières radioactives naturelles sont détectées lors des tests initiaux décrits au premier paragraphe de la présente disposition, il faudrait exiger, pendant la durée de vie du puits, la poursuite d'analyses périodiques (tous les mois ou à la fréquence indiquée par l'organisme de réglementation) de l'eau produite visant à déceler la présence de ces matières, et l'obtention d'une approbation auprès de l'organisme de réglementation avant que toute matière touchée ne puisse être retirée du site.

4.10 UTILISATION D'INSTALLATIONS DE TRAITEMENT DES EAUX USÉES EXISTANTES

Les systèmes municipaux de traitement des eaux usées ne sont généralement pas conçus pour assurer un traitement efficace des concentrations élevées de solides dissous présents dans l'eau de reflux et dans l'eau produite. Il en va de même pour certaines installations industrielles de traitement des eaux usées. Ainsi, si l'on envisage l'élimination de déchets liquides (eau de reflux ou eau produite par exemple) dans une installation néobrunswickoise de ce type (municipale ou industrielle) déjà existante, l'actuel système de traitement des eaux usées devra d'abord être amélioré au besoin afin d'en garantir l'efficacité. À cette fin, l'exploitant d'une installation de traitement des eaux usées, en concertation avec le promoteur ou l'exploitant et l'organisme de réglementation, devrait être

tenu de : a) bien caractériser les concentrations de contaminants dans les déchets liquides; b) mettre en place tout processus de traitement nécessaire afin que le système de traitement des eaux usées soit en mesure de recevoir et de 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.

Si l'installation n'a pas encore été autorisée à accepter les déchets concernés, l'exploitant d'une installation de traitement des eaux usées devrait demander et obtenir auprès de l'organisme de réglementation – comme c'est actuellement le cas – une modification à son agrément d'exploitation*.

Le contrôle de la qualité de l'eau en aval devrait être exigé comme condition à l'approbation susmentionnée pour toute installation de traitement des eaux usées avec déversement dans les eaux de surface.

** La modification d'une installation de traitement des eaux usées municipale ou industrielle existante (c.à.d. un changement au processus de traitement ou une augmentation de la capacité) 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, NOTIFICATION ET INTERVENTION – DÉVERSEMENTS ET INCIDENTS

Les personnes ayant recours à la fracturation hydraulique devraient être tenues de signaler à l'organisme de réglementation tout événement inhabituel présentant un risque pour la sécurité du public, la santé publique ou l'environnement.

De tels événements peuvent comprendre, sans s'y limiter : un bris du tubage, de la tige de forage ou du matériel de fracturation hydraulique, un défaut du ciment, un déversement, une fuite, des plaintes pour contamination de l'eau de forage, etc. Il faudrait par ailleurs exiger que le rapport soit produit dans les délais fixés par l'organisme de réglementation.

La Province devrait, en outre, revoir ses exigences actuelles en ce qui concerne les notifications et l'intervention en cas de déversement et de fuite – lesquelles sont contenues dans des instruments tels que le *Règlement sur la qualité de l'eau – Loi sur l'assainissement de l'environnement*, les Lignes directrices sur la gestion des sites contaminés, etc. – en veillant à ce qu'elles suffisent à faire face aux déversements et aux fuites qui pourraient entraîner les activités pétrolières et gazières. Les exploitants pratiquant ce genre d'activités devraient quant à eux être tenus d'élaborer, à ce chapitre, des protocoles répondant aux exigences de la Province.

Voir également l'intertitre « Lignes directrices pour l'enquête et l'intervention en matière de gaz isolé » à la section 2.0, l'intertitre « Confinement d'urgence du fluide de fracturation hydraulique » à la section 4.0 et l'intertitre « Sécurité et planification des mesures d'urgence pour les activités pétrolières et gazières » à la section 8.0.

4.12 PLAN DE GESTION DES ÉCOULEMENTS

La Province devrait exiger des promoteurs et exploitants de puits de pétrole et de gaz l'adoption et le maintien de 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. À cette fin, elle devrait élaborer des lignes

directrices concernant la préparation de plans de gestion des écoulements pour les plateformes d'exploitation. Les promoteurs et exploitants de puits de ce type devraient quant à eux être tenus de préparer et de présenter, aux fins d'approbation, des plans de gestion des écoulements conformes aux lignes directrices.

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*. Aucun changement à ce cadre général n'est proposé*.

* *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 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*. En ce qui concerne les puits de pétrole ou de gaz, il s'est déjà exécuté. 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 à ce 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 trafic

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 adéquat pouvant contenir 110 % du volume nominal 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 devrait continuer de 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*, 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 également l'intertitre « Sécurité et planification des mesures d'urgence pour les activités pétrolières et gazières » à la section 8.0 et l'intertitre « Tracé de l'itinéraire » à la section 9.0.

4.15. GESTION DES PRODUITS CHIMIQUES – INVENTAIRE DES PRODUITS CHIMIQUES

Les promoteurs et exploitants d'installations pétrolières et gazières devraient être contraints de tenir un inventaire des produits chimiques utilisés ou entreposés à chacune des installations, 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 devraient être actualisés suivant les besoins pendant toute la vie d'une installation pétrolière ou gazière, 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. Il faudrait exiger que les bouchons, valves ou autres mécanismes d'ouverture associés aux réservoirs et aux contenants de stockage soient verrouillés lorsqu'ils ne sont pas utilisés.

Lorsqu'une batterie se situe à moins de 800 mètres d'un logement occupé, d'une école, d'un terrain de pique-nique ou de camping, etc., il faudrait exiger qu'elle soit 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. Si la batterie se trouve à un autre endroit, elle devrait être munie d'une clôture semblable à celles utilisées pour le bétail, se composant minimalement de fils barbelés à quatre brins et d'une grille.

Lorsqu'une tête de puits se situe à moins de 800 mètres d'un logement occupé, d'une école, d'un terrain de pique-nique ou de camping, etc., le propriétaire du puits devrait être tenu de l'entourer, ainsi que tout matériel connexe, d'une clôture convenable, afin de prévenir toute tentative d'altération du matériel. Cette clôture devrait 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 – CONFINEMENT SECONDAIRE

Il faudrait exiger : a) que les réservoirs de stockage rattachés à une installation pétrolière ou gazière (à l'exception de ceux destinés à l'eau douce) et les aires de mélange des liquides et d'entreposage temporaire soient dotés d'enceintes de confinement secondaires; b) que les réservoirs enterrés soient dotés d'un système de détection intégral du taux de fuite installé entre les deux couches de confinement; c) que tous les réservoirs soient adaptés à l'usage prévu et conçus conformément aux normes du Laboratoire des assureurs du Canada (ULC) et du American Petroleum Institute (API) ainsi qu'à toute autre norme applicable.

4.18. PRÉCAUTIONS SUPPLÉMENTAIRES CONCERNANT LES GAZ SULFUREUX

La Province devrait 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 réglementations 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.*

Mesures potentielles à plus long terme

4.19. ÉTABLISSEMENT DES OPTIONS SUPPLÉMENTAIRES DE TRAITEMENT ET D'ÉLIMINATION DES DÉCHETS

S'il apparaît que les activités pétrolières et gazières prendront bientôt une ampleur nécessitant la création, par le secteur pétrolier et gazier, d'installations de traitement, de recyclage ou d'élimination centralisées des eaux usées au NouveauBrunswick, la Province devrait envisager de prendre position relativement aux options à préconiser (emplacements, technologies, etc.) en fonction de ses buts et objectifs environnementaux, dont les principes de gestion des déchets et de conservation de l'eau énoncés dans le présent document.

Remarque : Toute proposition de nouvelle installation de traitement ou d'élimination des eaux usées nécessiterait l'enregistrement et l'étude de l'installation proposée en vertu du Règlement sur les études d'impact sur l'environnement – Loi sur l'assainissement de l'environnement.

5.0 SURVEILLANCE VISANT À PRÉSERVER LA QUALITÉ DE L'EAU

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

Recommandations à court terme

5.1. ÉVALUATION DES PUIITS D'EAU AVANT ET APRÈS LE LEVÉ SISMIQUE

Le 23 juin 2011, le gouvernement du NouveauBrunswick a annoncé que tous les puits d'eau potable situés à moins de 200 mètres d'un site d'évaluation géophysique (sismique) – p. ex. à moins de 200 mètres d'un point source sismique – doivent désormais faire l'objet d'une évaluation avant le début de la prospection sismique. Des échantillons de leur eau doivent être prélevés par un consultant indépendant embauché par l'opérateur sismique, puis analysés, aux frais de l'exploitant, par les laboratoires du ministère de l'Environnement, l'objectif étant d'en déterminer la qualité avant la réalisation des évaluations sismiques à proximité. Le prélèvement et l'analyse d'échantillons de suivi (recueillis après le levé sismique) sont également requis, afin que les effets de la prospection sur l'alimentation en eau puissent être déterminés et que des mesures soient prises pour y remédier*. La Province a élaboré une norme de base pour l'évaluation des puits d'eau à proximité de lieux de prospection sismique définissant le moment de l'échantillonnage et les paramètres à analyser.

**Voir l'intertitre « Remplacement ou rétablissement de l'approvisionnement en eau » à la section 10.0.*

5.2. ÉVALUATION DES PUIITS D'EAU AVANT ET APRÈS LE FORAGE

Le 23 juin 2011, le gouvernement du Nouveau Brunswick a fait l'annonce d'une exigence en vertu de laquelle tous les puits d'eau potable situés à moins de 500 mètres de la tête de puits des puits de pétrole ou de gaz doivent désormais faire l'objet d'une évaluation avant que les opérations de forage ne soient entreprises. Des échantillons de leur eau doivent être prélevés par un consultant indépendant embauché par l'opérateur du puits d'eau, puis analysés, aux frais de l'exploitant, par les laboratoires du ministère de l'Environnement, l'objectif étant d'en déterminer la qualité avant le début du forage. Advenant que du méthane soit détecté dans les puits d'eau, il faut prélever des échantillons et les analyser au moyen de techniques permettant de distinguer les gaz thermogéniques des gaz biogènes. Si le puits de pétrole ou de gaz était foré sur une nouvelle plateforme, il faudrait exiger que l'échantillonnage ait lieu avant le début du défrichement et la construction de la plateforme d'exploitation, et que des échantillons de suivi soient prélevés et analysés à l'issue du forage et de la fracturation hydraulique, afin que les effets de la construction, du forage du puits et de la fracturation hydraulique sur l'alimentation en eau puissent être déterminés et que des mesures soient prises pour y remédier. La Province procède actuellement à l'élaboration d'un protocole définissant le moment de l'échantillonnage et les paramètres à analyser.

Lorsqu'on le juge nécessaire pour compléter les exigences en matière d'échantillonnage des puits, l'organisme de réglementation devrait exiger qu'au moins un puits de surveillance de l'eau souterraine soit construit à proximité de plateformes d'exploitation sélectionnées, de sorte qu'il soit possible de contrôler la qualité de cette eau dans les morts-terrains et de détecter toute contamination imputable à des fuites ou à des déversements.

**Voir l'intertitre « Remplacement ou rétablissement de l'approvisionnement en eau » à la section 10.0.*

5.3. SURVEILLANCE DE L'EAU DE SURFACE

On recommande que la Province exige la surveillance de l'eau de surface par les promoteurs et les exploitants de puits situés à moins de 150 mètres de tout cours d'eau. Cette surveillance devrait comprendre : a) le prélèvement et l'analyse d'échantillons d'eau 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 supplémentaires d'échantillons recueillis aux mêmes endroits pour les mêmes paramètres, au cours de la construction du puits et de la fracturation hydraulique; c) pareil prélèvement et analyse pouvant être exigés par l'organisme de réglementation en fonction des activités subséquentes menées sur la plateforme d'exploitation (programmes de fracturation hydraulique par exemple). La Province élabore actuellement un protocole d'échantillonnage et d'analyse pour aider les promoteurs et les exploitants de puits de forage à respecter cette exigence.

5.4. SURVEILLANCE DES PUIITS DE PÉTROLE ET DE GAZ

L'exploitant d'un puits de pétrole ou de gaz dont la complétion est terminée en vue de la production de pétrole ou de gaz naturel devrait être tenu de présenter à l'organisme de réglementation, aux fins d'approbation, un plan de surveillance de son puit et d'en assurer la mise en œuvre une fois le plan approuvé. Le plan devrait notamment traiter, s'il y a lieu : a) des pressions dans l'annulaire; b) de la corrosion du tubage de puits, de la détérioration du matériel ou 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) du débit de l'évent de tubage de surface (voir ci-dessous).

Un exploitant de puits devrait être tenu d'équiper chaque puits de pétrole et de gaz dont la complétion est terminée en vue de la production de pétrole ou de gaz naturel d'un système permettant de déceler les fuites (un événement de tubage de surface par exemple) et d'une tête de puits permettant de surveiller la pression dans le tubage de chacun des puits de forage. Il devrait aussi avoir à prévenir immédiatement l'organisme de réglementation de la détection d'une fuite ou d'un bris du tubage et à lui remettre un rapport faisant état du problème et explicitant sa cause et sa durée ainsi qu'une description du programme correctif envisagé et des mesures adoptées afin de prévenir de futures défaillances.

Si l'exploitant d'un puits a des raisons de soupçonner la présence d'une fuite ou d'une anomalie, conformément à la description précédente, il devrait être tenu de procéder, à l'intérieur du puits, à tout test de diagnostic nécessaire afin de déterminer si c'est bien le cas. Il faudrait exiger que les tests de diagnostic soient effectués aussitôt que possible; si le problème se confirme, il faudrait exiger que l'exploitant : a) avise l'organisme de réglementation; b) prenne rapidement toutes les mesures requises afin d'éviter la contamination de l'environnement; c) adopte, tout aussi rapidement, des mesures correctives visant à colmater la fuite ou à corriger l'anomalie.

Voir également les intertitres « Notification et intervention – Déversements et incidents » à la

section 4.0 et « Lignes directrices pour l'enquête et l'intervention sur le gaz isolé » à la section 2.0.

Mesures possibles à plus long terme

5.5. AMÉLIORATION DU RÉSEAU PROVINCIAL DE SURVEILLANCE DE L'EAU

Il faudrait, toujours à plus long terme et dans la mesure où l'ampleur future des activités pétrolières et gazières au Nouveau-Brunswick le justifie, envisager l'amélioration au besoin du réseau de surveillance provincial des eaux de surface et souterraine afin que la Province puisse continuer d'assurer une gestion responsable de ces ressources dans les bassins hydrographiques abritant des ressources pétrolières ou gazières.

6.0 PROMOTION DE L'UTILISATION DURABLE DE L'EAU

Adopter, au chapitre des activités pétrolières et gazières, des mesures qui réduiront 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.

Recommandations à court terme

6.1. CONSERVATION ET RECYCLAGE DE L'EAU

L'organisme de réglementation devrait promouvoir le recyclage et la réutilisation en tant que méthodes à privilégier pour la gestion de l'eau de reflux, de l'eau produite et des autres eaux usées générées par les promoteurs et les exploitants de puits de pétrole et de gaz. Si le recyclage et la réutilisation ne sont pas proposés, l'exploitant d'un puits devrait avoir à démontrer, de manière satisfaisante aux yeux de l'organisme de réglementation, que ces options n'étaient pas envisageables.

6.2. ÉTABLISSEMENT D'UNE HIÉRARCHIE DES SOURCES D'EAU PRÉFÉRÉES

L'organisme de réglementation devrait exiger que les promoteurs et les exploitants de puits de pétrole ou de gaz étudient toutes les sources d'eau potentielles pour le forage, la fracturation hydraulique et les autres activités de complétion du puits, et ce, en respectant 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 issues 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 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); 6) l'eau souterraine potable (y compris l'approvisionnement en eau municipal provenant de nappes phréatiques).

Si un promoteur ou exploitant propose d'avoir recours aux options 5 ou 6, il devrait être tenu de justifier sa décision et d'indiquer pourquoi d'autres sources d'eau ne peuvent être utilisées. Si l'utilisation proposée de l'eau dépasse un rythme quotidien de 50 mètres cubes, le promoteur ou l'exploitant devrait en plus être tenu de s'assurer du caractère durable* de la source proposée.

Si l'utilisation d'un traitement de fracturation hydraulique à base d'eau est proposée, le promoteur ou l'exploitant d'un puits devrait avoir à expliquer pourquoi les options sans eau n'ont pas été proposées.

* Voir « Évaluation des sources d'eau proposées », ci-dessous.

6.3. ÉVALUATION DES SOURCES D'EAU PROPOSÉES

Il faudrait exiger que le taux de retrait d'eau à utiliser pour le forage ou la complétion des puits de pétrole ou de gaz n'excède pas les limites viables. Concrètement, on ne devrait autoriser aucune utilisation susceptible d'entraîner le tarissement des eaux souterraines non salées ou : a) une diminution progressive du niveau de la nappe phréatique; b) une dégradation de la qualité de l'eau; c) une réduction du débit des eaux de surface dans une mesure qui affecterait défavorablement l'habitat ou les écosystèmes aquatiques ou les autres utilisateurs.

Dans le cas des régimes d'alimentation en eau ayant la capacité d'extraire les eaux souterraines à un rythme supérieur à 50 mètres cubes par jour, l'organisme de réglementation devrait continuer d'exiger l'exécution d'une évaluation de la source d'alimentation en eau par le promoteur, conformément à ses lignes directrices en matière d'évaluation de la source d'alimentation en eau. Ces derniers comprennent : a) un protocole d'essai de nappe visant à déterminer si les puits d'eau proposés peuvent ou non fournir et maintenir le rendement désiré; b) une projection à long terme du rendement et du rabattement; c) une évaluation de l'incidence sur les autres utilisateurs de l'eau.

Il faudrait exiger que les prélèvements proposés excédant 50 mètres cubes par jour aux eaux de surface des rivières, des lacs et des ruisseaux soient accompagnés d'une évaluation de la source qui comprenne, sans s'y limiter, des renseignements montrant qu'un débit naturel minimal sera maintenu et calculé selon les saisons, en un point précis, afin d'éviter les importants effets négatifs sur l'environnement, dont une réduction du débit des cours d'eau et des 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 promoteur ou exploitant de puits ou par un même promoteur ou exploitant de puits de pétrole ou de gaz employant plusieurs systèmes d'alimentation, il faudrait exiger que les évaluations mentionnées précédemment soient fondées sur l'utilisation cumulative de l'eau.

Si le promoteur ou l'exploitant de puits de pétrole ou de gaz prévoit recourir au réseau d'approvisionnement en eau municipal, l'organisme

de réglementation devrait exiger une évaluation préalable 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).

** Aucune évaluation de la source d'approvisionnement en eau ne serait exigée pour le pompage d'eau à partir d'aquifères salins profonds qui sont isolés de la surface et qui ne font pas partie du cycle hydrologique.*

6.4. PLANIFICATION DE L'UTILISATION DE L'EAU

Les promoteurs de puits de pétrole ou de gaz devraient être tenus de préparer et de présenter annuellement des plans sur l'utilisation de l'eau décrivant l'emplacement de leurs sources d'eau approuvées, des quantités estimées et du type d'eau (de surface/souterraine, douce/salée, traitée ou recyclée, etc.) qu'ils prévoient utiliser, le moment potentiel où ils prévoient faire cette utilisation pendant l'année et les méthodes qu'ils prévoient employer pour traiter et éliminer les eaux usées qui découleront de leurs activités. Ce plan doit aussi contenir un plan d'urgence pour l'approvisionnement en eau advenant qu'il ne soit plus possible d'utiliser les sources d'approvisionnement en eau principales approuvées (p. ex. en raison d'une sécheresse ou d'une défektivité du matériel).

6.5. RAPPORT SUR L'UTILISATION DE L'EAU

Les promoteurs et exploitants de puits de pétrole ou de gaz devraient être tenus de signaler la quantité d'eau qu'ils utilisent pour chaque activité (forage, cimentation, fracturation hydraulique, etc.) et sa provenance (source) selon le moyen et à la fréquence établis par l'organisme de réglementation.

Mesures potentielles à plus long terme

6.6. STRATÉGIE DE GESTION DE L'EAU POUR L'EXPLOITATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE

À long terme, la Province devrait élaborer une stratégie de gestion de l'eau dans le but de s'assurer que l'eau servant à l'exploitation du gaz naturel soit gérée de manière durable, c'est-à-dire de manière à optimiser ses bienfaits pour les écosystèmes, la société et l'économie. Cette stratégie doit être fondée sur la stratégie détaillée de gestion de l'eau qui est déjà en cours d'élaboration par la Province.

6.7. PERMIS D'UTILISATION DE L'EAU

Toujours à long terme, la Province devrait envisager la possibilité d'établir un processus d'approbation et de délivrance de permis relativement à l'utilisation de l'eau, à l'intention des entités qui en emploient un volume élevé, tels les promoteurs et exploitants d'activités pétrolières ou gazières.

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

Établir des limites en ce qui concerne ces émissions, en assurer la surveillance et en planifier la réduction.

Recommandations à court terme

7.1. LIMITES D'ÉMISSIONS

L'organisme de réglementation devrait fixer et imposer aux installations pétrolières et gazières sélectionnées des limites d'émissions axées sur les objectifs (c.à.d. sur les résultats), afin de faire en sorte, le cas échéant, 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; 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.

7.2. SURVEILLANCE DES ÉMISSIONS

L'organisme de réglementation devrait exiger que les exploitants d'installations pétrolières et gazières sélectionnées assurent la surveillance des émissions atmosphériques ou calculent les émissions découlant de leurs activités. Les résultats de la surveillance des émissions devraient être transmis à la Province.

7.3. SURVEILLANCE DE LA QUALITÉ DE L'AIR AMBIANT

L'organisme de réglementation devrait exiger que les exploitants d'installations pétrolières et gazières sélectionnées élaborent et instaurent au besoin un programme de surveillance de la qualité de l'air ambiant. La portée de ce programme 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 facteurs d'émissions calculés, 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 tel que l'ozone; c) des stations de surveillance en temps réel de l'air ambiant multiparamètres; d) des échantillons instantanés; e) la surveillance des odeurs et des perturbations ou problèmes en cas d'odeurs ou de circonstances inhabituelles.

7.4. PLANS DE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS

L'organisme de réglementation devrait, au besoin, obliger les exploitants d'installations pétrolières ou gazières sélectionnées à préparer, à adopter et à suivre un programme de gestion des émissions fugitives.

À la demande des organismes de réglementation, les promoteurs et exploitants d'installations pétrolières et gazières sélectionnées devraient être tenus de préparer et de suivre un plan de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES). Ce dernier devrait décrire les mesures proposées pour la réduction des GES lors du forage et de la complétion de puits et lors de la production, de la collecte et du traitement du pétrole et du gaz.

Le plan susmentionné devrait également exiger, dans la mesure du possible, que les gaz entraînés dans les eaux de reflux ou produites ne soient pas

rejetés directement dans l'atmosphère. D'autres options pourraient être envisagées, notamment : a) la capture aux fins de vente ou d'utilisation sur le site; b) le torchage, si la capture aux fins de vente ou d'utilisation s'avère impossible.

Remarque : Le gouvernement du Canada procède actuellement à l'élaboration d'une réglementation sur les gaz à effet de serre à l'intention de l'industrie pétrolière et gazière. Une fois achevée, cette dernière s'appliquera aux activités pétrolières et gazières menées au Nouveau Brunswick et dans le reste du Canada.

7.5. GAZ À EFFET DE SERRE – PRODUCTION DE RAPPORTS SUR LES ÉMISSIONS

L'organisme de réglementation devrait exiger, au besoin, que les exploitants d'installations pétrolières et gazières sélectionnées rendent compte à la Province de leurs émissions de gaz à effet de serre, d'une manière et à une fréquence déterminées par l'organisme de réglementation.

Mesures possibles à plus long terme

7.6. MEILLEURE SURVEILLANCE DE LA QUALITÉ DE L'AIR AMBIANT PAR LA PROVINCE

À plus long terme, la Province devrait envisager d'accroître de manière stratégique l'ampleur de son réseau de surveillance de la qualité de l'air ambiant pour mieux couvrir les régions concernées par l'exploitation pétrolière et gazière. Cette mesure devrait toucher à des aspects tels que les exigences relatives au matériel de surveillance et les lieux d'où cette dernière devrait s'effectuer.

8.0 SÉCURITÉ PUBLIQUE ET MESURES D'URGENCE

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

Recommandations à court terme

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

À la demande de l'organisme de réglementation, les exploitants d'activités pétrolières et gazières sont actuellement 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 ainsi qu'un programme de gestion de la sûreté conforme à la norme Z246 de cette même Association**. Ces programmes doivent toucher toutes les phases des activités pétrolières et gazières, dont : a) l'exploration; b) la conception, la construction, le démarrage et l'exploitation des installations; c) la fermeture et le déclassement.

Dans le cadre des programmes susmentionnés, les exploitants devraient être contraints d'aborder les risques inhérents à la gestion de la sûreté et des mesures 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.

** 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.*
Remarque : Voir aussi les intertitres « Notification et intervention – Déversements et incidents » à la section 4.0 et « Lignes directrices pour l'enquête et l'intervention en matière de gaz isolé » à la section 2.0.

9.0 PROTECTION DES COMMUNAUTÉS ET DE L'ENVIRONNEMENT

Relever les défis que peuvent représenter les activités pétrolières et gazières pour les environnements sociaux et physiques auxquels les NéoBrunswickois attachent tant d'importance.

Recommandations à court terme

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 devraient continuer d'être gérées au moyen de permis spéciaux délivrés en vertu du *Règlement sur les dimensions et la masse des véhicules – Loi sur les véhicules à moteur*.

Remarque : Les transporteurs doivent donc s'assurer que les configurations de véhicules qu'ils désirent employer au NouveauBrunswick satisfont à l'ensemble des critères établis par le ministère des Transports ou qu'ils sont admissibles à des permis spéciaux qui leur permettront d'opérer sous certaines conditions.

9.2. CIRCULATION ROUTIÈRE – TRACÉ DE L'ITINÉRAIRE

Lorsqu'il envisage une activité pétrolière ou gazière, le promoteur devrait être tenu de présenter une estimation de la circulation routière générée. L'organisme de réglementation devrait analyser cette information, en concertation avec le ministère des Transports et de l'Infrastructure ou l'administration routière locale afin de déterminer si la préparation d'un tracé de l'itinéraire s'impose. À la demande de l'organisme de réglementation, le promoteur devrait être tenu de présenter, au préalable et aux fins

d'approbation, un tracé de l'itinéraire envisagé (en ce qui concerne l'utilisation du réseau routier). Ce plan devrait comprendre une description et des cartes du trajet en question, et prévoir des mesures destinées à atténuer l'incidence du camionnage sur la sécurité publique, les modèles de trafic existants, l'état physique des routes et des infrastructures connexes et l'environnement. Il devrait également traiter de questions telles que le volume estimé de camionnage (nombre de voyages, dimensions des véhicules, etc.), les heures d'exploitation, le stationnement hors route et les aires d'entreposage temporaire et la lutte contre la poussière. Lors de sa préparation, le promoteur devrait avoir à 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 d'autres parties intéressées devrait également être exigée si l'organisme de réglementation le juge nécessaire. Le plan devrait enfin toucher les effets cumulatifs du camionnage prévu par l'ensemble des sociétés pétrolières et gazières actives dans une même aire géographique.

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

À la demande de l'organisme de réglementation et en concertation avec le ministère des Transports et de l'Infrastructure ou l'administration routière locale*, le promoteur devrait être tenu de conclure avec le ministère des Transports et de l'Infrastructure ou l'administration routière locale – voire les deux – une entente sur l'utilisation des routes. Cette entente devrait comprendre un mécanisme qui servira : a) à l'identification des améliorations et des réparations

devant être effectuées dans certains secteurs avant que les poids lourds rattachés à l'industrie pétrolière et gazière commencent à y circuler (renforcement ou réfection de ponceaux et de ponts, par exemple; b) à l'identification des dommages aux routes et aux infrastructures connexes (ponceaux, ponts, etc.) imputables à une augmentation du trafic généré par une activité pétrolière ou gazière, selon le cas.

Il faudrait exiger que l'entente sur l'utilisation des routes mentionnée ci-dessus se fonde sur une étude d'intégrité des réseaux routiers, réalisée avant que les mouvements de véhicules envisagés soient entrepris. L'étude devrait être élaborée et mise en œuvre aux frais de l'exploitant d'une activité pétrolière ou gazière, en concertation avec le ministère des Transports et de l'Infrastructure ou l'administration routière locale, voire les deux. Elle devrait comprendre une vidéo du trajet, une photographie, des mesures prises sur le terrain, des descriptions écrites, etc., qui permettent : a) de documenter les conditions routières initiales dans leur ensemble, dont la circulation de camions lourds; b) d'évaluer la capacité des routes empruntées à supporter le passage des camions attendus; 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).

** La décision à savoir s'il faut une entente sur l'utilisation des routes et une étude d'intégrité des réseaux routiers devrait être prise au cas par cas, en tenant compte de facteurs tels que le pourcentage d'augmentation de la circulation de camions lourds, de la durée de l'augmentation de la circulation, ainsi que de la capacité pratique et de l'état des routes qui seront utilisées. Dans le cas où la circulation de camions lourds est engendrée par plus d'un usager des routes, le coût de préparation de l'étude sera réparti entre les différents usagers.*

9.4. LIMITES DE NIVEAU SONORE

Il est recommandé que les niveaux sonores admissibles émanant de la construction et l'exploitation d'installations pétrolières et gazières n'excèdent pas 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 sonores devraient être applicables 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 devrait être autorisé à permettre des modifications* aux niveaux sonores de base énoncés ci-dessus selon des critères propres au site tels que la durée de l'activité à l'origine du bruit et la proximité du récepteur avec d'autres activités bruyantes (une autoroute, un aéroport, etc.).

Si un nouveau récepteur de bruit est ultérieurement construit à proximité d'une installation pétrolière ou gazière existante, le niveau sonore admissible devrait être fixé 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 peuvent être trouvés dans la directive Noise Control Best Practices Guideline de la Oil and Gas Commission de la Colombie-Britannique et dans la directive 038 (Noise Control) du Energy Resources Conservation Board (ERCB) de l'Alberta.*

9.5. ATTÉNUATION ET CONTRÔLE DU BRUIT

Si l'on envisage la construction d'un puits de pétrole ou de gaz, d'une station de compression ou

d'une usine de conditionnement du gaz à moins de 1 500 mètres de tout logement, 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 établie par l'organisme de réglementation, il faudrait exiger que des dispositifs et pratiques d'atténuation du bruit adaptés et efficaces soient employés. Ces mesures devraient faire en sorte que les niveaux sonores n'excèdent pas ceux décrits précédemment.

Il faudrait exiger que tous les dispositifs et toutes les mesures proposés pour l'atténuation du bruit soient consignés dans un plan d'atténuation du bruit (comprenant un plan de contrôle des niveaux sonores) et présentés à l'organisme de réglementation aux fins d'examen et d'approbation, avant le début des activités bruyantes.

L'organisme de réglementation devrait pouvoir modifier ou lever les exigences relatives à l'atténuation et au contrôle du bruit si l'exploitant de l'installation et tous les propriétaires et locataires des bâtiments se trouvant à moins de 1 500 mètres de la source de bruit signent une entente écrite stipulant que les mesures précédemment décrites ne sont pas requises ou que d'autres mesures seront employées.

** 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 – PLAN D'ATTÉNUATION

Lorsque l'organisme de réglementation en fait la demande, le promoteur d'une activité pétrolière ou gazière devrait être tenu de préparer et de présenter, aux fins d'examen, une évaluation et un plan d'atténuation de l'impact visuel en ce qui concerne

les plateformes d'exploitation et autres structures de surface telles que les stations de compression ou usines de conditionnement de gaz. Ce plan devrait traiter, entre autres choses, de l'incidence de la lumière artificielle (dont celle des torches).

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

Il faudrait exiger que : a) les plateformes d'exploitation soient construites à l'emplacement le plus plat possible en fonction de l'usage qu'on prévoit en faire; b) lorsque les circonstances s'y prêtent, la possibilité de construire les installations pétrolières et gazières sur un site déjà perturbé soit examinée attentivement; c) sauf stipulation contraire dans le cas d'une convention conclue avec un propriétaire foncier, les installations se trouvent aussi loin que possible des propriétés non comprises dans la convention; d) les installations pétrolières et gazières soient disposées de manière à éviter, dans la mesure du possible, que des terrains forestiers et des terres cultivées ne soient fragmentés ou scindés en deux.

Remarque : 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 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.

9.8. ÉVITEMENT DES PLAINES D'INONDATION, DES TERRES HUMIDES ET DES COURS D'EAU

Plaines d'inondation

Les plateformes d'exploitation, bassins ou retenues (par exemple pour emmagasiner de l'eau douce), batteries, usines de conditionnement de gaz et stations de compression (ainsi que tout remblai connexe) ne devraient pas pouvoir être situés sur une plaine d'inondation.

Les tuyaux et les voies d'accès ne devraient pas pouvoir traverser une plaine d'inondation, 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 ne devraient pas être autorisées à moins de 100 mètres d'un cours d'eau ou d'une terre humide.

Les plateformes d'exploitation, bassins ou retenues (par exemple pour emmagasiner de l'eau douce), batteries, usines de conditionnement de gaz et stations de compression ne devraient pas pouvoir être construits à moins de 30 mètres d'un cours d'eau ou d'une terre humide.

Les tuyaux et les voies d'accès ne devraient pas pouvoir passer à moins de 30 mètres d'un cours d'eau ou d'une terre humide, 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**.

** 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 à 30 mètres ou moins d'un cours d'eau ou d'une terre humide.*

9.9. ÉVITEMENT DES RÉSEAUX D'APPROVISIONNEMENT EN EAU MUNICIPAUX ET AUTRES RÉSEAUX COMMUNAUX

Approvisionnement en eau municipal

Les installations pétrolières et gazières (à l'exception de celles réservées au stockage de l'eau douce) ne devraient pas pouvoir être situées dans des champs de captage ou dans des bassins hydrographiques, ou sous ces éléments, désignés comme sources d'approvisionnement en eau municipales en vertu d'un Décret de désignation du secteur protégé des bassins hydrographiques ou d'un Décret de désignation du secteur protégé du champ de captage délivré aux termes de la Loi sur l'assainissement de l'eau.

Les distances minimales suivantes devraient aussi être imposées. Les plateformes d'exploitation devraient être interdites à moins de : a) 250 mètres de la tête de puits de tout puits d'approvisionnement en eau municipal; b) 250 mètres de la rive la plus proche d'un réservoir, d'un lac naturel, d'une retenue ou d'une prise d'eau de surface servant à l'approvisionnement municipal; ou c) 250 mètres de toute rivière ou de tout cours d'eau servant à l'approvisionnement municipal.

Réseaux d'approvisionnement en eau municipal non désignés

Les restrictions et distances de recul à respecter décrites sous l'intertitre « Approvisionnement en eau municipal » (ci-dessus) devraient s'appliquer aux champs de captage municipaux ayant été délimités, mais ne faisant pas encore l'objet des décrets de désignation mentionnés précédemment.

L'organisme de réglementation devrait être autorisé à imposer des distances et des restrictions propres à chacun des sites 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 dans l'avenir.

Réseaux communaux d'approvisionnement en eau non fournis par la municipalité *

Les distances de recul de 250 mètres décrites sous l'intertitre « Réseaux d'approvisionnement en eau municipal désignés » (ci-dessus) devraient également servir de distances de recul minimales dans le cas des réseaux communaux d'approvisionnement non fournis par la municipalité. L'organisme de réglementation devrait être autorisé à augmenter la distance de recul à respecter en fonction de la capacité du réseau communal d'approvisionnement en eau et des caractéristiques hydrogéologiques locales.

Lors de l'application des exigences énoncées dans la présente disposition, le promoteur d'une plateforme d'exploitation devrait être tenu de déployer des efforts diligents en vue d'inventorier l'ensemble des sources d'approvisionnement en eau situées aux environs; 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 vise à établir des distances de recul à respecter par rapport aux réseaux communaux 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. ÉVITEMENT DES PUIITS D'EAU INDIVIDUELS ET AUTRES SOURCES D'APPROVISIONNEMENT NON COMMUNALES

Les plateformes d'exploitation ne devraient pas pouvoir être situées à moins de 250 mètres d'un puits d'eau, d'une source, d'un réservoir, d'un lac naturel ou d'une prise d'eau de surface servant à l'approvisionnement privé non communal en eau potable.*

L'organisme de réglementation devrait être autorisé à réduire les distances de recul à respecter par rapport à un puits d'eau, à une source, à un réservoir, à un lac naturel ou à une prise d'eau de surface servant à l'approvisionnement privé non communal en eau potable si : a) le propriétaire de la plateforme d'exploitation est propriétaire de la source d'approvisionnement en eau et reçoit l'autorisation de l'organisme de réglementation; b) le propriétaire de la plateforme d'exploitation obtient la permission écrite du propriétaire de la source d'approvisionnement en eau et de l'organisme de réglementation.

Lors de l'application des exigences énoncées dans la présente disposition, le promoteur de la plateforme d'exploitation devrait être tenu de déployer des efforts diligents en vue d'inventorier l'ensemble des sources d'approvisionnement en eau situées aux environs; 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 ci-dessus 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.*

9.11. RESTRICTIONS PORTANT SUR LE CHOIX DU SITE ET DISTANCE DE REcul – DISTANCES À RESPECTER PAR RAPPORT AUX BÂTIMENTS

Un exploitant ne devrait pas être autorisé à construire une tête de puits de pétrole ou de gaz, une batterie, une torche, une station de compression ou une usine de conditionnement du gaz à moins de : a) 500 mètres d'une école élémentaire, intermédiaire ou secondaire, d'un hôpital ou d'un foyer de soins; b) 250 mètres d'un logement ou de toute autre structure destinée à accueillir des êtres humains établie par l'organisme de réglementation; c) 100 mètres de tout autre bâtiment permanent.

Remarque : La disposition ci-dessus vise à établir des distances de recul 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.

9.12. LIGNES DIRECTRICES POUR LA RESTAURATION DU SITE

La Province devrait élaborer des lignes directrices pour la restauration des sites et s'assurer que ces dernières sont appliquées aux terrains n'étant plus nécessaires aux installations pétrolières et gazières. Les lignes directrices en question devraient notamment comprendre les exigences suivantes :

- a) la terre végétale se trouvant à l'intérieur de l'empreinte de construction des plateformes d'exploitation et voies d'accès devrait être retirée, mise en dépôt sur place et remplacée lors de la remise en état du site;
- b) tout sol compacté devrait être décompacté;
- c) tout régime de drainage de surface ou système de drainage agricole souterrain altéré devrait être ramené à son état initial (d'avant la construction);
- d) une évaluation environnementale du site comprenant le prélèvement d'échantillons dans l'environnement et la décontamination des sols ou des eaux souterraines devrait être réalisée,

conformément aux Lignes directrices sur la gestion des lieux contaminés du Nouveau Brunswick.

En plus d'exiger la réalisation d'une évaluation environnementale du site et la décontamination de l'environnement et de définir les exigences relatives à la restauration d'une terre humide ou d'un cours d'eau, l'organisme de réglementation devrait être en mesure de lever ou de modifier les lignes directrices sur la restauration énoncées ci-dessus, conformément à une entente 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 des obligations juridiques du propriétaire de l'installation établies dans la législation ou dans des conditions rattachées aux approbations, aux permis, aux licences, aux certificats de décision, etc.

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

À moins que l'organisme de réglementation n'en décide autrement, le nettoyage des sites contaminés devrait être régi par les Lignes directrices sur la gestion des lieux contaminés du Nouveau-Brunswick.

10.0 RÉDUCTION DU RISQUE FINANCIER DES PROPRIÉTAIRES FONCIERS ET DE LA PROVINCE ET PROTECTIONS 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.

Recommandations à court terme

10.1 GARANTIE FINANCIÈRE EN CAS DE DOMMAGES

Le 23 juin 2011, le gouvernement a annoncé l'adoption d'une exigence obligeant les sociétés gazières et pétrolières à verser une garantie financière à la Province afin de protéger les propriétaires contre les répercussions financières rattachées aux accidents de travail, y compris la perte ou la contamination de l'eau potable. La garantie financière doit être versée par le soumissionnaire choisi en contrepartie des droits accordés en vertu du Règlement sur les permis de recherche et les baux afférent à la Loi sur le pétrole et le gaz naturel et doit être retenue pendant la prospection, l'exploitation et la production du pétrole et du gaz. La portion de la garantie à laquelle la Province ne touche pas est remise à l'exploitant à l'issue d'un délai convenable établi par l'organisme de réglementation. La garantie financière servira à financer les mesures correctives prises à l'égard de certains dommages et dégradations matériels survenant pendant un délai précis et sur une distance précise du site de prospection géophysique ou de forage pétrolier ou gazier.

Le montant de la garantie rattachée aux dommages matériels a été fixé à 100 000 \$ par détenteur de permis ou preneur à bail plus 1 \$ par hectare affecté à une société gazière ou pétrolière conformément au *Règlement sur les permis de recherche et les baux afférent à la Loi sur le pétrole et le gaz naturel*.

Pour que la Province puisse accéder au fonds prévu pour les mesures correctives, selon les circonstances prescrites, il lui faudra prouver qu'il y a bel et bien eu des dommages ou dégradations matériels. 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 les

intertitres « Évaluation du puits d'eau avant et après le levé sismique » et « Évaluation du puits d'eau avant et après le forage » à la section 5.0); b) tout autre processus de surveillance ou d'évaluation qui pourrait s'avérer nécessaire avant la mise en œuvre du projet.

Il est recommandé d'imposer aussi la garantie aux sociétés qui détenaient déjà des droits au 23 juin 2011. Cette démarche pourrait se faire au moment du renouvellement des droits ou dans le cadre des conditions liées aux permis, aux licences ou aux autorisations subséquents émis conformément aux règlements afférents à la *Loi sur le pétrole et le gaz naturel*.

*Se reporter à l'intertitre « Remplacement ou rétablissement de l'approvisionnement en eau » ciaprès.

10.2 REMPLACEMENT OU RÉTABLISSEMENT DE L'APPROVISIONNEMENT EN EAU

Afin d'instaurer la garantie susmentionnée, la Province devrait élaborer un protocole de remplacement de l'approvisionnement en eau comportant les dispositions suivantes : a) l'exploitant d'un programme de prospection géophysique est présumé responsable de remplacer ou de rétablir un approvisionnement en eau situé à moins de 200 mètres d'une source d'énergie sismique (charge vibrosismique ou explosive), advenant le cas où l'approvisionnement affiche un appauvrissement de qualité* ou une réduction de sa capacité** et qu'il ne répond donc plus aux besoins des utilisateurs dans les six mois suivant l'utilisation de la source d'énergie sismique; b) l'exploitant d'un puits de pétrole ou de gaz a la responsabilité de remplacer ou de rétablir un approvisionnement en eau situé à moins de 500 mètres d'une tête de puits, advenant le cas où l'approvisionnement indique un appauvrissement de qualité* ou une réduction de sa capacité** et qu'il

ne répond donc plus aux besoins des utilisateurs à la suite du forage ou de la fracturation hydraulique d'un puits de pétrole ou de gaz naturel.

Pour déclencher cet accès au fonds prévu pour les mesures correctives, il faudrait exiger, conformément aux délais et aux distances précités, que l'une des deux conditions suivantes soit confirmée : a) une ou plusieurs substances trouvées, utilisées ou produites au site de prospection sismique ou de la plateforme d'exploitation pétrolière ou gazière (notamment le puits de forage et les formations géologiques fracturées par le puits de forage) ont appauvri la qualité* de l'approvisionnement en eau (y compris la présence de méthane dans les puits d'eau alors qu'aucune trace n'en avait été détectée lors de l'évaluation réalisée avant les activités); b) la réduction de la capacité de l'approvisionnement en eau à un point tel qu'elle ne suffit plus aux besoins des utilisateurs.

Advenant le cas où l'exploitant du puits de pétrole ou de gaz ne rectifie pas la situation, la Province retirera des fonds à même la garantie en question et rétablira l'approvisionnement en eau. L'exploitant devrait alors avoir l'occasion de s'objecter à cette utilisation de la garantie financière en présentant, à l'organisme de réglementation, une prépondérance de preuves démontrant que ses activités n'étaient nullement à l'origine de la qualité ou de la capacité appauvrie de l'approvisionnement en eau. La garantie financière ne sera pas utilisée dans le cas où le propriétaire d'une source d'eau a refusé l'échantillonnage de l'eau de puits préalable aux essais sismiques ou au forage.

Le protocole de remplacement de l'approvisionnement en eau s'appliquerait aux activités des sous-traitants retenus par les exploitants d'installations pétrolières ou gazières ou encore par les exploitants d'installations géophysiques,

mais ne s'appliquerait pas aux répercussions, pour l'approvisionnement en eau, d'une activité qui n'a aucun lien avec ces exploitants ou à ces sous-traitants.

* Se reporter à « appauvrissement » dans la section Définitions du présent document.

** Se reporter à « capacité réduite » dans la section Définitions du présent document.

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

La Province exige actuellement que les exploitants de pétrole et gaz 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 devrait être revu et modifié au besoin en fonction du coût actuel de fermeture d'un puits au Nouveau-Brunswick. Le montant requis pour la garantie devrait être évalué périodiquement.

La garantie prendra l'une des formes suivantes :

- a) un dépôt en argent;
- b) une obligation négociable signée de manière à ce que la Province du Nouveau-Brunswick puisse l'encaisser;
- c) un crédit documentaire ou une lettre de crédit irrévocable émis par un établissement jugé acceptable par l'organisme de réglementation et qui n'est négociable que par ce dernier;
- d) une obligation d'une société de cautionnement détenant un permis pour conclure des affaires dans la province.

La garantie ne devrait être remise au propriétaire d'un puits que si : 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; c) le propriétaire du puits le ferme convenablement selon l'organisme de réglementation.

10.4 ASSURANCE DE RESPONSABILITÉ CIVILE OBLIGATOIRE POUR LES EXPLOITANTS D'INSTALLATIONS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES

Les titulaires de permis, de licence et d'autorisation relativement à des activités et à des installations gazières et pétrolières devraient être tenus de souscrire une assurance de responsabilité civile, selon les modalités établies par l'organisme de réglementation, afin de couvrir tout incident causé par eux-mêmes ou leurs sous-traitants qui entraîneraient des préjudices personnels ou des dommages matériels ou environnementaux. Il faudrait également exiger que l'assuré informe l'organisme de réglementation de tout changement à sa couverture d'assurance, y compris l'annulation.

10.5 PARTAGE DES REVENUS

Le 23 juin 2011, le gouvernement a annoncé qu'il s'engageait à élaborer une formule de partage des revenus selon laquelle les propriétaires fonciers et les communautés pourraient aussi partager les bénéfices de l'industrie du gaz naturel. Le Groupe de travail sur le gaz naturel continue donc d'examiner des façons qui permettraient à la Province de partager les revenus tirés du gaz avec les propriétaires fonciers et les localités qui accueillent des activités de production gazière.

10.6 MISE EN PLACE D'UN FONDS RELATIF AUX PUIXS DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL ABANDONNÉS

L'organisme de réglementation devrait établir un fonds relatif aux puits de pétrole et de gaz abandonnés financé par l'industrie, afin de s'assurer que des sommes d'argent sont accessibles pour la mise en œuvre de mesures de colmatage et de fermeture des puits abandonnés antérieurement qui présentent des fuites par suite de la remise de la garantie pour la fermeture de puits à l'ancien exploitant.

10.7 PERMIS AUX ADMINISTRATEURS FONCIERS ET NORMES DE CONDUITE

Les personnes retenues par les sociétés pétrolières et gazières pour mener les négociations avec les propriétaires fonciers dans le but de conclure une entente d'accès doivent satisfaire à l'une des conditions suivantes : a) être titulaires d'une attestation de la Canadian Association of Petroleum Landmen; ou b) détenir une attestation d'une organisation équivalente approuvée par la Province; ou c) détenir un permis d'exercer dans une autre province canadienne qui impose une exigence d'octroi de permis pour les administrateurs fonciers.

Mesures possibles à plus long terme

10.8 LIGNES DIRECTRICES POUR LES BAUX

À plus long terme, la Province devrait envisager de rassembler des renseignements et de les rendre publics afin d'aider les propriétaires fonciers qui doivent négocier avec les sociétés pétrolières et gazières. Cette information pourrait prendre appui sur les lignes directrices en place dans d'autres provinces, notamment le site Web « Negotiating Surface Rights » de l'Alberta, qui comprend une liste de vérification au sujet de la négociation de l'emplacement d'un puits.

10.9 AMÉLIORATION DU SYSTÈME DE GESTION DES INCIDENTS

À plus long terme, la Province devrait envisager de mettre sur pied un système de suivi interministériel électronique visant à consigner et à gérer les incidents et plaintes au sujet des activités pétrolières et gazières. Cette recommandation pourrait comprendre l'offre d'un accès interministériel au système existant de suivi électronique des occurrences du ministère de l'Environnement.

10.10 MÉCANISME DE RÉOLUTION DE CONFLITS

À plus long terme, la Province devrait envisager de mettre sur pied un tribunal ou de nommer, comme solution de rechange aux tribunaux, un commissaire servant d'arbitre et chargé de rendre une décision dans les conflits entre les propriétaires fonciers et les sociétés pétrolières et gazières.

10.11 EXAMEN APPROFONDI DES RÉPERCUSSIONS FINANCIÈRES DES ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES

À plus long terme, l'administration provinciale devrait envisager de constituer un fonds d'urgence visant à contrer les éventuelles répercussions des activités pétrolières et gazières sur l'environnement.

De plus, la Province devrait continuer d'évaluer son régime de frais relatif aux permis et aux demandes afin de s'assurer que les coûts d'inspection, d'exécution de la loi et de révision des soumissions rattachés aux activités pétrolières et gazières y sont compris.

11.0 ÉCHANGE DE RENSEIGNEMENTS

Veiller à ce que les organismes de réglementation, l'industrie et tous les NéoBrunswickois puissent accéder, en temps opportun, à un ensemble commun de renseignements exacts au sujet des activités pétrolières et gazières au NouveauBrunswick.

Recommandations à court terme

11.1. PUBLICATION DES EXIGENCES ET DES NORMES ENVIRONNEMENTALES PROVINCIALES RÉGISSANT LES ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES

La Province devrait créer un document accessible au public fournissant une description complète, rédigée en termes clairs, des exigences et normes environnementales particulières qu'impose la Province pour les activités et installations pétrolières et gazières.

11.2. DÉCLARATION PUBLIQUE DES DONNÉES DE L'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE

Toutes les données présentées à la Section de l'évaluation environnementale doivent être rendues accessibles sur demande, dans la langue dans laquelle elles ont été présentées, à l'exception des renseignements confidentiels ou exclusifs qui seraient conservés dans des bureaux gouvernementaux. À long terme, la Province devrait offrir un accès en ligne aux données des évaluations environnementales ayant servi à l'examen de projets pétroliers et gaziers (voir la section 11.7 Accès en ligne amélioré à des renseignements propres aux différents projets).

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

Dans le cadre des consultations publiques en lien avec les projets enregistrés en vertu du *Règlement sur les études d'impact sur l'environnement – Loi sur l'assainissement de l'environnement*, des distances de notification prescrites et normalisées des propriétaires fonciers devraient être établies et imposées dans le cas des installations pétrolières et gazières décrites ci-dessous.

Les distances de notification et de consultation des propriétaires fonciers devraient être les suivantes :

- a) Usine de traitement du gaz naturel ou station de compression : 3 000 mètres;
- b) Plateforme d'exploitation : 2 000 mètres;
- c) Conduite de collecte : 200 mètres;
- d) Nouvelle voie d'accès : 200 mètres.

11.4. RAYON DE NOTIFICATION PRESCRIT POUR LA PROSPECTION SISMIQUE

La prospection sismique ne requiert pas l'enregistrement du projet en vertu du *Règlement sur les études d'impact sur l'environnement – Loi sur l'assainissement de l'environnement*. Bien que certains promoteurs de programmes de prospection sismique, dans la province, aient eu recours à des stratégies de communication telles les journées portes ouvertes pour informer les propriétaires fonciers de leurs activités, il n'existe actuellement aucune distance prescrite à l'intérieur de laquelle les propriétaires fonciers doivent être directement avisés des programmes de prospection sismique envisagés. La Province devrait donc établir des exigences à cet effet et les imposer aux promoteurs de ces programmes.

11.5. DIVULGATION DES ADDITIFS PRÉSENTS DANS LES FLUIDES DE FRACTURATION UTILISÉS AU NOUVEAU-BRUNSWICK

Le 23 juin 2011, le gouvernement a annoncé une exigence en vertu de laquelle les sociétés pétrolières et gazières devaient divulguer, dans leur intégralité, les teneurs projetées et réelles de tous les fluides et substances chimiques utilisés dans le processus de fracturation hydraulique. Des protocoles de divulgation sont actuellement élaborés par le Groupe de travail sur le gaz naturel. Ces sociétés devront assurer une divulgation complète auprès de l'organisme de réglementation. Elles auront aussi l'obligation d'informer le public et d'assurer une protection adéquate des renseignements exclusifs.

11.6. COMITÉS DE LIAISON

À la demande de l'organisme de réglementation, le promoteur d'une activité pétrolière ou gazière devrait être tenu de proposer publiquement la création d'un comité de liaison auquel il siègera, en compagnie de membres des parties intéressées (représentants municipaux, groupes se préoccupant des bassins hydrographiques, propriétaires fonciers, etc.). L'objectif du comité consisterait notamment à assurer la diffusion de renseignements concernant, par exemple : a) le calendrier des activités prévues par le promoteur ou l'exploitant; b) les enjeux, questions ou 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 gazier ou pétrolier ayant des activités dans la même zone. Une fois établi, un comité de liaison devrait demeurer en place pour toute la durée de vie du projet, ou jusqu'à ce que les membres s'entendent pour dire que sa présence n'est plus nécessaire.

Mesures possibles à plus long terme

11.7. ACCÈS EN LIGNE AMÉLIORÉ À DES RENSEIGNEMENTS PROPRES AUX DIFFÉRENTS PROJETS

À plus long terme, la Province devrait envisager de rendre accessibles au public dans Internet tous les dossiers, rapports et plans non exclusifs au sujet des projets pétroliers et gaziers qui sont conservés dans des bureaux gouvernementaux, y compris les données des évaluations environnementales. Les documents en question pourraient comprendre une base de données géoréférencées électronique où seraient compilés des renseignements et des liens touchant : a) les conditions d'approbation ayant été imposées au promoteur ou à l'exploitant d'une installation pétrolière ou gazière; b) l'emplacement des puits de pétrole et de gaz; c) les renseignements à communiquer au sujet des fluides de fracturation décrits précédemment; d) les résultats de la surveillance environnementale effectuée par le titulaire d'un permis aux termes d'un bail, d'une licence, d'un certificat de décision ou d'une approbation (assujettis, dans le cas de renseignements comme les résultats de testage de puits privés, à certaines exigences en matière de confidentialité); e) les données géologiques non exclusives générées par le forage de puits de pétrole ou de gaz naturel, susceptibles d'intéresser le milieu universitaire ou le grand public.

12.0 MAINTIEN D'UN CADRE DE RÉGLEMENTATION EFFICACE

Promouvoir, en ce qui concerne les activités pétrolières et gazières au Nouveau Brunswick, l'application d'un ensemble de règles environnementales bien étayées en constante amélioration.

Recommandations à court terme

12.1. MAINTIEN DES EXAMENS DE PROJETS ÉCHELONNÉS

L'actuel processus d'étude d'impact sur l'environnement (examen en vue d'une décision) des projets enregistrés aux fins d'examen en vertu du *Règlement sur les études d'impact sur l'environnement – Loi sur l'assainissement de l'environnement*, échelonné, devrait être maintenu.

Remarque : L'extraction commerciale ou le traitement de matériaux combustibles énergétiques, à l'exception du bois de chauffage, constituent des entreprises au sens du Règlement sur les études d'impact sur l'environnement afférent à la Loi sur l'assainissement de l'environnement et doivent être enregistrés aux fins d'examen conformément à ce règlement. Une approche échelonnée a été adoptée lors de la réalisation de l'EIE exigée, de sorte que cette dernière tienne compte des stades initiaux de projets d'extraction pétrolière ou gazière (précédant l'extraction commerciale).

12.2. ÉVALUATION DES CAPACITÉS D'EXÉCUTION DE LA LOI

La Province devrait régulièrement procéder à l'évaluation du niveau anticipé d'activités pétrolières et gazières, tout en veillant à l'accessibilité d'outils d'inspection et de mise à exécution adéquats.

Remarque : Des recommandations supplémentaires seront formulées dans un plan d'exécution de la loi élaboré séparément par le Groupe de travail sur le gaz naturel.

12.3. MISE EN ŒUVRE RAPIDE DES RECOMMANDATIONS CONTENUES DANS LE PRÉSENT DOCUMENT

La majorité des recommandations contenues dans le présent document peuvent être mises en application en vertu de la législation actuelle. Les instruments réglementaires potentiels comprennent, sans s'y limiter, les conditions rattachées : a) aux licences et aux permis délivrés aux termes du *Règlement sur la prospection géophysique – Loi sur le pétrole et le gaz naturel*; b) aux approbations de permis de forage accordées en vertu du *Règlement sur les permis de recherche et les baux – Loi sur le pétrole et le gaz naturel*; c) à d'autres accords de tenure pétroliers et gaziers conclus en vertu de cette même loi; d) à des certificats de décision liés au *Règlement sur les études d'impact sur l'environnement – Loi sur l'assainissement de l'environnement*; e) à des approbations et à des permis octroyés conformément aux règlements afférents à la *Loi sur l'assainissement de l'air*, à la *Loi sur l'assainissement de l'eau* et à la *Loi sur l'assainissement de l'environnement*. À plus long terme, le gouvernement pourrait choisir d'intégrer certaines des recommandations formulées dans le présent document à de nouvelles lois ciblant directement les activités pétrolières et gazières.

À moins que l'organisme de réglementation en décide autrement, les recommandations contenues dans le présent document concernent les nouvelles installations pétrolières et gazières et ne sont pas destinées à être appliquées rétrospectivement aux puits et aux installations ayant déjà été approuvés et construits.

12.4. COLLECTE DE RENSEIGNEMENTS SCIENTIFIQUES SUPPLÉMENTAIRES

Les résultats des diverses mesures de surveillance environnementale requises et décrites dans le présent document constitueront une précieuse source de renseignements pour la gestion des activités concernées en contexte

néo-brunswickois. Afin d'en tirer le meilleur parti possible, la Province devrait également chercher à encourager l'établissement de partenariats avec le gouvernement fédéral, le milieu universitaire, les Premières Nations, les organismes non gouvernementaux et l'industrie afin de mener des recherches supplémentaires et d'assurer une surveillance accrue; il sera ainsi possible de recueillir des renseignements qui viendront étayer les améliorations subséquentes à la gestion environnementale, par la Province, des activités pétrolières et gazières au NouveauBrunswick.

12.5. AMÉLIORATION CONTINUE

Le principe d'amélioration continue, fondé sur l'expérience progressive en matière d'activités pétrolières et gazières au NouveauBrunswick et ailleurs, devrait guider la Province dans les efforts soutenus qu'elle déploiera afin de renforcer et d'adapter son programme de réglementation. Dans cette perspective, celle-ci devrait procéder à un examen régulier de ses règlements, politiques et procédures en concertation avec l'industrie et les Néo-Brunswickois, et continuer à faire preuve, dans le cadre de son régime réglementaire, de la souplesse nécessaire à l'évaluation, à l'adoption et à la mise en place de nouvelles normes, exigences, technologies et pratiques de pointe, lorsque ces dernières sont rendues disponibles.

Mesures possibles à plus long terme

12.6. AMÉLIORATION DE LA COORDINATION INTERMINISTÉRIELLE

À plus long terme, la Province devrait envisager la mise en place de dispositions institutionnelles interministérielles permanentes – telle une commission des ressources pétrolières et gazières – qui amélioreraient la coordination dans la réglementation et la supervision des activités pétrolières et gazières au NouveauBrunswick.

12.7. ÉTABLISSEMENT DES EXIGENCES RELATIVES À LA FORMATION DES EXPLOITANTS (CONNAISSANCE DE LA RÉGLEMENTATION)

À plus long terme, la Province devrait envisager d'exiger des employés de sociétés pétrolières et minières et d'entreprises assurant l'entretien des puits en activité au NouveauBrunswick (dont les cadres de sociétés disposant du pouvoir de signature lors de la présentation de demandes) qu'ils assistent à une séance de formation résumant leurs obligations en vertu des exigences et des règlements environnementaux provinciaux liés aux activités pétrolières et gazières. Les documents de formation pourraient en outre être publiés sur un site Web accessible au public, afin de favoriser l'acquisition de connaissances relatives aux exigences et aux règlements environnementaux du NouveauBrunswick parmi l'ensemble des parties intéressées.