



**Revue des bonnes pratiques pour les levés de sismique
réflexion en milieux terrestre et marin**

GTEC05

J. Christian Dupuis (Ph.D.) et Geneviève Fillion

Québec, Canada

25 sept. 2015

TABLE DES MATIÈRES

| | |
|--|----|
| SOMMAIRE | 5 |
| AVANT-PROPOS | 6 |
| LISTE DES FIGURES..... | 7 |
| 1. INTRODUCTION | 9 |
| 1.1 Mise en contexte | 9 |
| 1.2 Définition des bonnes pratiques | 10 |
| 2. LA SISMIQUE RÉFLEXION | 11 |
| 2.1. Mise en contexte | 11 |
| 2.2. Propriétés d'un média élastique | 11 |
| 2.3. Interaction des ondes acoustiques à une frontière | 13 |
| 2.4. Appareillage..... | 17 |
| 2.4.1 Système d'acquisition- terrestre | 17 |
| 2.4.2 Sources- terrestre | 20 |
| 2.4.3 Système d'acquisition- marin | 25 |
| 2.4.4 Sources- marines | 26 |
| 2.4.5 Zone de transition | 29 |
| 3. RISQUES DES TRAVAUX SISMIQUES TERRESTRES..... | 30 |
| 3.1 Coupe de lignes et aménagement du territoire | 30 |
| 3.2 Déploiement des receveurs..... | 42 |
| 3.3 Sources sismiques..... | 42 |
| 3.3.1 Camion vibreur | 46 |
| 3.3.2 Sources explosives..... | 47 |
| 4 RISQUES DES TRAVAUX SISMIQUES MARINS | 59 |
| 4.1 Receveurs | 60 |
| 4.2 Sources | 61 |
| 4.2.1 Canons pneumatiques..... | 62 |
| 4.2.2 Explosifs | 66 |
| 4.2.3 Appareils électriques | 66 |
| 5. TABLEAUX | 68 |

| | |
|--|-----|
| 5.1 Tableau synthèse | 68 |
| 5.2 Érosion | 69 |
| 5.3 Déchets et restauration du site | 70 |
| 5.4 Bris et dommages | 73 |
| 5.5 Héritage culturel..... | 75 |
| 5.6 Contamination des eaux..... | 76 |
| 5.7 Contamination végétale et biologique | 82 |
| 5.8 Stress animal..... | 83 |
| 5.9 Interception d'eau et de gaz..... | 85 |
| 5.10 Mise à feu ratée..... | 89 |
| 5.11 Subsidence..... | 91 |
| 5.12 Entreposage et manutention des explosifs | 94 |
| 5.13 Bouchage des trous de forage pour explosifs | 103 |
| 5.14 Stress animaux aquatiques..... | 107 |
| 5.15 Conflits avec la pêche | 113 |
| 5.16 Santé et sécurité..... | 115 |
| CONCLUSION | 119 |
| RÉFÉRENCES | 120 |

SOMMAIRE

Sur la base du Plan d'action gouvernemental relatif à la filière des hydrocarbures, deux (2) études environnementales stratégiques (ÉES), l'une globale et l'autre spécifique à Anticosti, ont été commandées par le gouvernement du Québec. L'objectif de ces deux ÉES est de faire le point sur l'état des connaissances et d'acquiescer les renseignements nécessaires pour définir les orientations gouvernementales au regard des enjeux environnementaux, sociaux, économiques et de sécurité liés au développement des hydrocarbures et à leur transport. Les résultats de cette démarche permettront à terme de :

Mieux connaître le potentiel exploitable économiquement en hydrocarbures sur le territoire;

Comblent le manque d'information concernant les techniques utilisées, notamment la fracturation hydraulique et les conditions d'exploration et d'exploitation en milieu marin;

Analyser les risques environnementaux et établir les mesures à mettre en place pour les minimiser et en assurer la bonne gestion;

Étudier les mécanismes de consultation et de concertation favorisant l'acceptabilité des communautés et l'aménagement durable des territoires;

Répertorier les bonnes pratiques à mettre en œuvre avec l'industrie et les partenaires;

Étudier les besoins en pétrole et en gaz naturel;

Comparer les risques associés aux différents modes de transport;

Mettre à jour le cadre législatif et réglementaire.

L'étude GTECO5 a pour objectif de recenser et d'établir les bonnes pratiques en ce qui concerne les méthodes sismiques qui sont employées pour l'exploration pétrolière et gazière.

La présente étude débute par un survol des méthodes sismiques et identifie les risques qui peuvent être engendrés par ces activités d'exploration en milieu terrestre et marin ainsi que dans les zones de transitions.

Notre étude répertorie les bonnes pratiques dans les documents de lois, les lignes directrices et les avis scientifiques émis par des comités scientifiques d'experts pour les juridictions qui ont été identifiées par le Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN).

Ainsi, l'Alberta et la Colombie-Britannique ont servi de cadre de référence pour les bonnes pratiques à suivre pour le milieu terrestre alors que la Norvège et le Canada ont été établis par le MERN comme cadre de référence pour les zones de transition et le milieu marin.

Les conclusions de l'étude démontrent que les risques et les impacts associés aux travaux d'exploration sont ponctuels et généralement de courtes durées. Ces risques peuvent être mitigés en établissant des bonnes pratiques de travail et en adaptant ces pratiques aux réalités du territoire, de ces habitants et de la faune et de la flore.

AVANT-PROPOS

Les hydrocarbures occupent une place importante dans notre société autant sur le plan économique qu'industriel. Les pays, provinces et états qui ont mis en valeur leurs ressources énergétiques par l'exploitation de leurs réserves d'hydrocarbures ont profités d'un essor économique important qui a contribué à leur prospérité et leur sécurité énergétique.

Il existe au Québec des structures géologiques qui pourraient être l'hôte d'importantes réserves en hydrocarbures. Leur potentiel n'a cependant jamais été étudié en détails et le développement d'une filiale d'exploitation de ces ressources demeure embryonnaire. Afin de pouvoir mieux évaluer les ressources Québécoises, des travaux d'explorations, dont des levés sismiques, sont nécessaires.

Le 30 mai 2014, le gouvernement du Québec a rendu public son plan d'action gouvernemental sur les hydrocarbures, lequel inclut la réalisation de deux évaluations environnementales stratégiques (ÉES).

Au début 2015, le gouvernement a finalisé une revue de littérature présentant un bilan des connaissances actuelles en matière d'hydrocarbures. Ce bilan a permis de réaliser un plan d'acquisition de connaissances supplémentaires dont l'application se traduit par le lancement de diverses études, dont l'étude GTECO5 qui recense les bonnes pratiques pour les levés sismiques en milieu terrestre et marin ainsi que dans les zones de transition.

Les levés sismiques permettent d'imager le sous-sol et permettent donc de réduire les risques d'exploration. En ciblant des zones qui sont propices au stockage d'hydrocarbures, il est possible de réduire l'empreinte des forages d'exploration au minimum nécessaire.

Les conclusions de notre étude démontrent que les risques et les impacts associés aux travaux d'exploration sismique sont ponctuels et généralement de courte durée. Ces risques peuvent être mitigés en établissant des bonnes pratiques de travail et en adaptant ces pratiques aux réalités du territoire, de ces habitants et de la faune et de la flore.

LISTE DES FIGURES

| | |
|---|----|
| Figure 1: Schéma qui illustre la différence entre la propagation d'ondes de compression (P) et de cisaillement (S). [Tiré de (Keary, Brooks, & Hill, 2002)]..... | 12 |
| Figure 2: Schéma qui illustre les ondes de surface. Les ondes de Rayleigh (a) les ondes de love (b). [Tiré de (Keary et al., 2002)] | 13 |
| Figure 3: Schéma qui illustre la différence entre la réflexion (reflected) et réfraction (refracted) d'énergie entre 2 milieux [Tiré de (Keary et al., 2002)]..... | 14 |
| Figure 4: Trajectoires empruntées par les ondes sismiques. Les ondes voyagent entre la source (S) et le receveur (D). Trois arrivées sont observées au receveur: (1) L'onde réfractée (refracted ray), (2) l'onde directe (direct ray) et (3) l'onde réfléchie (reflected ray). [Tiré de : http://www.eos.ubc.ca/courses/eosc350/content/methods/meth_6/raypaths.html] | 14 |
| Figure 5: Réflexion d'une onde acoustique avec une incidence verticale sur des horizons horizontaux. [Tiré de (Keary et al., 2002)]..... | 15 |
| Figure 6: Sismogramme d'une séquence stratigraphique. La convolution d'une excitation sismique et les coefficients de réflexion. [Tiré de (Keary et al., 2002)] | 16 |
| Figure 7: Vue en coupe d'un géophone de type 'moving coil'. [Tiré de (Keary et al., 2002)] | 17 |
| Figure 8: Géophones montés sur une plaque et sur un piquet. Les plaques sont utilisées quand le sol est trop dur pour enfoncer le piquet ou quand les sédiments de surface sont des sables secs et que le couplage est insuffisant. [Image tirée de http://www.azosensors.com/equipment-details.aspx?EquipID=255] | 18 |
| Figure 9: Géophone 3C pour l'acquisition terrestre [Tiré de (Keary et al., 2002)]..... | 19 |
| Figure 10: Illustration des composantes d'un Buffalo-gun. [Image tirée de http://www.eos.ubc.ca/courses/eosc350/content/methods/meth_6/sourcesense.htm] | 22 |
| Figure 11: Deux différents modèles de masse accélérée sur des véhicules adaptés. [Image tirée de http://www.pgs.com/Geophysical-Services/Technical_Library/TechLink_Articles/TechLink-April-2009/Minimal-Impact-Seismic-Acquisition-Successful-Imaging-using-an-Accelerated-Weight-Drop-System/] | 22 |

Figure 12: Exemple de petite foreuse qui peut être hélicoptée. [Image tirée de <http://northspan.ca/our-drills>] 23

Figure 15: Exemple d'un levé à deux canons et une flûte sismique. Les points communs du milieu sont situés sur deux lignes parallèles entre les points de tir et la flûte sismique. [Tiré de (Keary et al., 2002)]..... 26

Figure 16: Illustration d'un canon à air. [Tiré de (Keary et al., 2002)] 27

Figure 17: Réponse observée pour un canon à air simple (a) et un groupe de sept canons(b). [Tiré de (Keary et al., 2002)] 28

Figure 18: Distances de séparation minimales entre les sources d'énergie et les infrastructures à protéger (Colombie-Britannique). [Tableau tiré de (Geophysical Exploration Regulation, n.d.)] 44

Figure 19: Distances de séparation minimales entre les sources d'énergie et les infrastructures à protéger(Colombie-Britannique). [Tableau tiré de (Geophysical Exploration Regulation, n.d.)] . 44

Figure 20: Distances de séparation minimales entre les sources d'énergie et les infrastructures à protéger (Alberta). [Tableau tiré de (Distance Requirements, n.d.)]..... 45

Figure 21: Distances de séparation minimales entre les sources d'énergie et les infrastructures à protéger (Alberta). [Tableau tiré de (Distance Requirements, n.d.)]..... 46

1. INTRODUCTION

Les hydrocarbures occupent une place importante dans notre société. Le 30 mai 2014, le gouvernement du Québec a rendu public son plan d'action gouvernemental sur les hydrocarbures, lequel inclut la réalisation de deux évaluations environnementales stratégiques (ÉES) : une globale sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures et une spécifique à l'île d'Anticosti. Au début 2015, le gouvernement a finalisé une revue de littérature présentant un bilan des connaissances actuelles en matière d'hydrocarbures. Ce bilan a permis de réaliser un plan d'acquisition de connaissances supplémentaires dont l'application se traduit par le lancement de diverses études, dont celle sur les bonnes pratiques pour les levés de sismique réflexion en milieu terrestre et marin.

A cette fin, les travaux antérieurs des ÉES ont identifié les juridictions de l'Alberta et de la Colombie-Britannique comme étant les meilleurs point de références pour l'encadrement des levés de sismique réflexion en milieu terrestre et le Canada et la Norvège comme point de référence pour les levés en milieu marin.

Les bonnes pratiques ont été répertoriées dans les documents de lois, les lignes directrices et les avis scientifiques émis par des comités scientifiques d'experts pour les juridictions concernées.

1.1 Mise en contexte

Les hydrocarbures occupent une place importante dans notre société. Le 30 mai 2014, le gouvernement du Québec a rendu public son plan d'action gouvernemental sur les hydrocarbures, lequel inclut la réalisation de deux évaluations environnementales stratégiques (ÉES) : une globale sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures et une spécifique à l'île d'Anticosti. Au début 2015, le gouvernement a finalisé une revue de littérature présentant un bilan des connaissances actuelles en matière d'hydrocarbures. Ce bilan a permis de réaliser un plan d'acquisition de connaissances supplémentaires dont l'application se traduit par le lancement de diverses études, dont celle sur les bonnes pratiques pour les levés de sismique réflexion en milieu terrestre et marin.

L'île d'Anticosti est une île située dans le Golfe du St-Laurent, au nord-est de la pointe de la Gaspésie. L'île est majoritairement habitée par des animaux sauvages puisque la population humaine dans la municipalité de L'île-d'Anticosti n'était que 240 en 2011 (Statistique Canada, 2012). On trouve aujourd'hui à Anticosti une centaine de milliers de cerfs de Virginie, qui ont été introduits au 19^e siècle sur l'île (Réseau SÉPAQ, 2015a). En plus des cerfs, la faune compte plusieurs autres espèces animales, dont l'orignal et le castor. Dans les rivières et le long des côtes, on retrouve aussi le saumon atlantique et autres poissons et mammifères marins (Réseau SÉPAQ, 2015a). Au centre de l'île se trouve le Parc national d'Anticosti. Ce parc est une aire protégée afin d'aider à la conservation des espèces de la flore, les sites fossilifères et l'habitat de reproduction des pygargues à tête blanche (Réseau SÉPAQ, 2015b).

1.2 Définition des bonnes pratiques

Les bonnes pratiques peuvent avoir plusieurs définitions tout en fonction du contexte. Dans le mandat des ÉES, il s'agit des pratiques qui minimisent les impacts sur la faune et la flore, et le reste du territoire. Ce sont aussi les pratiques qui réduisent les risques pour les employés, les populations à proximité des projets et pour la communauté québécoise en général. Ainsi, en se dotant des bonnes pratiques d'explorations pour les hydrocarbures, le Québec vise la valorisation de ses ressources énergétiques dans un contexte de développement responsable.

Dans le cadre des ÉES, le MERN a identifié des juridictions qui font l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures dans un contexte similaire à celui du Québec. Ainsi, le MERN a identifié l'Alberta et la Colombie-Britannique en tant que chef de file dans l'élaboration des bonnes pratiques d'exploration en milieu terrestre et la Norvège et le Canada (Nouvelle-Écosse et Terre-Neuve-et-Labrador) dans le domaine de l'exploration en milieu marin.

2. LA SISMIQUE RÉFLEXION

2.1. Mise en contexte

Les méthodes géophysiques permettent de mieux comprendre les matériaux qui composent le sol en profondeur (Telford, Geldart, & Sheriff, 1990). La qualité de l'information et de l'image qui est générée dépend avant tout du contraste de propriétés physiques entre les structures d'intérêt et leur milieu. Il est ainsi possible d'utiliser des ondes électromagnétiques, des ondes acoustiques et même des variations dans le champ gravitationnel de la terre pour obtenir une image des structures. La méthode à utiliser dépend des objectifs à atteindre et les contrastes de propriétés physiques qui existent entre les différents matériaux. La profondeur d'investigation et la résolution sont aussi d'importants facteurs à considérer. En général, le niveau d'incertitude croît avec la profondeur, car l'énergie qui voyage entre la source et l'appareil de mesure est atténuée par le milieu.

Les levés de sismiques réflexions font partie intégrale des méthodes utilisées dans l'exploration pétrolière. Cette méthode permet d'imager les structures souterraines qui sont des pièges naturels pour les hydrocarbures. Ces structures se sont formées durant l'histoire géologique des bassins sédimentaires. Parmi les pièges traditionnels, l'on retrouve les diapirs de sel et les zones de failles qui sont scellées par des séquences imperméables qui viennent tronquer les roches-réservoirs.

Ainsi, les images obtenues des levés sismiques permettent de cartographier la structure d'un bassin sédimentaire et de déterminer les endroits où il devrait y avoir des forages exploratoires. Les coûts associés avec de tels puits sont considérables, tant dans le milieu terrestre que marin. Les levés sismiques sont donc une méthode qui permet de réduire les risques d'exploration.

2.2. Propriétés d'un média élastique

Les méthodes sismiques permettent d'ausculter les matériaux géologiques en mesurant les variations de leurs propriétés élastiques. Les ondes acoustiques se propagent à des vitesses différentes dans les médias en fonction de leur module d'élasticité volumique K , de leur module de cisaillement μ et de la densité ρ . Lors des travaux de sismique réflexion, les vitesses de propagation des ondes de compression V_p et de cisaillement V_s sont d'intérêt. Ces vitesses sont définies par :

$$V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}}$$
$$V_s = \frac{\mu}{\rho}$$

La densité ρ est simplement la masse par unité de volume alors que le module d'élasticité volumique K et le module de cisaillement μ se rapportent à la déformation du matériel lorsqu'il est assujéti à des forces de compression ou de cisaillement. Les modes de propagation d'ondes sont présentés à la **Figure 1**. Les ondes de compression V_p se propagent plus rapidement que les ondes de cisaillement V_s et elles subissent moins d'atténuation durant leur propagation. Les ondes de compression ont donc généralement été utilisées pour l'imagerie sismique dans le milieu pétrolier. Il faut cependant noter que des avancées technologiques dans la numérisation des signaux rendent le déploiement de receveurs multi-axiaux de plus en plus populaire.

Les ondes de compression et de cisaillement ne sont pas les seules qui peuvent être générées par une source sismique. Il est aussi possible de générer des ondes de surface comme celles qui sont illustrées dans la **Figure 2**. Ces modes de propagation peuvent être utilisés dans certaines applications géotechniques, mais elles ont longtemps été considérées comme une source de bruit en imagerie sismique. À ces fins, un des objectifs pour l'optimisation des sources sismiques a longtemps été de minimiser la génération de ces modes de propagation.

Les ondes de cisaillement et les ondes de surface sont celles qui peuvent avoir un impact sur les structures et sur la stabilité des sols. Ce sont d'ailleurs ces ondes qui sont responsables des dommages lors de séismes qui sont causés par le mouvement des plaques tectoniques. Il est cependant important de noter que l'énergie libérée durant un séisme est beaucoup plus importante que celle des sources qui sont utilisées dans les levés de sismique réflexion. À titre d'exemple, si nous considérons une plaque qui a une surface active A de 1 km^2 , un module de cisaillement μ de 15 GPa (Bradbury, 2012) et un déplacement de 1 m , le moment sismique M_o peut être estimé par la relation suivante:

$$M_o = A\mu s$$

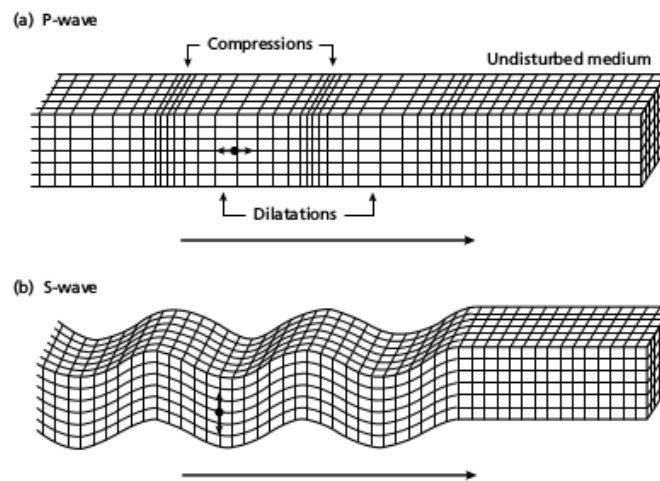


Figure 1: Schéma qui illustre la différence entre la propagation d'ondes de compression (P) et de cisaillement (S). [Tiré de (Keary, Brooks, & Hill, 2002)]

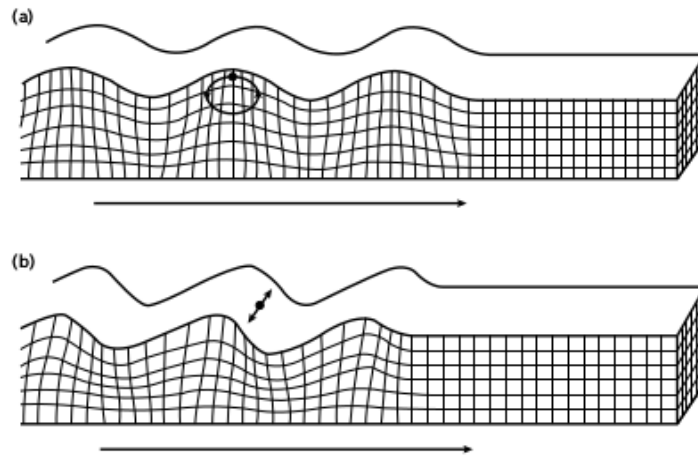


Figure 2: Schéma qui illustre les ondes de surface. Les ondes de Rayleigh (a) les ondes de love (b). [Tiré de (Keary et al., 2002)]

Le résultat de ce calcul est un moment de 1.5×10^{16} N-m, c'est-à-dire 1.5×10^{10} MJ, ce qui correspond à une magnitude de moment M_{ω} de 4.7. Le moment sismique représente l'énergie qui doit être accumulée à la faille afin que le tremblement de terre se produise. Afin de mettre ce chiffre en perspective, si nous considérons un explosif de type Orica OsxTM 8L qui libère 6.9 MJ/kg, il faudrait l'équivalent de 2.2×10^9 kg de cet explosif pour avoir une énergie comparable. Les charges explosives utilisées durant les travaux sismiques sont généralement de l'ordre d'une dizaine de kilos. Il est donc improbable de réactiver une faille durant les travaux de sismique réflexion et de causer des dommages comparables à ceux des tremblements de terre.

2.3. Interaction des ondes acoustiques à une frontière

À la frontière entre deux milieux, l'énergie peut-être, soit transmise au second milieu E_t , réfléchi E_r dans la direction de son incidence ou réfractée E_{rr} le long de l'interface (**Figure 3**). La **Figure 4** illustre les trajectoires empruntées par les ondes qui sont transmises, réfléchies et réfractées.

Le cas où l'énergie est réfractée est un cas particulier. Afin que la réfraction soit possible, l'angle d'incidence doit être supérieur à l'angle critique de réfraction. Cet angle critique est calculé à l'aide de l'équation de Snell. Cet angle n'existe que si le milieu sous-jacent permet à une onde acoustique de se propager à une vitesse plus grande que le milieu d'origine ($V_2 > V_1$). Les ondes réfractées sont utilisées dans les travaux de géotechniques et d'études de proche surface, mais trouvent une utilisation plus limitée dans l'exploration pétrolière. Dans le cas des levés sismiques terrestres, ces réfractions peuvent être utilisées pour ajuster les temps d'arrivée des ondes réfléchies (réfraction statics) qui ont été modifiées par une couche hétérogène près des receveurs.

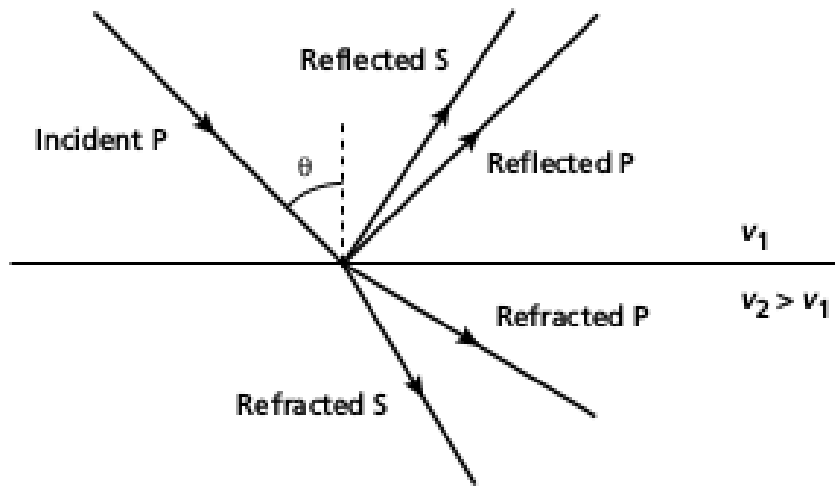


Figure 3: Schéma qui illustre la différence entre la réflexion (reflected) et réfraction (refracted) d'énergie entre 2 milieux [Tiré de (Keary et al., 2002)].

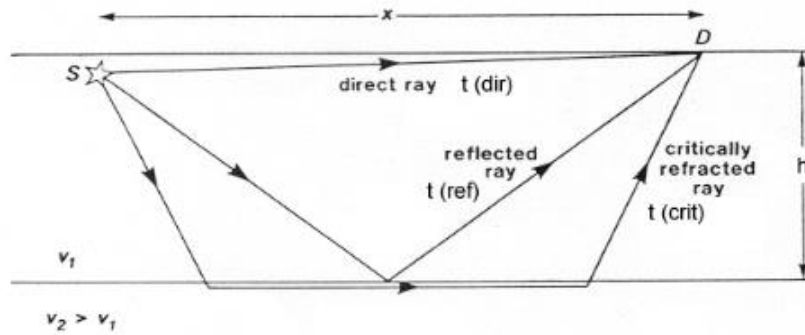


Figure 4: Trajectoires empruntées par les ondes sismiques. Les ondes voyagent entre la source (S) et le receveur (D). Trois arrivées sont observées au receveur: (1) L'onde réfractée (refracted ray), (2) l'onde directe (direct ray) et (3) l'onde réfléchie (reflected ray). [Tiré de : http://www.eos.ubc.ca/courses/eosc350/content/methods/meth_6/raypaths.html]

Ce sont les ondes réfléchies et transmises à l'interface entre les deux milieux qui sont d'intérêt pour les levés de sismique. Afin de mieux comprendre leur origine, il est maintenant important d'introduire le concept de l'impédance acoustique Z . Celle-ci est définie par la densité ρ d'un milieu et la vitesse de propagation de l'onde dans celui-ci V . Nous pouvons donc définir l'impédance du premier milieu Z_1 et du second milieu Z_2 comme suit:

$$Z_1 = \rho_1 V_1$$

$$Z_2 = \rho_2 V_2$$

Les vitesses dans les équations précédentes peuvent être les vitesses des ondes de compression ou de cisaillement des milieux respectifs. Il existe donc des impédances différentes pour les ondes de compression et de cisaillement. Nous pouvons déterminer la portion de l'énergie qui sera réfléchi à l'interface E_r et celle qui sera transmise E_t dans le deuxième milieu :

$$E_r = \left(\frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} \right)^2$$

$$E_t = \frac{4Z_1 Z_2}{(Z_2 + Z_1)^2}$$

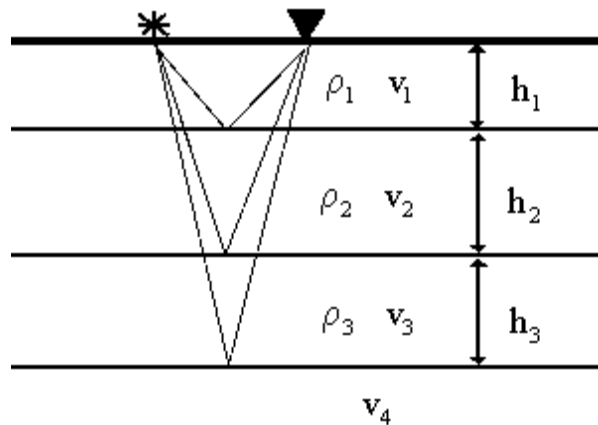


Figure 5: Réflexion d'une onde acoustique avec une incidence verticale sur des horizons horizontaux. [Tiré de (Keary et al., 2002)]

La **Figure 5** illustre le trajet emprunté par les ondes qui sont transmises et réfléchies aux interfaces entre les quatre couches qui y sont illustrées. À partir de cette illustration, il est possible pour le lecteur d'apprécier que les temps d'arrivée au receveur qui est en surface dépendent de l'épaisseur des couches $h_{1...3}$ et les vitesses de propagation $V_{1...3}$. Ici, il est important de noter que la quatrième couche est nécessaire afin de définir le coefficient de

réflexion à l'interface, mais l'onde ne voyage pas dans ce média. Si l'on suppose une incidence verticale, le temps de transit dans le premier média entre la source et le receveur sera donc:

$$t_1 \frac{V_1}{2h_1}$$

Le facteur de deux est inclus, car l'onde doit faire l'aller-retour entre la surface et l'interface entre le média 1 et 2.

Les systèmes d'acquisitions qui sont utilisés pour les levés sismiques sont synchronisés dans le domaine du temps afin de pouvoir enregistrer avec grande précision les arrivées des ondes qui suivent la détonation. Les données enregistrées représentent la convolution de l'ondelette de la source avec une série de réflectivité qui représente les variations d'impédance acoustique entre les couches qui sont rencontrées par l'onde acoustique. Ce concept est illustré dans la **Figure 6**. Les images de sismique réflexion sont donc fondamentalement des images qui représentent des variations d'impédance acoustique à des temps donnés. Afin de pouvoir transformer ces images du domaine temporel au domaine spatial, nous devons avoir un modèle de vitesse qui définit les vitesses de propagation en fonction de la profondeur. Ce modèle est généralement dérivé de mesures sismiques faites dans un puits.

Il y'a un important effort de calcul pour transformer les données de terrain en images sismiques, mais les méthodes de traitement des données sont au-delà de la portée du présent rapport. Elles ne sont donc pas discutées, mais le lecteur qui s'y intéresse peut consulter (Yilmaz, 2014).

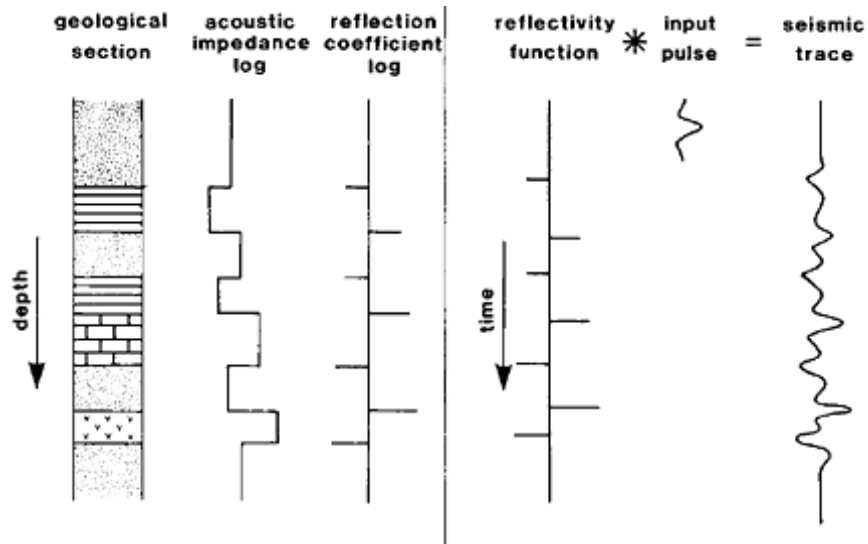


Figure 6: Sismogramme d'une séquence stratigraphique. La convolution d'une excitation sismique et les coefficients de réflexion. [Tiré de (Keary et al., 2002)]

2.4. Appareillage

2.4.1 Système d'acquisition- terrestre

Les systèmes modernes conçus pour l'acquisition de données sismiques sont composés de receveurs et d'un système qui permet de numériser les données. Ils ont aussi un système de stockage des données et un système de télémétrie qui permet de contrôler l'acquisition de données. Ce système de télémétrie peut aussi servir pour le transfert des données une fois numérisées.

Les receveurs qui sont traditionnellement utilisés sur la terre ferme et dans les zones de transitions sont les géophones. Ils fonctionnent sur le principe d'induction magnétique entre une bobine qui est suspendue à un système de ressort et un aimant qui demeure rigides dans le boîtier du géophone. Lorsque le géophone subit une vibration, la bobine se déplace par rapport à la bobine et un voltage est induit. Le géophone mesure la vitesse des particules qui est généralement mesurée en terme de mm/s. La **Figure 7** illustre une vue en coupe d'un géophone et la **Figure 8** illustre un géophone dans son boîtier.

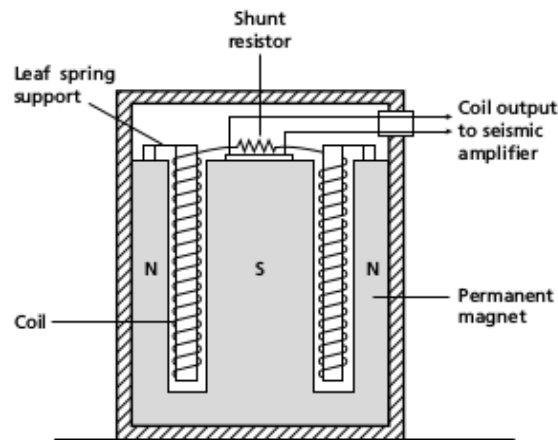


Figure 7: Vue en coupe d'un géophone de type 'moving coil'. [Tiré de (Keary et al., 2002)]

Depuis une dizaine d'années, les accéléromètres sismiques ont fait leur apparition. Ils peuvent être fabriqués dans un format plus petit que les géophones, ce qui réduit les efforts de mobilisation, et peuvent être intégrés à des systèmes de numérisation directement. Ces senseurs, comme le nom l'indique, mesurent l'accélération des particules (mm/s^2) au lieu de la vitesse des particules (mm/s). Cette technologie continue de s'améliorer avec le temps, mais les performances en terme de signal à bruit est encore inférieur à la performance de géophones de qualité.

Avant la venue des systèmes de numérisation à 24-bits, la plage dynamique des systèmes de numérisation n'était pas assez grande pour pouvoir accommoder les fortes amplitudes des ondes de surface et les faibles échos des couches profondes. Afin de résoudre ce problème d'acquisition, les groupes de géophones ont fait leur apparition. La géométrie des groupes de géophones était conçue pour faire une sommation analogique négative des ondes de surface et

une sommation analogique positive des réflexions. L'inconvénient de ces groupes de géophones est qu'ils occupent une surface importante et qu'ils sont beaucoup plus lourds qu'un simple géophone. De plus, leur performance pour la réduction des ondes de surface et des bruits anthropogéniques est inférieure à leur performance théorique qui voudrait que le rapport signal à bruit soit amélioré par \sqrt{N} , où N est le nombre de receveurs dans le groupe (Dean, Dupuis, & Hassan, 2015). L'utilisation de groupes de géophones ne représente pas d'avantages distincts avec les systèmes d'acquisition modernes et l'effort de mobilisation est mieux déployé si les géophones sont numérisés de façon individuelle au lieu d'une sommation analogique.



Figure 8: Géophones montés sur une plaque et sur un piquet. Les plaques sont utilisées quand le sol est trop dur pour enfoncer le piquet ou quand les sédiments de surface sont des sables secs et que le couplage est insuffisant. [Image tirée de <http://www.azosensors.com/equipment-details.aspx?EquipID=255>]

Il existe une variation sur ce thème, l'acquisition 3C. Ce type d'acquisition utilise trois géophones disposés de façon orthogonale l'un à l'autre. Ceci permet de décomposer les modes des ondes acoustiques en leur composante vectorielle. Les trois composantes occupent cependant trois canaux individuels. L'acquisition et le traitement de données 3C gagnent en importance, mais ne sont pas encore routiniers. L'impact sur le territoire est similaire à celui d'un géophone unique, mais le boîtier du géophone est plus gros afin d'accommoder les trois éléments orthogonaux (**Figure 9**).

La géométrie d'acquisition, la position spatiale des géophones, dépend des objectifs de l'imagerie sismique et de la géométrie de l'interface. La sismique en 2D requiert que les géophones soient disposés de façon semi-rectiligne le long d'un axe. Cette géométrie fonctionne bien dans le cas où les réflexions proviennent d'horizons qui sont horizontaux ou avec un faible pendage. Plus les structures ont un fort pendage, plus la ligne de géophones devra être longue. Aussi, si les surfaces que l'on tente d'imager n'ont pas un simple pendage dans le sens du levé, l'énergie mesurée pourrait ne pas correspondre aux couches sous la ligne de receveurs, mais à des interfaces qui sont parallèles à la ligne. Afin de permettre d'imager ces structures

complexes, il est nécessaire de faire de la sismique 3D. Cette géométrie dispose les géophones le long d'une grille qui est faite de lignes parallèles. L'autre particularité de la sismique 3D est que la source doit se déplacer à l'intérieur de la grille afin d'illuminer correctement les surfaces à imager. On parle ici du concept de 'fold', où chaque tir reçu par un receveur à partir d'un point de source est moyenné afin d'augmenter la qualité de l'image. Les levés sismiques 2.5D sont une collection de lignes 2D parallèles. Cette configuration ne permet pas d'imager les structures qui sont parallèles aux lignes, car l'illumination de la source n'est pas adéquate. Cette méthode est cependant appropriée si les réflecteurs sont subhorizontaux. Finalement, il existe aussi la sismique 4D. Dans ce cas, la quatrième dimension est le temps. Il s'agit donc de levés sismiques 3D répétés à des intervalles de temps distinct. Ces levés sont utilisés pour le monitoring de réservoir et d'autres structures qui peuvent être modifiés par leur exploitation.



Figure 9: Géophone 3C pour l'acquisition terrestre [Tiré de (Keary et al., 2002)].

Le système utilisé pour la numérisation a beaucoup évolué durant les vingt dernières années. Mis à part les numériseurs de 24-bit qui permettent un enregistrement à haute fidélité des signaux, la capacité des systèmes est passée de quelques centaines de canaux à plus d'un million. Cette prouesse technologique est le fruit de la réduction des coûts dans les composants nécessaire pour fabriquer les systèmes. On compte notamment la réduction de coût des numériseurs, de la mémoire, des systèmes utilisés pour la synchronisation GPS et des modules de communication.

Les systèmes de style traditionnel sont reliés ensemble par des fils qui assurent la télémétrie entre les systèmes de numérisation. Dans les systèmes qui ont moins de quelques milliers de canaux, ce fil est normalement en cuivre et il peut aussi assurer l'alimentation du système. Pour les systèmes avec un plus grand nombre de canaux, une fibre optique assure la télémétrie du système. Ces systèmes sont les plus performants et permettent un bon contrôle de la qualité des données. Ils requièrent cependant l'installation de fils sur le territoire où les receveurs sont installés. Dans les endroits avec une végétation très dense, il peut être nécessaire d'éclaircir des sentiers afin de pouvoir passer le câblage. L'autre inconvénient, d'un point de vue logistique, est que les animaux peuvent être attirés par le câblage et peuvent l'endommager.

Depuis la prolifération des systèmes sans-fils, les systèmes d'acquisition sismique sans-fils ont aussi fait leur apparition. Il y'a deux différentes philosophies dans leur implémentation. La première est de permettre une opération complètement autonome du système de numérisation. Le système est synchronisé à l'aide des signaux GPS et les données sont stockées dans la mémoire du numériseur qui enregistre en continu. Pour recueillir les données, les numériseurs doivent être rassemblés et connectés à une banque de téléversement. La deuxième façon est une méthode hybride. Les numériseurs sont autonomes, mais peuvent communiquer avec un réseau local qui est aménagé durant l'installation des receveurs. Il y'a donc un réseau fédérateur filaire, mais celui-ci est semi-permanent et les câbles utilisés sont normalement moins lourds que les fils sismiques traditionnels.

Les deux approches ont des forces et des faiblesses conceptuelles. Le système complètement autonome force l'utilisateur à faire une acquisition aveugle, c'est-à-dire qu'il ne peut pas voir la qualité des données avant que les numériseurs soient à nouveau rassemblés au poste de téléversement. Il est donc possible qu'une partie des données soient corrompues s'il y'a un mauvais fonctionnement des numériseurs. Si tel est le cas, les points de tir doivent être revisités pour obtenir les données. La force de ces systèmes, par contre, c'est leur autonomie. Ils peuvent fonctionner pendant plusieurs jours sans intervention de l'utilisateur. Ceci veut dire qu'ils peuvent être déployés dans des environnements naturels sensibles où une circulation trop importante pourrait compacter le sol ou abimer la végétation. Ceci dit, ces systèmes peuvent avoir de la difficulté si le couvert forestier est dense et que les signaux GPS ne peuvent pas être reçus.

Le système hybride offre des pistes de solutions intéressantes. Il permet de déployer des numériseurs sans-fil tout en permettant la vérification des données de façon ponctuelle. Ce système offre aussi l'avantage de permettre la synchronisation à partir d'un signal qui est généré par le système et envoyé à travers le réseau fédérateur. L'inconvénient, cependant, est que l'autonomie de ce système hybride est plus courte, car la fonction d'émission sans-fil des numériseurs est plus énergivore que la simple réception. Ceci implique donc des batteries plus lourdes ou des rechargements plus fréquents. Ces alternatives peuvent avoir un impact sur la compaction du sol. Ces systèmes sont souvent utilisés en complément d'un système à télémétrie filaire et rarement utilisés par eux même. Ils sont plus complexes à configurer, mais ont l'avantage de pouvoir être sécurisés facilement contre les attaques des animaux.

2.4.2 Sources- terrestre

Les sources qui sont utilisées dans les levés de sismique réflexion viennent sous plusieurs formes différentes. Les plus courantes sont les explosifs chimiques, les masses accélérées et les camions vibreurs. Lors de levés de profilage sismique verticaux, il est aussi possible d'utiliser des canons à air dans une piscine de boue à proximité du forage, mais la discussion des canons à air est retardée jusqu'à la section 2.4.4 sur les sources marines.

Le choix de la source sismique appropriée et de son intensité est fait en fonction des contraintes logistiques et des interfaces à imager. Afin de bien comprendre le choix, il faut comprendre que

lorsque l'onde acoustique se propage dans le milieu, elle distribue son énergie sur un volume qui croît en fonction de la distance de la source au point d'observation. Par conséquent, la densité d'énergie décroît en fonction de la distance qui sépare la source du point d'observation. Il faut aussi compter sur les pertes d'énergie (viscoélastiques et diffractions spéculaires) qui peuvent se produire. Il est donc généralement nécessaire d'utiliser des sources de plus fortes intensités lorsque nous voulons imager des structures plus profondes.

La profondeur de l'interface, cependant, n'est pas le seul paramètre à évaluer. La transmission ou le couplage de l'énergie de la source au milieu est aussi un important facteur à considérer afin d'obtenir de bons résultats. On entend par couplage la proportion de l'énergie qui sera transmise au milieu versus la portion qui sera absorbée à proximité du point de tir. L'absorption de l'énergie est causée par des déformations plastiques du milieu. On entend par déformation plastique des déformations dans le milieu qui ne retournent pas à leur état initial. Les milieux saturés en eau sont parmi les meilleurs pour la transmission des ondes sismiques alors que les sédiments secs et grossiers sont parmi les matériaux les plus atténuateurs. Ceci s'explique par le fait que l'eau est un liquide incompressible et donc demeure dans un état élastique, peu importe le niveau d'énergie auquel elle est soumise. Un espace poreux de sédiments secs par contre, est rempli d'air qui peut facilement absorber l'onde de choc et par conséquent, ce milieu est peu propice à la propagation d'ondes acoustiques. La nature des sédiments de surface, la localisation des points de tir, les efforts de mobilisation et la précarité de l'environnement déterminent la source sismique la plus appropriée pour les travaux.

Les étudiants de premier cycle dans les programmes de génie géologique et géologie apprennent qu'une masse de 4,5 kg frappée sur une plaque de métal sera généralement suffisante pour faire l'acquisition de données de sismique réfraction. Les sites choisis pour ces travaux sont souvent des terrains argileux où le couplage de la source au milieu est très bon. En pratique, cette source n'est pas adéquate pour des relevés sismiques à plus d'une centaine de mètres.

La masse accélérée et le 'buffalo-gun' sont des sources qui sont souvent utilisées pour les travaux de proche surface. Le 'buffalo-gun' est une source qui utilise des cartouches de calibre 12 sans les plombs (**Figure 10**). Ces cartouches, qui contiennent souvent de la poudre noire, sont insérées dans le 'buffalo-gun'. Ce dernier est inséré dans un trou d'une profondeur de 1 à 1,5 m. Le trou est généralement rempli d'eau afin de permettre un bon couplage. Les inconvénients avec cette source sont que des trous de tir doivent être faits et il doit y avoir assez d'eau à proximité afin de les remplir. Si le sol est composé de graviers grossiers et de blocs angulaires, il peut être impossible de creuser les trous nécessaires avec une tarière ou de maintenir suffisamment d'eau dans le trou. Dans cette situation, le 'buffalo-gun' est à déconseiller. Son énergie demeure aussi faible pour la majorité des travaux de sismique réflexion.

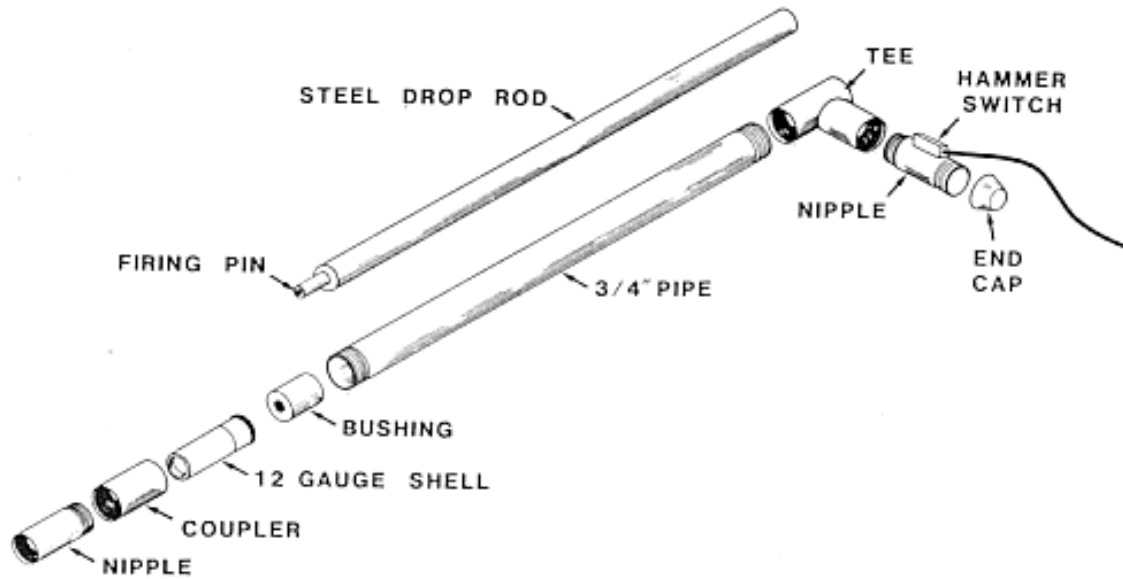


Figure 10: Illustration des composantes d'un Buffalo-gun. [Image tirée de http://www.eos.ubc.ca/courses/eosc350/content/methods/meth_6/sourcesense.htm]



Figure 11: Deux différents modèles de masse accélérée sur des véhicules adaptés. [Image tiré de http://www.pgs.com/Geophysical-Services/Technical_Library/TechLink_Articles/TechLink-April-2009/Minimal-Impact-Seismic-Acquisition-Successful-Imaging-using-an-Accelerated-Weight-Drop-System/]

La masse accélérée (**Figure 11**) utilise une masse qui est montée sur un système qui permet de l'accélérer vers le sol. Ce système peut être fabriqué avec des bandes élastiques, comme une arbalète, ou avec un système pneumatique à l'azote. La masse accélérée à l'inconvénient d'être plus lourde que le 'buffalo-gun' et il est donc nécessaire d'avoir une voie d'accès qui permet le déplacement de la source sur un chariot ou une remorque. L'impact de la masse est distribué sur une plaque de métal qui répartit l'énergie. La taille de la plaque est choisie en fonction du terrain et de l'énergie de la source afin de limiter son enfoncement. Mis à part l'éclaircissement nécessaire pour permettre le déplacement de la source, son impact sur l'environnement est négligeable. Dans un environnement favorable, il est possible d'obtenir de bonnes données sismiques jusqu'à une profondeur de 1000m.

En plus des trois sources ci-haut mentionnées, il est possible d'utiliser des explosifs chimiques. Ceux-ci permettent d'augmenter l'énergie au-delà de ce qui peut être atteint avec les trois sources précédentes. Les trous pour installer les charges doivent être suffisamment profonds pour assurer un bon couplage. Les forages pour les points de tir sont généralement forés sous le niveau de la nappe phréatique. Les contraintes de la voie d'accès pour la foreuse dictent alors le déboisement nécessaire pour construire la voie d'accès. Dans certains cas, il peut être possible d'utiliser de petites foreuses qui peuvent être hélicoptérées ou transportés par ses opérateurs (**Figure 12**). Cette pratique réduit de façon significative l'empreinte sur le territoire.



Figure 12: Exemple de petite foreuse qui peut être hélicoptérée. [Image tirée de <http://northspan.ca/our-drills>]

Les sources sont couramment utilisées sur des terrains accidentés qui ne permettent pas l'accès de véhicules. L'utilisation de charge explosive en milieu terrestre est souvent considérée comme la plus respectueuse de l'environnement, car le déboisement nécessaire pour son déploiement, surtout lorsque la foreuse est hélicoptérée ou transportée par les opérateurs, est moindre que celui pour d'autres sources.



Figure 13: Exemple d'un petit camion vibreur de 15000 lbs. [Image tirée de http://www.sercel.com/products/Pages/Nomad_15.aspx]



Figure 14: Exemple d'un des plus gros camions vibreur de 90000lbs. [Image tirée de <http://www.sercel.com/news/Pages/Nomad-90-Neo.aspx>]

Les camions vibreurs peuvent avoir plusieurs tailles. On fait souvent référence au poids de la masse de réactions pour quantifier leur puissance. Ainsi, nous avons de petits camions vibreurs qui ont une masse de réaction de 15000 lbs illustrées dans la **Figure 13**, jusqu'aux plus gros qui ont une masse de réaction de 90000 lbs (**Figure 14**).

Les camions vibreurs ont de nombreux avantages. Les principaux sont qu'ils sont puissants et relativement rapides s'ils sont comparés aux explosifs. En effet, puisqu'ils ne requièrent pas de forage, les points de tir sont plus rapidement exécutés. Ils ont aussi un impact faible sur les structures comme les routes et les chaussés. L'énergie du camion vibreur est distribuée durant une plus longue période de temps, car le camion effectue un balayage de fréquence d'oscillation de la masse. Ceci veut dire que le montant d'énergie à un moment donné est moindre que pour des sources à impact et des sources explosives. Cette méthode d'opération permet aussi l'utilisation de groupes de camion vibreur afin d'améliorer le rapport signal à bruit et même de permettre l'acquisition de multiple point de tirs en même temps en encodant correctement le balayage de fréquence.

Bien qu'ils soient agiles et qu'ils puissent s'aventurer sur des terrains accidentés, les camions vibreur requièrent des espaces sans végétation importante. Ils sont donc dans leurs éléments lorsqu'ils sont utilisés dans les dunes, sur les routes et dans les champs agricoles. Leur utilisation dans les forêts requiert l'aménagement de chemin forestier qui peut avoir un impact important sur le territoire.

2.4.3 Système d'acquisition- marin

Les systèmes d'acquisition marins sont différents de ceux utilisés dans le milieu terrestre. Les capteurs qui sont utilisés sont généralement des hydrophones qui sont distribués le long de câbles qui sont appelés flûtes sismiques. Les hydrophones sont fabriqués à partir de cristaux piézoélectriques qui génèrent des signaux électriques lorsqu'un stress leur est appliqué. Les hydrophones mesurent donc les variations de pression au lieu de la vitesse ou de l'accélération de particules.

Depuis quelques années, cependant, des accéléromètres ont fait leur apparition dans les flûtes sismiques et y côtoient les hydrophones. Ils ont été intégrés, car ils permettent d'identifier la direction de l'onde qui est perçue par la flûte sismique. Cette information permet de parer aux difficultés des réflexions multiples qui sont causées par l'importante différence d'impédance acoustique entre l'air et l'eau.

Les flûtes sismiques sont déployées à l'arrière d'un bateau. Le nombre de flûtes, l'espacement entre celles-ci et leur longueur sont optimisés en fonction des besoins de l'imagerie et des contraintes logistiques et économiques. Parmi les méthodes les plus simples, la méthode à deux canons et une flûte permet d'obtenir des données 3D en alternant la détonation entre les

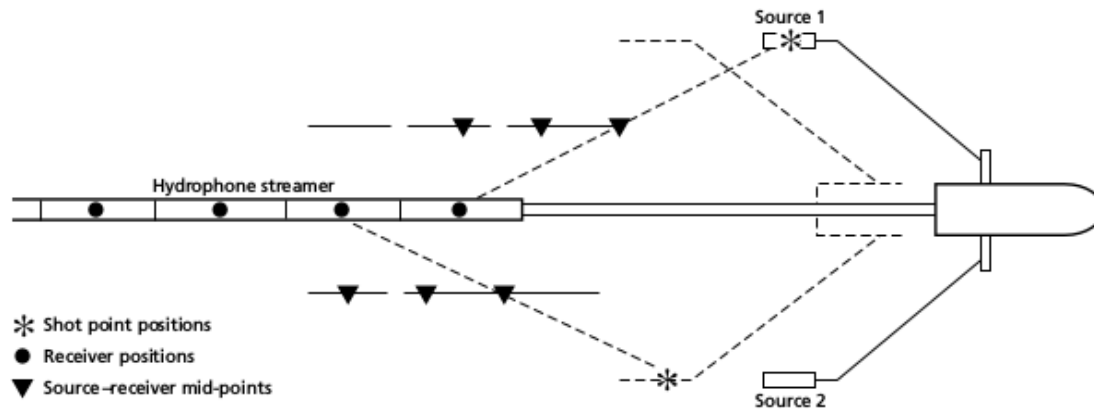


Figure 13: Exemple d'un levé à deux canons et une flûte sismique. Les points communs du milieu sont situés sur deux lignes parallèles entre les points de tir et la flûte sismique. [Tiré de (Keary et al., 2002)]

Il est possible de modifier la profondeur et la position des flûtes sismiques à l'aide d'ailerons qui sont disposés le long de la flûte. Le système de positionnement par GPS a permis, en grande partie, l'ajout de multiples flûtes qui permettent d'échantillonner une plus grande superficie à chaque fois, ce qui réduit le temps d'acquisition et par conséquent réduit aussi les coûts d'acquisition.

Le chemin emprunté par la croisière sismique dépend des courants et des marées, mais aussi de la nature des interfaces à imager. Une approche par quadrillage a longtemps été de mise, mais certaines compagnies proposent maintenant l'acquisition en tire-bouchon ou en boucle continue (Brice, 2011). L'approche par quadrillage, où le navire se rend au bout de la ligne et doit se retourner avant d'entreprendre la prochaine ligne, coûte cher car le temps utilisé pour se rendre à la prochaine ligne n'est pas productif. Dans les deux autres patrons de navigation, le navire est toujours en mode d'acquisition ce qui aide à réduire les coûts des levés.

2.4.4 Sources- marines

Les sources mécaniques, comme la masse et la masse accélérée, ne peuvent pas être utilisées dans les zones de transition ou dans des cours d'eau, car le mouvement de la masse est ralenti par l'eau. Les sources à impulsion sont alors utilisées. Il existe plusieurs méthodes pour créer une impulsion dans la colonne d'eau. Les canons à air, les sources explosives et les sources à décharge électrique sont les exemples les mieux connus. Pour le profilage de sédiments peu profond, les sources de type 'boomer' et 'sparker' à décharge électrique sont préférées, car leur bande passante est supérieure aux canons à air.

Dans le cas d'une source boomer, un champ électromagnétique à forte intensité force la déformation d'une plaque d'aluminium ce qui crée une onde acoustique. Ce type de source est souvent utilisé dans les lacs et les estuaires pour étudier les sédiments près des berges.

La source 'sparker' utilise une décharge électrique à très haut voltage qui ionise l'eau et crée un effet de cavitation. Les 'sparkers' sont utiles dans les environnements où l'eau est saline, car il doit y avoir suffisamment de conduction ionique pour que le phénomène d'ionisation puisse se produire. Les ondes à haute fréquence nous permettent d'avoir une meilleure résolution, mais la profondeur d'investigation s'en trouve diminuée.

Les canons à air ont été conçus pour les levés de sismique réflexion en mer. L'air comprimé est expulsé à une grande vitesse hors du canon ce qui cause une rapide augmentation de la pression à proximité du canon (**Figure 16**). Le volume et le débit d'air qui sont déchargés affectent la pression observée et la forme de l'ondelette qui est créée. Un canon de plus fort volume aura le potentiel de créer une variation de pression plus forte. Ceci est semblable à deux ballons d'anniversaires qui sont gonflés à deux tailles différentes avant de les crever. Celui qui contient le plus d'air produira l'onde sonore de plus forte intensité. Cependant, dans le cas du canon à air, le débit du canon, c'est à dire la vitesse à laquelle il se vide, influence la qualité de l'excitation sismique produite.

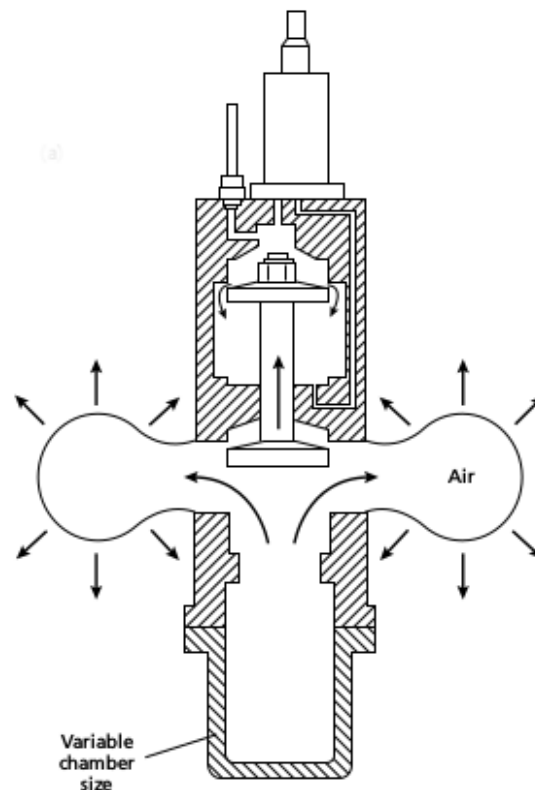


Figure 14: Illustration d'un canon à air. [Tiré de (Keary et al., 2002)]

Lorsque le canon se vide, une bulle d'air est rapidement générée à proximité. La pression à l'intérieur de la bulle lui fait prendre de l'expansion et elle remonte vers la surface. Le rythme d'expansion de la bulle est plus rapide que son ascension de sorte que la pression de l'eau à l'extérieur de la bulle devient éventuellement plus grande qu'à l'intérieur. Alors la bulle s'effondre sur elle-même et la pression à l'intérieur des plus petites bulles créées est à nouveau plus grande qu'à l'extérieur. Ce cycle se poursuit jusqu'à ce que la bulle se rende à la surface. À chaque cycle, le niveau d'énergie libéré est plus faible qu'à l'étape antérieure. L'intensité de l'onde de compression est exprimée en décibels (dB), son énergie en J/m^2 et sa pression acoustique en kilopascal (kPa).

Le train de bulles engendre des oscillations dans le train d'ondes généré par un canon à air. C'est-à-dire qu'il y a réverbération de l'excitation qui peut rendre l'interprétation plus difficile. Il est possible de réduire ces effets d'oscillation en utilisant plusieurs canons à air. Ces groupes de canons permettent aussi d'altérer l'orientation de la source en utilisant des patrons d'interférence constructive qui permettent d'augmenter le niveau d'énergie dirigé vers le fond marin et de limiter le montant d'énergie qui se répartit latéralement (IACG, 2002). Un exemple de la réponse observée pour un simple canon à air de 270 pouces cube et un groupe de sept canons totalisant 1222 pouces cubes sont illustrés à la **Figure 17**. Il est possible de voir que les oscillations sont réduites considérablement pour le groupe de canon, ce qui explique leur popularité.

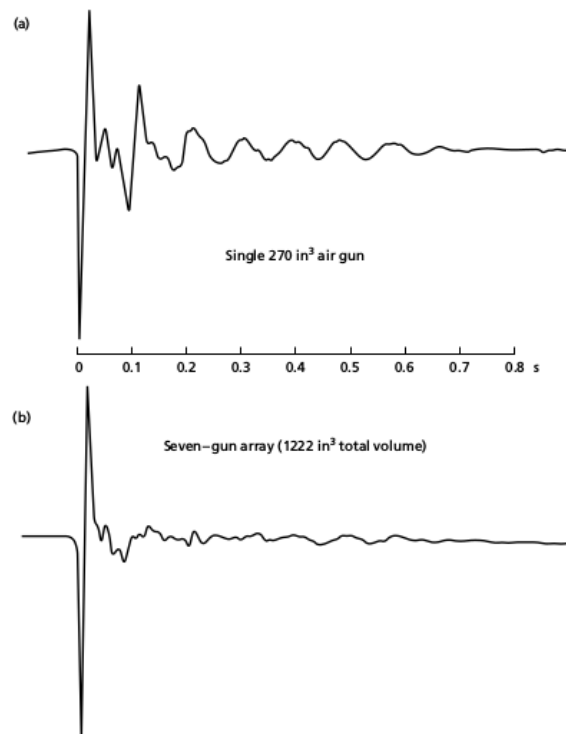


Figure 15: Réponse observée pour un canon à air simple (a) et un groupe de sept canons(b). [Tiré de (Keary et al., 2002)]

Dans les milieux marins, l'utilisation de charges explosives chimiques était plus courante avant les années 1980 (p. ex. (Bamford et al., 1976) et (Prodehl & Mooney, 2012)). Les travaux de (Bamford et al., 1976) décrivent l'utilisation de charges de 136 kg durant leurs levés, mais les travaux de (Prodehl & Mooney, 2012) décrivent des expériences des années 1970 qui ont utilisé jusqu'à 4000 kg d'explosifs. Ils décrivent d'ailleurs que les charges les plus imposantes ne produisaient pas nécessairement de meilleurs résultats pour l'imagerie sismique. Les pionniers de ces méthodes ont rapidement constaté qu'ils pouvaient obtenir de meilleurs résultats en divisant l'explosif en plus petites charges pour mieux diriger l'énergie.

Ces charges explosives ont été largement abandonnées dans les travaux de sismique réflexion en haute mer au profit des canons à air. Plusieurs raisons peuvent expliquer cet abandon, mais l'évolution du canon à air, qui permet de mieux diriger l'énergie, de reproduire des signaux de source de grande fidélité et la fréquence de répétition élevée entre les tirs y sont pour beaucoup. Ils ont aussi l'avantage de ne pas contenir de produits qui peuvent être toxiques à la vie aquatique.

2.4.5 Zone de transition

Les zones de transitions comportent les eaux peu profondes où les systèmes d'acquisition marine ne peuvent s'aventurer à cause de la taille de leur appareillage et où les profondeurs sont trop importantes pour que les appareillages de sismique terrestre puissent y être utilisés. Cette zone de transition est aussi particulière, car elle est souvent considérée comme un écosystème fragile et important qui doit être conservé.

Les systèmes d'acquisition pour les zones de transitions s'apparentent davantage aux systèmes filaires terrestres qui ont été modifiés afin de pouvoir soutenir les pressions hydrostatiques. Ces levés utilisent cependant des groupes de canons à air comme dans le milieu marin, mais qui ont de plus faibles volumes. Le système d'acquisition a un grand nombre de receveurs qui sont installés au fond de l'eau comme le système SeaRay 428 de Sercel (<http://www.sercel.com/products/Pages/searay-428.aspx>), qui peut avoir des receveurs sur une distance allant jusqu'à 37 km et être déployé à des profondeurs jusqu'à 500 m. Ces receveurs sont déployés à partir d'un bateau à faible tirant d'eau et ils sont remontés à la surface à la fin du levé sismique. Ils ont un impact sur l'habitat du poisson qui est comparable à une ancre de bateau de plaisance.

3. RISQUES DES TRAVAUX SISMIQUES TERRESTRES

Les travaux d'exploration sismiques sont des événements ponctuels sur le territoire. Les plus importants risques et impacts environnementaux sont reliés à la préparation des sites avant les levés. Ces travaux de préparation varient en fonction des objectifs du levé, des considérations environnementales et des options logistiques disponibles.

En Alberta, l'Alberta Energy Regulator est en charge du Mines and Minerals Act, Environmental Protection and Enhancement Act, Public Lands Act, et du Water Act (Alberta Energy Regulator, 2015a) pour tout ce qui touche le domaine de l'énergie. L'Alberta a mis au point l'Exploration Regulation et ses 26 Exploration Directives (Alberta Energy Regulator, 2015b), dont seulement 24 sont complétées et publiées, qui concernent directement l'exploration géophysique.

Pour la Colombie-Britannique, les activités pétrolières sont régies par la BC Oil and Gas Commission. La commission régit le Oil and Gas Activities Act, le Petroleum and Natural Gas Act, et l'Environmental Management Act (BC Oil & Gas Commission, 2015). Il existe là aussi un règlement ciblant spécifiquement l'exploration géophysique, le Geophysical Exploration Regulation (Geophysical Exploration Regulation, n.d.). De plus, la Colombie-Britannique possède un règlement régissant précisément la protection de l'environnement dans le cadre d'activités pétrolières et gazières, le Environmental Protection and Management Regulation (Environmental Protection And Management Regulation, n.d.).

3.1 Coupe de lignes et aménagement du territoire

Les premiers risques potentiels durant la préparation d'un levé sismique sont la contamination végétale et bactériologique. Les vecteurs de contamination sont d'abord la machinerie lourde et les autres véhicules qui sont mobilisés sur le site. Ces équipements, s'ils ne sont pas nettoyés de façon appropriée peuvent transporter des graines d'espèces envahissantes, des insectes ou des maladies qui ne sont pas présentes au site avant l'arrivée de ces véhicules. La réglementation BC Reg 200/2010, art 15 (Environmental Protection And Management Regulation, n.d.) indique les responsabilités du personnel qui prennent part dans les activités d'exploration dans ce dossier:

"A person carrying out an oil and gas activity on an operating area must

(a) make reasonable efforts to ensure that seed, plant parts or propagules of an invasive plant are not transported into the area while carrying out the oil and gas activities,

(b) to prevent invasive plants from becoming established, revegetate areas disturbed by the oil and gas activity using seed of ecologically suitable species as soon as practicable after the disturbance, and

(c) if on a well site or a facility area, ensure that invasive plants do not become established on the wellsite or facility area."

Il est donc la responsabilité des opérateurs de nettoyer convenablement leur machinerie et leur véhicule, de replanter des espèces indigènes dans les endroits qui ont été dérangés aussitôt que possible et de faire un suivi pour s'assurer que les plantes invasives ne se sont pas installées. Ceci laisse supposer qu'un inventaire des espèces indigènes existe et qu'il existe assez d'information pour identifier les espèces invasives.

Il en va de même pour les insectes BC Reg 200/2010, art 16:

"A person carrying out an oil and gas activity on an operating area that is occupied by insects harmful to forest health must not create conditions for the spread of the insects."

Il est donc interdit pour les opérateurs de créer ou de contribuer à des conditions qui pourraient favoriser la propagation d'espèces d'insectes nuisibles. Même si la réglementation n'encadre pas la propagation de maladies elle devrait probablement être incluse dans les politiques du Québec afin de protéger les forêts et les habitats naturels.

Les prochains risques se posent lorsque la construction de route forestière est nécessaire pour acheminer le matériel ou pour l'installation des équipements. Il y'a ainsi des risques d'érosion, de stress pour la faune, de contamination des cours d'eau par déversement accidentel, de production de déchets et de destruction d'héritage culturel.

Les risques d'érosion sont discutés dans BC Reg 200/2010, art 17 (Environmental Protection And Management Regulation, n.d.) :

"A person carrying out an oil and gas activity that disturbs the surface of an operating area must

(a) not cause the soil of the area to become unstable, and

(b) minimize any alteration to the natural surface drainage patterns on the area."

L'Alberta a aussi des règlements similaires qui visent la conservation des sols et à éviter l'érosion, Alta Reg 284/2006, art 56 (Exploration Regulation, n.d.) :

“The program licensee and program permittee for a program of exploration in which the clearing of trees, shrubs, bushes or other vegetation is or is proposed to be conducted on a road allowance shall ensure that

(a) the consent of the relevant Department authority is obtained prior to the clearing operation,

(b) the surface of the ground from which the vegetation is cleared and the surface of the ground in the immediate vicinity of the clearing is left in a condition that will prevent the occurrence of erosion, and

(c) the terms and conditions of the exploration approval and the requirements of the

Exploration Directives that relate to the clearing of vegetation on the road allowance are complied with.”

La procédure à suivre est différente dans les deux cas, mais l'objet de la loi est le même. L'opérateur doit réduire les risques d'érosions et les impacts qui en découlent. Au Québec, le Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques a émis un guide des meilleurs pratiques pour la préparation du terrain pour des travaux de sondage minier (MDDELCC 2014).

Sur ce sujet, il est aussi écrit dans BC Reg 200/2010, art 19 (Environmental Protection And Management Regulation, n.d.) les étapes à suivre avant de quitter le site d'exploration:

“Areas to be restored

19 (1) A person who carried out an oil and gas activity on an operating area and who no longer intends to do so must, as soon as practicable, restore the operating area by doing the following:

(a) de-compacting any soils compacted by the oil and gas activity;

(b) redistributing any retrievable surface soils that were removed from the operating area during construction so that the soil structure is restored, to the extent practicable, to its condition before the oil and gas activity was begun;

(c) if the natural surface drainage pattern was altered by the carrying out of the oil and gas activity, restoring, to the extent practicable, the drainage pattern to its condition before the alteration;

(d) re-vegetating any exposed soil on the operating area using seed or vegetative propagules of an ecologically suitable species that

(i) promote the restoration of the wildlife habitat that existed on the area before the oil and gas activity was begun, and

(ii) stabilize the soil if it is highly susceptible to erosion;

(e) removing any structure that was constructed to cross a stream, wetland or lake and ensuring that the site of the structure is in a stable condition;

(f) stabilizing any cut slopes or fill slopes in wellsites and facility areas;

(g) re-contouring bladed areas or excavations in pipeline corridors and seismic lines.

(2) Sections 9 to 18 and 20 apply to a person restoring an operating area under subsection (1) of this section as though the person were carrying out an oil and gas activity on the operating area.

(3) Subsection (1) (a) and (b) does not apply to an operating area that is a road right of way.

[am. B.C. Reg. 136/2013, Sch. s. 4.]”

Il est donc nécessaire de restaurer le site autant que possible à son état initial, de sorte que les opérations laissent le moins d'empreintes possible sur le territoire. Ceci permet de conserver le sol et la terre en bon état et de minimiser l'érosion. Cette règle fait aussi référence à l'habitat des mammifères sauvages.

L'érosion est exacerbée dans la zone de la rive des cours d'eau quand les plantes, arbustes et arbres sont coupés (Beeson & Doyle, 1995). Le transport de sédiments causé par cette érosion peut d'ailleurs affecter de façon négative l'habitat du poisson.

BC Reg 200/2010, art 5 (Environmental Protection And Management Regulation, n.d.) traite de la définition des zones riveraines.

"The following objectives with respect to riparian values are prescribed for the purposes of the definition of "government's environmental objectives" in section 1 (2) of the Act:

(a) that operating areas not be located within any of the following:

(i) a stream, except to facilitate the crossing of the stream;

(ii) a lake, except to facilitate

(A) the crossing of the lake, or

(B) geophysical exploration on lakes that are frozen to the bottom;

(iii) a wetland with a riparian class of W2, except to facilitate the crossing of the wetland;

(iv) an enclosed upland within a wetland, unless

(A) the wetland has a riparian class of W1 or W3,

(B) the enclosed upland is greater than 5 ha, and

(C) it is not practicable to locate the operating area elsewhere;

(v) a riparian reserve zone except to facilitate a crossing of the applicable stream, wetland or lake;

(vi) except to facilitate a crossing, a riparian management zone, unless an operating area will not have a material adverse effect on the ability of the riparian management zone to

(A) conserve the fish habitat, wildlife habitat, biodiversity and the water values of the riparian management zone, and

(B) protect the riparian reserve zone, if any, and

(b) that sufficient streamside trees and understory vegetation be retained to prevent the temperature of a temperature sensitive stream from increasing or decreasing to an extent that would have a material adverse impact on the fish in the stream."

Les détails des zones riveraines et de leur classification sont retrouvés dans BC Reg 200/2010, art 22 à 24 (Environmental Protection And Management Regulation, n.d.). On retrouve aussi dans ces sections de l'information sur des espèces d'arbres qui sont retrouvées en Colombie-Britannique. Dans le contexte québécois, et en particulier pour l'île d'Anticosti, les espèces qui contribuent à la santé des bandes riveraines devaient être recensées afin de limiter les impacts des travaux s'ils doivent être effectués à proximité de ces zones.

Le stress animal est couvert à plusieurs endroits dans les politiques du *Environmental Protection and Management Regulation*. En particulier, BC Reg 200/2010, art 6 restreint les opérations ou impose des conditions pour les habitats de la faune:

"The following objectives with respect to wildlife and wildlife habitat are prescribed for the purposes of the definition of "government's environmental objectives" in section 1 (2) of the Act:

(a) that operating areas not be located within any of the following:

(i) a wildlife habitat area, unless an operating area will not have a material adverse effect on the ability of the wildlife habitat within the wildlife habitat area to provide for the survival, within the wildlife habitat area, of the wildlife species for which the wildlife habitat area was established;

(ii) an ungulate winter range, unless an operating area will not have a material adverse effect on the ability of the wildlife habitat within the ungulate winter range to provide for the survival, within the ungulate winter range, of the ungulate species for which the ungulate winter range was established;

(iii) a fisheries sensitive watershed, unless an operating area will not have a material adverse effect on the ability of the fisheries sensitive watershed to protect downstream fisheries and watershed values,

- (b) that oil and gas activities on an operating area outside of a wildlife habitat area be carried out at a time and in a manner that does not result in physical disturbance to high priority wildlife or their habitat, including disturbance during sensitive seasons and critical life-cycle stages,*
- (c) that no portion of an operating area be within a wildlife tree retention area, and*
- (d) that oil and gas activities not damage or render ineffective a wildlife habitat feature."*

Encore une fois, dans le contexte québécois, et en particulier pour l'île d'Anticosti, les espèces et leur habitat devraient être recensés afin de limiter les impacts des travaux. Les travaux devraient aussi avoir lieu durant les périodes qui ne sont pas critiques pour la reproduction ou d'autres périodes importantes pour la faune.

L'identification des habitats est d'ailleurs une étape importante du processus. BC Reg 200/2010, art 26 :

" (1) The minister responsible for administering the Wildlife Act, by order, may identify any or all of the following as a wildlife habitat feature:

(a) a fisheries sensitive feature;

(b) a marine sensitive feature;

(c) a significant mineral lick or wallow;

(d) a nest of

(i) a bald eagle,

(ii) an osprey,

(iii) a great blue heron, or

(iv) a category of species at risk that is limited to birds;

(e) any other localized feature that the minister responsible for the Wildlife Act considers to be a wildlife habitat feature.

(2) Identification of a wildlife habitat feature under subsection (1) may be by category or type and may be restricted to a specified geographic location."

et de BC Reg 200/2010, art 30:

"The minister responsible for administering the Wildlife Act, by order, may establish an area as a wildlife habitat area, if satisfied that the area is necessary to meet the habitat requirements of a category of species at risk or regionally important wildlife."

Il en va de même pour la faune aquatique qui se retrouve dans les cours d'eau (BC Reg 200/2010, art 27):

"The minister responsible for administering the Wildlife Act, by order, may establish a fisheries sensitive watershed in a watershed that has significant downstream fisheries values, significant fisheries values and significant watershed sensitivity if satisfied that the area requires special management to protect fish by

(a) conserving

(i) the natural hydrological conditions, natural stream bed dynamics and stream channel integrity, and

(ii) the quality, quantity and timing of water flow, or

(b) preventing cumulative hydrological effects that would have a material adverse effect on fish."

et de BC Reg 200/2010, art 11:

"A person who carries out an oil and gas activity on an operating area must, for each crossing of a stream, wetland and lake, ensure all of the following:

(a) the crossing is constructed and maintained at times and in a manner that is unlikely to harm fish or destroy, damage or harmfully alter fish habitat;

(b) the crossing does not

(i) prevent the movement of fish, nor

(ii) impede the movement of fish to the extent that it is harmful to the survival of the fish;

(c) the side of the stream, wetland or lake is protected at the crossing;

(d) any disturbance to the stream channel and stream bank, wetland, or lake bottom, as applicable, is mitigated."

Il y'a aussi une provision pour s'assurer que la température des cours d'eau n'est pas affectée par les travaux (BC Reg 200/2010, art 28) :

“The minister responsible for the Wildlife Act, by order, may identify a portion of a fish stream as a temperature sensitive stream if satisfied that trees are required adjacent to the stream to manage the temperature of the designated portion for the protection of fish.”

Les rivières qui ont un potentiel d'être négativement affectées par une augmentation de température reliée à l'éclaircissement devraient donc être identifiées et l'aménagement devrait se faire en prenant cet aspect en considération.

La contamination des cours d'eau causés par le transport des sédiments a déjà été traitée plus haut. En plus de ce risque, il peut y avoir des risques de déversement accidentels de produits toxiques pour la faune, la flore et la faune aquatique. Il y'a d'ailleurs des restrictions sur les travaux à proximité de source d'eau (BC Reg 200/2010, art 4):

“The following objectives with respect to water quality, quantity and timing of flow are prescribed for the purposes of the definition of "government's environmental objectives" in section 1 (2) of the Act:

(a) that wellsites, facility areas, road right of way and pipeline corridors not be located within

(i) 100 m of where water is diverted by a waterworks or stored in a water storage reservoir, or

(ii) 100 m of where water is diverted by a water supply well or the ground water capture zone for the water supply well, whichever is greater, unless

(iii) any adverse effects on the waterworks, water supply well, water storage reservoir or ground water capture zone can be effectively mitigated, or

(iv) the person proposing to locate the operating area is the holder of the authorization for the waterworks, water supply well or water storage reservoir;

(b) that operating areas not be located

(i) within an identified ground water recharge area,

(ii) within a designated watershed, or

(iii) on top of an identified aquifer

unless the operating area will not have a material adverse effect on the quality and quantity of water and the natural timing of water flow.

[am. B.C. Regs. 136/2013, Sch. s. 2; 214/2014, s. 1 (b).]”

La qualité de l'eau est aussi le sujet de BC Reg 200/2010, art 9 :

"(1) Subject to subsection (2), a person who is carrying out an oil and gas activity on an operating area that contains a waterworks or water supply well must ensure that the oil and gas activity does not cause a material adverse effect on the quality, quantity or flow of the water to the waterworks or water supply well.

(2) A person is not prohibited from carrying out an oil and gas activity under subsection (1) if

(a) it is not practicable to comply with subsection (1),

(b) the adverse effect is minimized, and

(c) the person

(i) gives notice to the owner or user of the waterworks or water supply well at least 72 hours before adversely affecting the water supply, and

(ii) for the period in which the water supply will be adversely affected, provides the owner or user of the waterworks or water supply well with an alternate supply of water of equal or better quality."

et BC Reg 200/2010, art 13 :

"A person carrying out an oil and gas activity in a wetland must, to the extent practicable, maintain natural flow of water in the wetland."

Les opérateurs ont donc la responsabilité de réduire l'impact sur la qualité de l'eau le plus possible. Si la qualité de l'eau ne peut qu'être affectée par les travaux, l'opérateur doit en avertir le propriétaire des infrastructures 72 heures à l'avance et assurer un apport en eau comparable ou de meilleure qualité que la source d'eau qui est affectée par les travaux.

Les règlements sur l'eau incluent aussi les aquifères (BC Reg 200/2010, art 10) :

"A person carrying out an oil and gas activity on an operating area on top of an aquifer must ensure that the activity does not cause a material adverse effect on the quality, quantity or natural timing of flow of water in the aquifer."

Donc dans le cas des aquifères, la clause est plus restrictive et ne permet pas la modification de ceux-ci durant les travaux.

Afin de protéger autant que possible les sites où il y a une source d'eau qui alimente une ville ou qui risque de causer une venue d'eau lors du forage d'un trou de tir, l'Alta Reg 284/2006, art 11 (Exploration Regulation, n.d.) cite qu'il existe certaines restrictions à suivre dans ces zones :

“Prohibited exploration and other activities

11(1) No person shall conduct exploration in any area of Alberta described in an Exploration Directive as an area in which exploration is prohibited by the Exploration Directive.

(2) No person shall

(a) operate a type of energy source,

(b) operate a type of exploration equipment, or

(c) conduct a method of exploration in an area of Alberta described in an Exploration Directive as an area in which such an activity is prohibited by the Exploration Directive.

(3) No person shall

(a) operate a type of energy source,

(b) operate a type of exploration equipment, or

(c) conduct a method of exploration in an area of Alberta described in an Exploration Directive during a period specified in the Exploration Directive in which such an activity is prohibited by the Exploration Directive.

(4) Where an Exploration Directive indicates that, in an area of Alberta described in the Exploration Directive, a person must

(a) operate a type of energy source,

(b) operate a type of exploration equipment, or

(c) conduct a method of exploration in accordance with conditions specified in the Exploration Directives, no person may carry on such an activity except in accordance with such conditions.

(5) No person shall, in an area of Alberta described in an Exploration Directive, drill shot holes or test holes to a depth greater than the maximum depth specified by the Exploration Directive for shot holes or test holes in that area.

(6) If any discrepancy exists between a description of an area of Alberta in an Exploration Directive and the area as shown on a map in the Exploration Directive, the description of the area prevails.”

Ceci implique que la procédure est définie dans l'Exploration directive ED2006-02 (Restricted Exploration Areas, n.d.) et les zones sont énumérées sur le site du ESRD (<http://esrd.alberta.ca/lands-forests/industrial-activity/seismic-exploration/exploration-restricted-areas/default.aspx>). Il est de la responsabilité du détenteur du permis d'exploration de respecter les restrictions existantes dans la zone où l'exploration est prévue. Les restrictions peuvent aller d'une simple limite de profondeur pour un trou de tir à la prohibition d'utiliser toute source de surface et de forer des trous de tirs.

Il est aussi interdit d'introduire des produits qui ont un impact néfaste pour les cours d'eau, terres humides et les lacs BC Reg 200/2010, art 12 :

“A person who carries out an oil and gas activity on an operating area must ensure that the oil and gas activity does not result in any deleterious materials being deposited into a stream, wetland or lake.”

La production de déchets peut être engendrée par la construction d'un camp d'opération ou par les matériaux de construction utilisés pour l'aménagement du territoire. Le nettoyage est encadré par les règlements BC Reg 280/2010, art 9 et 10 (Geophysical Exploration Regulation, n.d.):

“A geophysical permit holder, on completion of a project, must remove survey flagging, pin flags, any other temporary survey marker and all refuse resulting from the conduct of geophysical exploration.

On completion of a project, a geophysical permit holder must do all of the following with respect to a campsite permitted by the project's permit:

(a) in a manner that will not have an adverse effect on the environment,

(i) dispose of all refuse, liquid wastes and garbage, and

(ii) burn or otherwise dispose of all slash resulting from campsite construction;

(b) level and restore the campsite as nearly as possible to the conditions that prevailed when operations were commenced.”

La politique de l'Alberta Alta Reg 284/2006, art 57 va dans le même sens:

"The program licensee and program permittee shall ensure

...

(ii) debris, refuse and other material are cleaned up and disposed of in accordance with the requirements of the Exploration Directives, to the extent that they are not in conflict with terms and conditions referred to in subclause

(i) or if there are no such terms or conditions, and

(b) that, in the case of a program of exploration being conducted on private land where the authorization to enter the land that was given by the owner does not address the cleanup and disposal of debris, refuse and other material resulting from the conduct of the program, the clean up and disposal is carried out in accordance with the requirements of the Exploration Directives."

L'opérateur s'engage donc à se conformer aux directives d'exploration ED2006-22 (Cleanup of Debris Refuse and Other Material, n.d.) qui demandent que les déchets soient nettoyés à la fin des travaux.

Finalement, durant ces travaux de préparation, il peut aussi y avoir des risques de détruire des lieux et des artefacts qui sont significatifs en terme d'héritage culturel. La marche à suivre est décrite dans BC Reg 200/2010, art 7

"For the purposes of the definition of "government's environmental objectives" in section 1 (2) of the Act, the following objectives are prescribed:

(a) that operating areas not be located within an old-growth management area unless it will not have a material adverse effect on the old seral stage forest representation within that area;

(b) that oil and gas activities not damage or render ineffective a resource feature;

(c) that oil and gas activities conserve or, if necessary, protect cultural heritage resources.

[am. B.C. Reg. 136/2013, Sch. s. 3.]"

Dans le cas de l'île d'Anticosti, les sites d'importance aux populations autochtones et aux autres habitants de l'île devraient être identifiés et désignés comme site d'exclusion s'il le nécessite.

3.2 Déploiement des receveurs

Les risques associés au déploiement des receveurs sismiques sont déjà discutés dans la section précédente qui concerne la coupe de ligne et l'aménagement du territoire. Il y'a cependant un élément spécifique qui encadre l'éclaircissement de lignes sismiques BC Reg 200/2010, art 18):

"(1) A person constructing a seismic line on an enclosed upland must, to the extent practicable, construct a cut line that

- (a) is a maximum of 3.0 metres in width,*
- (b) avoids large standing trees, and*
- (c) leaves the soil and ground cover generally undisturbed.*

(2) A person constructing a seismic line within a riparian reserve zone must

- (a) construct a cut line as described in subsection (1), and*
- (b) to the extent practicable, retain forest cover and mature trees.*

(3) A person constructing a seismic line must not damage or render ineffective a wildlife habitat feature or a resource feature."

Cet élément de loi reprend donc les autres cités plus haut, mais en ajoutant la largeur maximale que peut avoir une ligne sismique.

3.3 Sources sismiques

Tel que discuté précédemment, le choix de la source approprié est fait en considérant les objectifs du programme de sismique réflexion, l'impact sur l'environnement et le territoire ainsi que les défis logistiques particuliers qui peuvent exister à certains sites. Les risques associés avec les différentes sources terrestres et les politiques qui les régissent sont aussi présentés.¹

Les risques aux structures sont encadrés en Alberta par Alta Reg 284/2006, art 44 (Exploration Regulation, n.d.) en discutant des distances de séparation qui doivent être respectées:

¹ Seules les sources avec une énergie suffisante pour les travaux de sismique d'exploration profonde sont discutées dans cette section.

"The program licensee and program permittee shall ensure that all persons conducting a program of exploration comply with the set-back distance requirements and consent requirements specified in the Exploration Directives for methods of exploration conducted in relation to structures described in the Exploration Directives."

Cet article sous-entend que la distance de séparation des travaux a été approuvée selon l'Exploration Directive ED2006-15 (Distance Requirements, n.d.).

La Colombie-Britannique, dans BC Reg 280/2010, art 4 (Geophysical Exploration Regulation, n.d.) décrit la marche à suivre lorsque les travaux sont faits à proximité d'oléoduc, habitations et autres ouvrages :

"(1) Subject to subsections (2) and (3), if a geophysical permit holder conducts geophysical exploration in the vicinity of any gas, oil or water pipeline or well, electric cable, transmission line, utility, residence or other improvement, the geophysical permit holder must not damage or interrupt the use of the pipeline, well, electric cable, transmission line, utility, residence or other improvement.

(2) Subject to subsection (3), the use of an explosive or non-explosive energy source to carry out geophysical exploration in relation to a structure described in column 1 of Schedule 1 must not be conducted at a distance less than the minimum distance shown in column 2 or 3.

(3) An explosive or non-explosive energy source may be used to carry out geophysical exploration in relation to a structure described in column 1 of Schedule 2 at a distance not less than the minimum distance shown in column 2 or 3 if the geophysical permit holder has the prior written consent of the owner of the structure."

Les tableaux (Schedule 1 et Schedule 2) mentionnés dans BC Reg 280/2010, art 4 sont reproduits dans les **Figures 18** et **19**. Les tableaux des distances minimales pour l'Alberta, tirés de ED2006-15 (Distance Requirements, n.d.), sont reproduits dans les **Figures 20** et **21**.

Minimum Buffer Distances

[section 4 (2)]

| 1 Structure | 2 Non-explosive energy source (metres) | 3 Explosive energy source | |
|---|---|--|---|
| | | Charge weight (kg) | Distance (metres) |
| Building or structure with a concrete base, residence, barn, concrete irrigation structure, concrete lined irrigation canal and concrete water pipeline | 50 | all | 180 |
| Artificial water hole, developed spring or piezometer | 100 (Vibroseis) 50 (other than vibroseis) | all | 180 |
| Driveway, gateway or buried water pipeline (other than a concrete-lined pipeline) | 5 | all | 10 |
| Buried telephone or telecommunication line | 2 | all | 2 |
| Survey monument | 2 | all | 2 |
| Petroleum or natural gas pipeline (measured from the centre line of the pipeline) and a petroleum or natural gas well | 15 | > 0 ≤ 2 > 2 ≤ 4 >4 ≤ 6 >6 ≤ 8 >8 ≤ 10 >10 ≤ 20 >20 ≤ 40 >40 ≤ 100 | 32 45 55 64 72 101 143 226 |
| Piping used to transmit, at less than 700 kPa, natural gas to consumers by a gas utility as defined in the Gas Utility Act | 3 | all | 3 |
| Dugout or other earthen excavation designed to collect runoff and store water for later use, measured from the inside edge of the high water mark | 25 | all | 50 |
| Irrigation canal (other than a concrete-lined canal) | 10 | all | 10 |
| Dam having a storage reservoir capacity of 30 000 cubic meters or more and that is 2.5 meters high or more when measured to the top of the barrier | 50 | all | 180 |
| Cemetery, measured to its surveyed boundary | 50 | all | 100 |
| Domestic septic tank below ground or septic storage device above ground | 15 | all | 15 |

Figure 16: Distances de séparation minimales entre les sources d'énergie et les infrastructures à protéger (Colombie-Britannique). [Tableau tiré de (Geophysical Exploration Regulation, n.d.)]

| 1 Structure | 2 Non-explosive energy source (metres) | 3 Explosive energy source | |
|---|---|---|--------------------------------------|
| | | Charge weight (kg) | Distance (metres) |
| Residence, barn, building or structure with a concrete base, concrete irrigation structure, concrete lined irrigation canal, concrete water pipeline, artificial water hole, developed spring or piezometer | 50 | >0 ≤ 2 >2 ≤ 4 >4 ≤ 6 >6 ≤ 8 >8 ≤ 10 >10 ≤ 12 | 64 90 110 128 142 156 |

Figure 17: Distances de séparation minimales entre les sources d'énergie et les infrastructures à protéger (Colombie-Britannique). [Tableau tiré de (Geophysical Exploration Regulation, n.d.)]

Table of Required Setback Distances to Specified Structures

| Specified Structures | Explosive | | Non-Explosive/Other | |
|---|---------------------------|----------|---------------------|-------|
| | Charge Size | Distance | Distance | |
| Residence, barn, or any building(s) with a concrete base, concrete irrigation structures (e.g., drop structures, head works), concrete lined irrigation canals, and concrete water pipelines. | Up to and including 12 kg | 180 m | | 50 m |
| | >12 kg <=20 | 200 m | | |
| Water wells, developed spring, observation well, or peizometer. | Up to and including 12 kg | 180 m | | 100 m |
| | >12 kg <=20 | 200 m | | |
| High - pressure Pipelines High - pressure pipelines are pipelines that operate at, or are intended to operate at a pressure in excess of 700 kilopascals. Note: All distances are measured from the centre of the pipeline. | <=2 kg | 32 m | | 15 m |
| | >2 & <4 kg | 45 m | | |
| | >=4 & <6 kg | 55 m | | |
| | >= 6 & <8 kg | 64 m | | |
| | >=8 & <10 kg | 70 m | | |
| | >=10 & <12 kg | 78 m | | |
| | >=12 kg <=20 | 100 m | | |
| Low - pressure Pipelines Low-pressure pipelines are pipelines that operate at, or are intended to operate at a pressure of 700 kilopascals or less. Note: All distances are measured from the centre of the pipeline. | Up to and including | 20 kg | 3 m | 3 m |
| | | | | |
| Dugouts Measured from the inside edge of high water mark | | | 50 m | 25 m |
| Irrigation Canal (other than concrete lined) Irrigation canals that are more than 4 m wide | | | 10 m | 10 m |
| Buried Water Pipelines (other than concrete lined) | | | 3 m | 3 m |
| Dams Dam means a barrier constructed and having a storage reservoir capacity of at least 30,000 m ³ , and which is at least 2.5 m in height when measured vertically to the top of the barrier. | | | 180 m | 50 m |
| Cemetery Distance to the energy source is measured to the surveyed boundary of the cemetery. | | | 100 m | 50 m |
| Buried Lines and Survey Monuments Telephone lines and telecommunication lines. | | | 2 m | 2 m |
| Domestic Septic Tank or Mound A septic tank is defined as a tank that is used as a septic storage device. A mound is a septic storage device that is located above ground surface. | | | 15 m | 15 m |

Figure 18: Distances de séparation minimales entre les sources d'énergie et les infrastructures à protéger (Alberta). [Tableau tiré de (*Distance Requirements, n.d.*)]

| Specified Structure | Explosive | | Non-Explosive/Other | |
|---|---------------|----------|---------------------|------|
| | Charge Size | Distance | Distance | |
| Residence, barn, or any building(s) with a concrete base, concrete irrigation structures (e.g., drop structures, head works), concrete - lined irrigation canals, and concrete water pipelines. | <=2 kg | 64 m | | 50 m |
| | >2 & <4 kg | 90 m | | |
| | >=4 & <6 kg | 110 m | | |
| | >= 6 & <8 kg | 128 m | | |
| | >=8 & <10 kg | 142 m | | |
| Water wells, developed spring, observation well, or peizometer | >=10 & <12 kg | 156 m | | |

*Figure 19: Distances de séparation minimales entre les sources d'énergie et les infrastructures à protéger (Alberta).
[Tableau tiré de (Distance Requirements, n.d.)]*

Il est ici important de noter qu'il n'y a pas d'information sur la méthode utilisée pour calculer cette distance de recul de la source. Ces distances pourraient donc devoir être supérieures si les conditions de sol l'obligent. Par exemple, une infrastructure à proximité d'un talus composé d'argiles sensibles pourrait nécessiter davantage de précautions pour assurer son intégrité. Pour des ouvrages importants ou des installations qui sont plus susceptibles d'être endommagés par les vibrations, des géophones témoins devront être installés à proximité des structures. Ces géophones serviront durant les levés afin de s'assurer que la sismicité ne dépasse pas les spécifications sismiques des ouvrages. Il est aussi conseillé que des essais de point de tirs soient complétés avant le début des travaux pour s'assurer que le niveau maximum de sismicité ne sera pas dépassés durant les travaux d'acquisition. Si, durant les travaux préliminaires ou durant l'acquisition des données, les géophones témoins révèlent que les ouvrages sont soumis à une trop grande sismicité, le promoteur devra modifier son plan de tir pour que l'énergie demeure en dessous du seuil imposé par les spécifications techniques des ouvrages qui portent sur la sismicité.

Le règlement BC Reg 280/2010, art 11 (Geophysical Exploration Regulation, n.d.) s'adresse à la réparation de dommages:

“Repair of damage

11 If a geophysical permit holder's project causes damage to any land or property, the geophysical permit holder must

(a) take immediate steps to prevent further damage, and

(b) repair the damage as soon as possible.”

Il faut donc aussitôt que possible réparer tous bris et dommages accidentels qui ont été causés par le levé géophysique.

3.3.1 Camion vibreur

Ce type de source requiert des chemins d'accès et par conséquent, tous les risques associés à la coupe de ligne et l'aménagement du territoire s'appliquent (voir la section **3.1**).

Les risques spécifiques à ce type de source sont l'endommagement des structures, tel que traité à la section précédente et les déversements accidentels d'hydrocarbures durant le ravitaillement. Bien que ce risque ait été identifié dans la section précédente, la consommation élevée des camions vibreur augmente ces risques de déversement.

3.3.2 Sources explosives

Ce type de source ne requiert pas nécessairement de chemins d'accès et par conséquent les risques associés avec la coupe de lignes et l'aménagement du territoire sont réduits. Ils présentent cependant d'autres risques qui n'ont pas été identifiés jusqu'à maintenant.

Le premier risque potentiel est dans la manutention des explosifs. À ce sujet, le code de la santé et sécurité du travail de la Colombie-Britannique exprime ces directives dans le document BC Reg 296/97, art 21.22 à 21.35 (Occupational Health and Safety Regulation, n.d.):

(1) A vehicle being used to transport explosives must be in sound mechanical condition, suitable for, and capable of, safely transporting explosives.

(2) Passengers, other than those assigned to assist in handling explosives, are not permitted on a vehicle transporting explosives.

Reasonable quantities of flammable or combustible materials may be carried by a conveyance transporting explosives at the workplace provided such materials are contained in a manner which will not cause or transmit a fire or explosion, and are adequately separated from any explosives containers on the conveyance.

(1) Explosives carried in a vehicle must be in a fully enclosed, locked, fire resistant fixed container or compartment, separate from the passenger compartment.

(2) Electric detonators must be transported in their original containers, with their leg wires shunted, as shipped by the manufacturer.

(3) Detonators must be adequately separated from other explosives during transport.

Mobile drill rigs

The transportation of explosives on a mobile drilling rig is only permitted if

(a) explosives and detonators are carried in separate containers built to type 6 or type 10 magazine standard and capacities, with 2 hooded locks, and

(b) the explosives and detonator containers are

(i) located at least 60 cm (2 ft) apart, with the doors or lids facing at least 90° apart,

(ii) located above the vehicle deck in a manner which protects the containers from contact with roadside objects and the drilling equipment,

(iii) located so the contents are not endangered by any heat source on the drill unit,

(iv) kept locked when outside the blasting area, and securely closed when in the blasting area, except when opened for depositing or removing their contents, and

(v) attended by the blaster of record, or a qualified person designated by the blaster, at all times when explosives are being carried.

Contact between packages containing explosives and exposed ferrous metal in a conveyance must be prevented by the use of wood, tarpaulin, or other suitable dunnage materials.

Before explosives are transported, the employer must establish suitable written emergency procedures, and must ensure that all workers who may be affected are adequately instructed in the procedures.

A person operating a vehicle that is transporting explosives

(a) must operate the vehicle in a safe manner, consistent with prevailing road and weather conditions, and

(b) must not drive faster than 90 km/h (55 mph).

A vehicle transporting explosives must not be operated or permitted to operate if the load to be transported exceeds 80% of the manufacturer's rated carrying capacity for the vehicle.

(1) A conveyance transporting explosives must be equipped with at least 2 fire extinguishers, of a type capable of quickly extinguishing gasoline, oil, or electrical fires.

(2) The fire extinguishers must be readily available for use and must have

(a) a minimum 5 BC rating for a vehicle with up to 2 000 kg (4 400 lbs) gross vehicle weight (GVW) rating, and

(b) a minimum 10 BC rating for a vehicle with more than 2 000 kg (4 400 lbs) GVW rating.

Explosives must not be transported in a trailer, or in any type of semitrailer unless it is equipped with power brakes operable from the tractor cab.

The operator of a vehicle transporting explosives must, before crossing

(a) a railroad track protected by an automatic signal device, reduce the speed of the vehicle and establish that the crossing can be made in safety, and

(b) a main highway, or a railroad track that is not protected by an automatic signal device, completely stop the vehicle and only proceed when the way is safely clear.

Explosives must not be loaded on or in a vehicle unless the vehicle has been fully serviced.

(1) When a vehicle carrying or containing explosives is to be parked overnight, the premises in which the vehicle will be parked must not be used for any other purpose which may involve any substance likely to cause explosion or fire.

(2) Such premises must be away from habitation and buildings that contain flammable materials.

Le Occupational Health and Safety Code 2009 d'Alberta (Government of Alberta, 2009) énumère quelques règlements sur la manutention des explosifs :

Transporting explosives

473(1) An employer must ensure workers comply with the Dangerous Goods Transportation and Handling Act and the Explosives Act (Canada) when transporting explosives.

473(2) An employer must ensure that only the person authorized by the employer drives or is a passenger in a vehicle that is transporting explosives or detonators.

473(3) An employer and a blaster must ensure that the leg wires of electric detonators are shunted and folded while they are being transported.

473(4) An employer must ensure that vehicles transporting explosives have fire extinguishers that are

(a) in good working order,

(b) located and attached to the vehicle in such a manner as to be readily available for use at all times, and

(c) in the quantity and with the rating set out in Schedule 10, Table 1.

Les consignes d'entreposage des explosifs pour la Colombie-Britannique se retrouvent dans le même document que celles de manutention (Occupational Health and Safety Regulation, n.d.), BC Reg 296/97, art 21.16 à 21.20):

"(1) Detonator products must not be kept in a store or receptacle in which explosives or safety fuses, fuse lighters, igniter cords or connectors are stored.

(2) At the loading site, detonator products must be stored separately from other explosives, and in a crush resistant box which is clearly identified.

Worksite storage

Explosives at the worksite must be guarded or contained in secured day boxes until used or returned to storage magazines.

(1) The employer must ensure that the location of a magazine in which explosives are stored, and any restrictions on access or activity around the magazine area, are clearly communicated to all workers.

(2) A day box and receptacle used for day storage of explosives on a work site must, when they contain explosives, display signs indicating the presence of explosives in a conspicuous manner, and the signs must be removed when they are empty.

(3) A vehicle containing explosives while in a workplace must display signs indicating the presence of explosives in a conspicuous manner, visible from all sides of the vehicle, and the signs must be removed when the vehicle no longer contains explosives.

Magazine condition

(1) The interior of an explosives magazine must be kept scrupulously clean and must be constructed, covered or lined to prevent the exposure of any ferrous metals or gritty materials.

(2) Precautions must be taken to exclude moisture from an explosives magazine.

(3) Any article or substance likely to cause a fire or explosion must be kept out of and at a safe distance from an explosives magazine.

(1) Detonating cord must be stored separately, or with explosives other than detonators.

(2) Igniter cord must be stored separately from fuses, detonators, or explosives."

La partie 21 de BC Reg 296/97 (Occupational Health and Safety Regulation, n.d.) et la partie 33 du Occupational Health and Safety Code de l'Alberta (Government of Alberta, 2009) s'attardent toutes deux sur l'utilisation des explosifs de manière générale.

En Colombie-Britannique, l'encadrement spécifique de leur utilisation dans les travaux sismiques provient du document BC Reg 280/2010 (Geophysical Exploration Regulation, n.d.).

Les premières considérations de cette réglementation touchent aux aspects de forages qui sont nécessaires pour installer la charge explosive (BC Reg 280/2010, art 5 et 6).

"(1) Immediately after drilling a shot hole, a geophysical permit holder must plug the shot hole as follows:

- (a) the drill cuttings or other material from the hole must be returned to fill the hole;*
- (b) a plug of a diameter not less than that of the hole must be placed into the hole to a depth of not less than one meter below the surface;*
- (c) the section above the plug must be filled with a suitable material and firmly tamped to effect a permanent seal;*
- (d) any surplus soil or other material removed in the drilling of any hole must be spread so as to avoid interference with drainage, and ground contours must be restored as nearly as possible to their original condition.*

(2) Despite subsection (1), a geophysical permit holder may use a temporary plug for a hole that has been drilled but into which an explosive has not been placed if the temporary plug prevents the flow of water or gas to the surface and prevents the hole from becoming a hazard to animals or people.

(1) If practicable, a geophysical permit holder, before or immediately after drilling a shot hole, must mark the shot hole with a metal tag that is

- (a) of a minimum size of 5 centimetres by 7 centimetres,*
- (b) inscribed with the project number, cutline number and shot point number in such a manner that the information does not become illegible or obliterated, and*
- (c) affixed to a post or tree and not more than 10 metres from the shot hole or shot point, and, if the shot hole or shot point is on a road allowance or highway right of way, the tag must be on the same side of the road allowance or highway.*

(2) A geophysical permit holder must not use a nail to affix, for the purposes of subsection (1) (c), a metal tag to a tree.

(3) If an official considers it appropriate in the circumstances, the official may grant to a geophysical permit holder a written exemption from subsection (1)."

L'opérateur s'engage donc à identifier les trous de forages adéquatement et à les boucher de façon efficace contre les venues de gaz et d'eau ainsi qu'à ne pas nuire aux animaux et aux êtres humains.

L'Alberta détient aussi des règlements concernant le bouchage des trous de forage et des produits à utiliser. Alta Reg 284/2006, art 50 parle de l'abandonnement temporaire et Alta Reg 284/2006, art 51 concerne l'abandonnement permanent :

“Temporary abandonment of shot holes and test holes

50 *The program licensee and program permittee shall ensure that a shot hole or test hole drilled in a program of exploration to a depth of 20 metres or less that has not been permanently abandoned as required under this Regulation*

(a) *is temporarily abandoned*

(i) *in a manner that is in accordance with the requirements of the Exploration Directives for shot holes or test holes drilled in the operations, under the conditions, within the area or at or within the location in which or at or under which the shot hole or test hole was drilled, and*

(ii) *in a manner, if any, prescribed by the Minister under [section 52](#), and*

(b) *is not left unattended until it is temporarily abandoned under clause (a).*

Abandonment of shot holes and test holes

51(1) *The program licensee and program permittee shall ensure that a shot hole drilled in a program of exploration to a depth of 20 metres or less is permanently abandoned*

(a) *immediately after the detonation of the charge in the hole, subject to the Exploration Directives,*

(b) *in a manner that is in accordance with the requirements of the Exploration Directives for shot holes drilled in the operations, under the conditions, within the area or at or within the location in which or at or under which the shot hole was drilled, and*

(c) *in a manner, if any, prescribed by the Minister under [section 52](#).*

(2) *The program licensee and program permittee shall ensure that a test hole drilled in a program of exploration to a depth of 20 metres or less is permanently abandoned*

(a) *within 30 days after the day on which the drilling of the hole is completed,*

(b) *in a manner that is in accordance with the requirements of the Exploration Directives for test holes drilled in the operations, under the conditions, within the area or at or within the location in which or at or under which the test hole was drilled, and*

(c) *in a manner, if any, prescribed by the Minister under [section 52](#).*

(3) *If a shot hole is drilled in a program of exploration to a depth of more than 20 metres, the program licensee and program permittee shall ensure that*

(a) before permanently abandoning the shot hole, the Minister is advised of the proposed abandonment and of the proposed procedure for abandonment and that the Minister's approval for that proposed procedure for abandonment is obtained, and

(b) the procedure for abandonment of the shot hole approved by the Minister under clause (a) is followed.

(4) *The program licensee and program permittee shall ensure that a test hole drilled in a program of exploration to a depth greater than 20 metres is abandoned in accordance with the requirements of the Exploration Directives that apply to such test holes."*

Les Exploration Directives ED2006-19 (Temporary Abandonment of Shot Holes and Test Holes, n.d.) et ED2006-20 (Permanent Abandonment of Shot Holes and Test Holes, n.d.) énumèrent les produits à utiliser afin de colmater efficacement l'écoulement.

Une autre partie du règlement BC Reg 280/2010, art 7 porte sur les charges explosives qui n'ont pas explosé à cause d'un problème technique:

"(1) If an explosive charge fails to detonate, a geophysical permit holder must immediately

(a) detonate the explosive charge by another charge, or

(b) bury the charge and any wires remaining attached to the charge in the hole, fill the hole with earth and plug it in accordance with section 5 (1).

(2) A geophysical permit holder must take all necessary actions to ensure that a charge that failed to detonate does not present a hazard to persons or property."

L'Opérateur peut ainsi faire sauter la première charge avec une deuxième ou abandonner le trou et le boucher comme par la clause précédente. Cependant, l'opérateur doit s'assurer que l'explosif ne représente pas un danger pour les êtres humains et pour les infrastructures.

Les règlements albertains concernant les mises à feu ratées sont présents dans l'Occupational Health and Safety Code 2009 (Government of Alberta, 2009) :

Misfire waiting period

509(1) If a blaster fired a charge using a safety fuse assembly and delay detonators and suspects a misfire, the employer and the blaster must ensure that no worker returns to or is permitted to approach the blasting area before the end of the longer of the following periods:

(a) 30 minutes after the last charge was fired or should have fired; or

(b) the period recommended by the manufacturer.

509(2) If a blaster fired a charge using electric detonators and suspects a misfire, the employer and the blaster must ensure that no worker returns to or is permitted to approach the blasting area before the end of the longer of the following periods:

(a) 10 minutes after the last charge was fired or should have fired; or

(b) the period recommended by the manufacturer.

Withdrawing a misfire

510(1) If a blaster fires a charge and there is a misfire, the blaster must ensure that no worker attempts to withdraw the charge.

510(2) Subsection (1) does not apply to a misfire that occurs during oil well blasting and perforating operations.

Destroying a misfire

511(1) Subject to section 512, an employer and a blaster must ensure that the blaster inserts a charge on top of or beside a misfire and detonates it.

511(2) If a misfire cannot be detonated immediately, an employer and a blaster must

(a) ensure that clearly visible signs are posted in the location of the misfire warning of the presence of the misfire, and

(b) detonate it in accordance with subsection (1) as soon as reasonably practicable.

L'Alberta oblige la destruction de la charge et ne permet pas de l'abandonner, comme en Colombie-Britannique

Il est possible que lors des travaux de forages une venue d'eau ou de gaz soit interceptée. Dans ce cas, l'encadrement du règlement BC Reg 280/2010, art 8 donne les consignes à suivre :

"If gas or water is released and flows to the surface during or after the drilling of a hole by a geophysical permit holder in an area, the geophysical permit holder must do all of the following:

(a) immediately discontinue drilling;

(b) plug the hole in a manner that confines the gas or water to the originating stratum or aquifer and does not hinder future use of the surface for agriculture or other purposes;

(c) advise the land owner of the area

(i) of the location of the holes, and

(ii) of the actions taken to stop the release and to remedy any damage caused by the release.”

Donc, dans le cas d'une interception d'une venue de gaz ou d'eau l'opérateur doit arrêter les travaux de forage et colmater la fuite au niveau d'où elle provient sans nuire à l'utilisation de la source d'eau. Il doit ensuite informer le propriétaire des mesures qui ont été prises pour colmater la fuite et réparer les dommages causés par la fuite.

Les règlements Alta Reg 284/2006, art 46 et 47 (Exploration Regulation, n.d.) traitent eux aussi de la venue d'eau et de gaz lors de forages alors que l'Exploration Directive intitulée *Flowing Holes and Encountering Gas* (Flowing Holes and Encountering Gas, n.d.) indique comment procéder en cas de fuite :

“Flowing holes

46(1) If water is released from an aquifer or stratum and comes to the surface as a result of the drilling of a test hole or the drilling or detonation of a shot hole, the program licensee and program permittee shall ensure that

(a) all drilling that is in progress is discontinued and that no explosive charge is loaded in a shot hole,

(b) the flow of water from the shot hole or test hole is confined to the aquifer or stratum of origin

(i) as set out in the Exploration Directives,

(ii) as directed by an inspector, or

(iii) in another manner that is determined by the program licensee or permittee and is acceptable to the Minister,

(c) the requirements of the Exploration Directives in relation to the subsequent drilling of shot holes and test holes in the program of exploration are complied with, and

(d) a report on the flowing hole is forthwith submitted to the relevant Department authority as required by the Exploration Directives.

(2) If, after reasonable attempts, the flow of water from a shot hole or test hole cannot be confined as set out in subsection (1)(b), the program licensee and program permittee shall ensure that a plan for the control and management of the flow of water from the flowing hole is developed and is agreed to by the owner of the land on which the flowing hole is located.

(3) Subsection (2) does not apply where the flow of water in a flowing hole is confined and contained by the completion and operation of the flowing hole as a water well in accordance with the Water (Ministerial) Regulation (AR 205/98).

(4) The program licensee and program permittee shall ensure that the Minister is forthwith provided with

(a) a copy of an agreement referred to in subsection (2), or

(b) where the flowing hole is completed as a water well, a copy of the agreement to that effect between the program licensee or permittee and the landowner.

(5) If the program licensee and program permittee do not comply with subsection (1), (2) or (3), as applicable, the Minister may do one or more of the following:

(a) take the action or do the work or engage a person to do the work that is necessary to remedy the non-compliance;

(b) expend all or any part of the deposit furnished by the program licensee or program permittee under section 16 to remedy the non-compliance;

(c) recover the cost to the Government of remedying the non-compliance in an action in debt, which may be brought on a joint and several basis.

Il est donc la responsabilité de l'opérateur de remédier à situation et de prendre les mesures qui s'imposent afin de colmater la fuite d'eau. La fuite peut être convertit en puits d'approvisionnement en eau. Si l'opérateur est incapable de colmater la fuite, il deviendra responsable des frais déboursés par le gouvernement pour remédier à la situation.

Dans le cas d'une venue de gaz :

Encountering gas

47 If gas is encountered in the drilling of a shot hole or test hole, the program licensee and program permittee shall ensure that

(a) the gas is immediately confined to its source or place of origin in a manner that prevents an adverse effect on the environment, human health, property or public safety,

(b) immediately after the gas has been confined in accordance with clause (a), a report on the flowing hole is submitted to the relevant Department authority as required by the Exploration Directives, and

(c) the procedures and precautionary measures to avoid an explosion that are set forth in the Occupational Health and Safety Code adopted by the Occupational Health and Safety Code Order (AR 321/2003) are carried out."

Les règlements albertain et britanno-colombien concernant la venue de gaz et d'eau lors d'un forage sont similaires : il faut empêcher dès que possible l'écoulement du gaz ou de l'eau et prendre les mesures nécessaires pour colmater la fuite.

Il est aussi important de noter que pour l'Alberta, l'*Exploration Directive* définit la charge maximale d'explosifs et une profondeur maximale pour le trou de tir qui doivent être

respectées. Si la charge doit être supérieure, alors la réglementation Alta Reg 284/2006 art 49 (Exploration Regulation, n.d.) s'applique :

“Charges in shot holes and depths of shot holes and test holes

49(1) If the size of the explosive charge proposed to be detonated in a shot hole drilled in the conduct of a program of exploration exceeds the maximum charge size permitted for shot holes by the Exploration Directives, the program licensee and program permittee shall

(a) ensure that the Minister is provided with an explanation and reasons to justify exceeding that maximum charge size, and

(b) ensure that no explosive charge is loaded in the shot hole without the prior written approval of the Minister.

(2) If a shot hole or test hole drilled in the conduct of a program of exploration is proposed to be drilled to a depth exceeding the maximum allowable depth for shot holes or test holes permitted by the Exploration Directives in the area of Alberta in which the program is being conducted, the program licensee and program permittee shall

(a) ensure that the Minister is provided with an explanation and reasons to justify exceeding that maximum allowable depth, and

(b) ensure that the shot hole or test hole is not drilled beyond that maximum allowable depth without the prior written approval of the Minister.

(3) If a program of exploration will involve the use of an explosive energy source that is not in a shot hole, the program licensee and program permittee shall ensure that written approval is obtained from the Minister before using that energy source”

Il est donc nécessaire de contacter le Ministre préalablement à l'utilisation d'une charge d'explosifs excédant la charge maximale ou au forage d'un trou de tir plus profond que la limite, ces seuils de charge et de profondeur étant établis dans l'Exploration Directive *Charges in Shot Holes and Depth of Shot and Test Holes That Exceed Maximum Levels* (Charges in Shot Holes and Depth of Shot and Test Holes That Exceed Maximum Levels, n.d.).

Il est possible qu'une charge explosive soit la cause de subsidence localisé. Le règlement Alta Reg 284/2006, art 48 (Exploration Regulation, n.d.) adresse cette éventualité.

“Subsidence

48(1) If the ground surrounding a shot hole or test hole drilled in a program of exploration subsides or collapses, the program licensee and program permittee shall ensure that the necessary action is promptly taken

(a) to fill the area of the subsidence so that the ground level is the same as it was before the shot hole or test hole was drilled, and

(b) to minimize any further subsidence.

(2) All material used as fill under subsection (1) must be free of noxious weeds and restricted weeds as defined in the Weed Control Act and of harmful contaminants.”

Les personnes effectuant le levé sismique doivent remplir le trou résultant de la subsidence avec du matériel ne contenant pas d'herbes nuisibles et doivent s'assurer de minimiser les affaissements subséquents, le cas échéant.

4 RISQUES DES TRAVAUX SISMIQUES MARINS

Puisque les levés sismiques marins ne nécessitent pas d'aménagement du territoire comme l'exploration terrestre, les risques sont donc majoritairement liés à l'utilisation de la source et des receveurs. De plus, comme les levés doivent être effectués à l'aide de navires, ils comportent les mêmes risques liés à l'utilisation d'un bateau à des fins de transport ou de pêche.

La Norvège et le Canada possèdent tous deux des lois concernant les activités pétrolières en milieu marin. Pour le Canada, il existe un règlement général pour le pays (Règlement sur les études géophysiques liées à la recherche du pétrole et du gaz au Canada, n.d.), ainsi que des règlements concernant en particulier les provinces de la Nouvelle-Écosse (Règlement sur les études géophysiques liées à la recherche des hydrocarbures dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse, n.d.) et Terre-Neuve-et-Labrador (Règlement sur les études géophysiques liées à la recherche des hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve, n.d.). Un document publié par Pêches et Océans Canada, nommé Énoncé des pratiques canadiennes d'atténuation des ondes sismiques en milieu marin (Pêches et Océans Canada, 2007), a aussi été consulté dans le cadre de ce rapport. En ce qui concerne la Norvège, le Petroleum Act (The Norwegian Petroleum Directorate (NPD), 2015c) et les règlements qui y sont liés possèdent des sections relatives à l'exploration géophysique.

Il est important de noter qu'un permis d'exploration pour une zone géographique n'est disponible que si la zone donnée à préalablement été ouverte aux activités pétrolières (section 2-1 du Petroleum Act de la Norvège (The Norwegian Petroleum Directorate (NPD), 2015a).

Section 2-1

Granting of exploration licence

After opening of an area pursuant to section 3-1 the Ministry may grant to a body corporate a licence to explore for petroleum within limited areas of the seabed or its subsoil. Exploration licence may also be granted to a physical person domiciled in an EEA state.

[...]

La zone d'exploration doit avoir été ouverte en vertu de la section 3-1 du Petroleum Act (The Norwegian Petroleum Directorate (NPD), 2015a).

Section 3-1

Opening of new areas

Prior to the opening of new areas with a view to granting production licences, an evaluation shall be undertaken of the various interests involved in the relevant area. In this evaluation, an assessment shall be made of the impact of the petroleum activities on trade, industry and the

environment, and of possible risks of pollution, as well as the economic and social effects that may be a result of the petroleum activities.

The opening of new areas is a matter which shall be put before local public authorities, central trade and industry associations and other organisations which may be presumed to have a particular interest in the matter.

Furthermore it shall be made known through public announcement which areas are planned to be opened for petroleum activities, and the nature and extent of the activities in question. Interested parties shall be given a period of time of no less than 3 months to present their views.

The Ministry decides on the administrative procedure to be followed in each individual case.

Une étude est donc effectuée afin de déterminer l'impact des activités pétrolières sur différents aspects de la région, dont l'environnement, l'industrie et des risques de pollution. L'information concernant l'ouverture des zones est disponible au public, afin que les partis concernés puissent en discuter et s'exprimer. Le ministère décide des procédures administratives à suivre et les parties intéressées ont in minimum de trois mois pour faire entendre leur opinions sur l'ouverture d'un secteur.

4.1 Receveurs

Puisque les receveurs sont déployés sur des centaines de mètres à quelques mètres de profondeur, il est possible qu'ils entrent en contact avec les équipements de pêche, comme les filets. Des lois et règlements de la Norvège ont été mis au point afin d'éviter que les activités pétrolières entrent en contact avec l'industrie de la pêche. D'abord, la section 10-1 du Petroleum Act (The Norwegian Petroleum Directorate (NPD), 2015a) cite que les activités ne doivent pas inutilement endommager pêche, prévenir dommages sur l'environnement, tels que déchets et pollution.

Section 10-1

Requirements to prudent petroleum activities

Petroleum activities according to this Act shall be conducted in a prudent manner and in accordance with applicable legislation for such petroleum activities. The petroleum activities shall take due account of the safety of personnel, the environment and of the financial values which the facilities and vessels represent, including also operational availability.

The petroleum activities must not unnecessarily or to an unreasonable extent impede or obstruct shipping, fishing, aviation or other activities, or cause damage or threat of damage to pipelines, cables or other subsea facilities. All reasonable precautions shall be taken to prevent damage to animal life and vegetation in the sea, relics of the past on the sea bed and to prevent pollution and littering of the seabed, its subsoil, the sea, the atmosphere or onshore.

If so warranted for particular reasons the Ministry may order the petroleum activities to be stopped for as long as it is considered necessary, or stipulate particular conditions for continuation.

When orders according to the third paragraph are justified by conditions not caused by the licensee, the Ministry may on application extend the production licence and to a reasonable extent mitigate the responsibility resting on the licensee.

L'opérateur doit donc éviter d'avoir un impact sur tout ce qu'il pourrait rencontrer sur son chemin durant les levés sismiques. La référence au permis de production semble supposer que celui-ci peut être suspendu si l'opérateur est responsable de dommages durant ses travaux. Si les dommages ne sont pas occasionnés par l'opérateur, le ministère peut octroyer la licence de production.

De la section 6 des Regulations to Act relating to petroleum activities (The Norwegian Petroleum Directorate (NPD), 2015b).

The licensee shall no later than five weeks prior to the commencement of activities according to an exploration licence, submit the following information to the Norwegian Petroleum Directorate, the Directorate of Fisheries and the Ministry of Defence:

a) time, duration and accurate information about the area of the exploration activities, stating position lines,

b) exploration methods to be used,

c) what vessel is to be used,

d) the form in which the results of the exploration will be available.

The name of the fishery expert shall be submitted to the said authorities as soon as possible, and no later than five days prior to commencement of the activities.

[...]

Les informations doivent donc être envoyées entre autres au Directorate of Fisheries au moins cinq semaines avant le début des travaux. Les informations doivent décrire la date et l'heure de début des travaux ainsi que les détails sur la méthode, le navire qui sera utilisé et comment seront diffusés les résultats des travaux. Ils devront aussi retenir les services d'un expert des pêcheries qui devra être nommé au moins cinq jours avant le début des travaux. Cet expert devra être présent sur le navire durant la durée des travaux.

4.2 Sources

Les sources comportent plutôt des risques liés au stress des organismes marins et à la santé et sécurité de l'équipage à bord du navire.

4.2.1 Canons pneumatiques

L'Énoncé des pratiques canadiennes d'atténuation des ondes sismiques en milieu marin\cite{Canada2007a}, est un document énonçant les procédés à utiliser afin de minimiser l'impact de l'utilisation des canons pneumatiques (ou bulleurs, dans le cas de ce document) en tant que source lors des levés géophysiques marins. Il est à noter qu'il ne s'agit pas de lois et règlements, mais bien d'un code de pratique. Les sections 3, 4 et 5 de l'Énoncé² concernent la préparation des levés sismiques:

3. Un levé sismique doit être planifié de façon :

- a. à utiliser le moins d'énergie possible nécessaire pour atteindre les objectifs du levé;*
- b. à minimiser la proportion de l'énergie qui se propage horizontalement;*
- c. à réduire au minimum la quantité d'énergie de fréquence supérieure aux fréquences nécessaires au but du levé.*

4. Tous les levés sismiques doivent être planifiés de façon à éviter de provoquer :

- a. un effet néfaste notable à une tortue de mer ou un mammifère marin d'une espèce inscrite comme menacée ou en voie de disparition à l'annexe 1 de la Loi sur les espèces en péril;*
- b. un effet néfaste notable sur la population de toute autre espèce marine.*

5. Un levé sismique doit être conçu de façon à éviter :

- a. de déplacer un individu d'une espèce de mammifères marins ou de tortues marines inscrite comme menacée ou en voie de disparition à l'annexe 1 de la Loi sur les espèces en péril qui se reproduit, s'alimente ou nourrit ses petits;*
- b. faire dévier, d'une route ou d'un corridor de migration connu, un individu en migration d'une espèce de mammifères marins ou de tortues marines inscrite comme espèce menacée ou en voie de disparition à l'annexe 1 de la Loi sur les espèces en péril;*
- c. disperser une agrégation de poissons reproducteurs à partir d'une frayère connue;*
- d. déplacer un troupeau de mammifères marins qui s'alimentent, se reproduisent ou allaitent leurs petits s'il est de connaissance notoire qu'il n'existe pas un autre endroit où ces animaux peuvent mener ces activités ou, le cas échéant, qu'en utilisant un autre endroit, ils subiront des effets néfastes notables;*
- e. de faire dévier des agrégations de poissons ou des troupes de mammifères marins de leur route ou corridor de migration connu s'il est de connaissance notoire qu'il n'existe pas un autre*

² Énoncé des pratiques canadiennes d'atténuation des ondes sismiques en milieu marin

route ou corridor de migration ou, le cas échéant, qu'en utilisant ces trajets, les mammifères marins ou les agrégations de poissons subiront des effets néfastes notables.

Ces points visent à faire en sorte que la planification de travaux sismiques tient compte de la présence d'organismes marins. On suggère l'utilisation de l'énergie minimale nécessaire pour effectuer les levés afin de minimiser l'impact du bruit sur les animaux.

Les sections 6 et 7 de l'Énoncé touchent la zone de sécurité et la présence d'un observateur qualifié:

6. Pour un levé sismique, il faut :

a. établir une zone de sécurité, laquelle est un cercle d'un rayon d'au moins 500 mètres tel que mesuré du centre de la ou des grappe(s) de bulleurs; et

b. lorsque la zone de sécurité est visible,

i. s'assurer qu'un observateur des mammifères marins qualifié surveille la zone continuellement durant au moins 30 minutes avant l'activation de la ou des grappe(s) de bulleurs; et / ou

ii. faire effectuer par après une surveillance de la zone à intervalles réguliers si le levé sismique est d'une puissance telle qu'il doit être évalué en vertu de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale, indépendamment de ce que la Loi s'applique.

7. Si toute la zone de sécurité est visible, les conditions et processus suivants s'appliquent avant de commencer la ou les grappes de bulleurs ou de les réactiver après leur arrêt pendant plus de 30 minutes :

a. aucune des espèces suivantes n'a été observée par un observateur des mammifères marins dans la zone de sécurité pendant au moins 30 minutes :

i. un cétacé ou une tortue marine,

ii. un mammifère marin inscrit comme menacé ou en voie de disparition à l'annexe 1 de la Loi sur les espèces en péril,

iii. en regard des modalités énoncées à l'alinéa 4(b), tout autre mammifère marin qui, d'après une évaluation environnementale, pourrait subir des effets néfastes notables;

b. intensification progressive de la ou des grappe(s) de bulleurs pendant au moins 20 minutes, en commençant par l'activation d'un seul bulleur, préférablement celui qui émet le moins d'énergie, puis en activant graduellement les autres bulleurs jusqu'à ce que le niveau d'énergie opérationnel soit atteint.

La zone de sécurité permet de protéger les mammifères marins sensibles aux levés sismiques et de réduire l'impact sur eux à un niveau presque nul. De plus, le fait d'intensifier progressivement l'énergie émise par les canons pneumatique permet aux autres organismes présents aux alentours du navire de migrer vers des eaux plus calmes pour éviter qu'il y ait des effets négatifs sur eux.

Toujours de l'Énoncé :

8. La ou les grappe(s) de bulleurs doivent être immédiatement stoppées si un observateur des mammifères marins repère dans la zone de sécurité :

a. un individu d'une espèce de mammifères marins ou de tortues marines inscrite comme menacée ou en voie de disparition à l'annexe 1 de la Loi sur les espèces en péril; ou

b. en regard des modalités énoncées à l'alinéa 4(b), un individu de toute autre espèce de mammifères marins ou de tortues marines identifiée dans une évaluation environnementale comme étant à risque d'effets néfastes notables.

Afin de protéger au maximum les mammifères marins et les tortues, on oblige d'arrêter le réseau de canons pneumatiques si l'un de ces animaux est visible dans la zone de sécurité.

Enfin, l'article 13 de l'Énoncé tient compte des particularités du milieu où l'exploration géophysique aura lieu:

13. Quiconque veut effectuer un levé sismique dans le milieu marin du Canada peut être requis de mettre en place des mesures d'atténuation additionnelles ou modifiées, notamment une modification à la superficie de la zone de sécurité ou d'autres mesures précisées dans l'évaluation environnementale du projet, afin de tenir compte :

a. de la possibilité d'effets environnementaux néfastes chroniques ou cumulatifs de :

i. plusieurs sources sismiques (par exemple deux navires pour un projet ou des projets simultanés), ou

ii. la combinaison de levés sismiques et d'autres activités qui nuisent à la qualité du milieu marin dans la région perturbée par le ou les programmes proposés;

b. des variations dans les niveaux de propagation du son dans la colonne d'eau, lesquels dépendent du fond marin et de facteurs géomorphologiques et océanographiques;

c. de niveaux sonores de la ou des grappe(s) de bulleurs sismiques significativement plus bas ou plus élevés que la moyenne;

d. d'espèces relevées comme étant préoccupantes dans une évaluation environnementale, notamment celles décrites à l'alinéa 4(b).

Puisque l'utilisation de canons pneumatiques comporte de l'air comprimé, certaines précautions doivent être prises concernant la santé et la sécurité des membres de l'équipage du navire. Ces précautions réglementées sont décrites à l'article 11 et 12 de DORS/96-117 (Règlement sur les études géophysiques liées à la recherche du pétrole et du gaz au Canada, n.d.), DORS/95-144 (Règlement sur les études géophysiques liées à la recherche des hydrocarbures dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse, n.d.) et DORS/95-334 (Règlement sur les études géophysiques liées à la recherche des hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve, n.d.) :

Canons pneumatiques

11. L'exploitant qui utilise ou entend utiliser un canon pneumatique comme source d'énergie sismique pour une étude géophysique s'assure que :

a) les pièces du canon sont en bon état de fonctionnement et exemptes de saleté, d'huile et d'excès de graisse;

b) pendant l'étude, les réservoirs, collecteurs et conduits d'air ainsi que les câbles électriques et le compresseur de l'appareil sont inspectés régulièrement afin de déceler les signes d'abrasion et d'usure; le compresseur, s'il est défectueux, ou tout réservoir défectueux est réparé ou remplacé sans délai, et tout collecteur, conduit ou câble défectueux est remplacé sans délai;

c) les raccords, soupapes, boyaux, câbles électriques, tuyaux et autres pièces utilisés satisfont aux spécifications établies par le fabricant à l'égard du canon;

d) lorsque l'air est comprimé dans le canon, la pression est maintenue au niveau le plus bas possible tout en demeurant suffisamment élevée pour que le canon reste en place et que le risque de déclenchement accidentel soit écarté;

e) l'entretien du canon n'a lieu que lorsque les conditions suivantes sont réunies :

(i) la pression d'air à l'intérieur du canon et du conduit d'air relié au canon a été complètement relâchée,

(ii) le furet du canon peut être remué librement au moyen d'un outil de sécurité en bois, ce qui indique la décompression complète du canon;

f) lorsque la source d'énergie sismique est constituée de plus d'un canon, une marche à suivre est établie et exécutée pour raccorder chaque canon à son conduit d'air et à sa soupape régulatrice de pression.

Essai des canons pneumatiques

12. (1) *Lorsqu'un tir d'essai d'un canon pneumatique est effectué sur le pont d'un navire ou d'une plate-forme au cours d'une étude géophysique, l'exploitant s'assure que la personne chargée de l'utilisation et de l'entretien du canon y assiste.*

(2) *Au moment du tir d'essai, la personne visée au paragraphe (1) s'assure :*

a) qu'une sirène retentit avant le tir afin d'alerter les personnes à bord qu'un tir est imminent et ce, suffisamment à l'avance pour qu'elles aient le temps d'évacuer une aire se trouvant dans un rayon de 8 m de la zone d'essai;

b) qu'un seul tir est effectué à la fois;

c) que l'aire se trouvant dans un rayon de 8 m de la zone d'essai est inspectée avant le tir afin de veiller à ce qu'aucune personne non autorisée ne s'y trouve;

d) que les tuyaux et boyaux reliés au canon et soumis à de hautes pressions sont arrimés au moyen de chaînes de sûreté ou en sont munis pour empêcher les coups de fouet au moment de l'injection d'air comprimé;

e) que la pression d'air dans le canon est inférieure à 500 lb/po²;

f) que la personne responsable du navire ou de la plate-forme est avisée de la tenue du tir.

(3) *Au cours d'une étude géophysique, aucun tir d'essai ne peut être effectué lorsque le canon pneumatique est dans l'eau si des plongeurs se trouvent dans un rayon de 1 500 m du canon.*

(4) *Au cours d'une étude géophysique, aucun tir d'essai ne peut être effectué à bord d'un navire ou d'une plate-forme sans l'approbation du délégué à la sécurité.*

4.2.2 Explosifs

Lorsque la source est composée d'explosifs, il y a les mêmes précautions à prendre concernant la manutention et le transport que pour les explosifs sur terre, tel que mentionné précédemment à la section **3.3.2**. Il n'y a pas de lois et règlements supplémentaires relatifs aux risques de leur utilisation en milieu marin.

4.2.3 Appareils électriques

Les sources électriques présentent des risques différents sur la santé et la sécurité que les canons pneumatiques, puisqu'ils ne contiennent pas d'air comprimée. Les trois règlements sur l'exploration géophysique du Canada ((Règlement sur les études géophysiques liées à la recherche du pétrole et du gaz au Canada, n.d.), (Règlement sur les études géophysiques liées à la recherche des hydrocarbures dans la zone extracôtère de la Nouvelle-Écosse, n.d.), (Règlement sur les études géophysiques liées à la recherche des hydrocarbures dans la zone extracôtère de Terre-Neuve, n.d.)) possèdent tous une section concernant les appareils électriques utilisés en tant que source.

Appareils électriques

14. *L'exploitant qui utilise ou entend utiliser un appareil électrique comme source d'énergie sismique pour une étude géophysique s'assure que :*

- a) les circuits de chargement et de déchargement de l'appareil sont munis de disjoncteurs;*
- b) les câbles électriques de l'appareil sont mis à l'abri de tout dommage et sont convenablement isolés et mis à la terre afin d'empêcher toute perte de courant et toute décharge électrique;*
- c) l'appareil est complètement immergé durant sa mise à l'essai.*

5. TABLEAUX

5.1 Tableau synthèse

x : Éléments consultés pour la réalisation du rapport

| | Alberta | Colombie-Britannique | Canada | Norvège | Québec |
|--|---------|----------------------|--------|---------|--------|
| Érosion | x | x | | | |
| Déchets et restauration | x | x | | | |
| Bris et dommages | x | x | | | |
| Héritage culturel | | x | | | |
| Contamination des eaux | x | x | | | |
| Contamination végétale et biologique | | x | | | |
| Stress animal | | x | | | |
| Interception de gaz et eau pendant forages pour sources explosives | x | x | | | x |
| Mise à feu ratée | | x | | | x |
| Subsidence | x | | | | |
| Entreposage et manutention des explosifs | | x | | | x |
| Bouchage des trous de tirs | x | x | | | x |
| Stress animaux aquatique | | | x | x | |
| Conflits avec la pêche | | | | x | |
| Santé et sécurité | | | x | | |

5.2 Érosion

| Alberta | Colombie-Britannique | Québec | Commentaire |
|--|---|--------|--|
| <p>Alta Reg 284/2006 EXPLORATION REGULATION</p> <p>Clearing of vegetation on road allowances</p> <p>56 The program licensee and program permittee for a program of exploration in which the clearing of trees, shrubs, bushes or other vegetation is or is proposed to be conducted on a road allowance shall ensure that</p> <p>(a) the consent of the relevant Department authority is obtained prior to the clearing operation,</p> <p>(b) the surface of the ground from which the vegetation is cleared and the surface of the ground in the immediate vicinity of the clearing is left in a condition that will prevent the occurrence of erosion, and</p> <p>(c) the terms and conditions of the exploration approval and the requirements of the Exploration Directives that relate to the clearing of vegetation on the road allowance are complied with.</p> | <p>BC Reg 200/2010 ENVIRONMENTAL PROTECTION AND MANAGEMENT REGULATION</p> <p>Conserving soil</p> <p>17 A person carrying out an oil and gas activity that disturbs the surface of an operating area must</p> <p>(a) not cause the soil of the area to become unstable, and</p> <p>(b) minimize any alteration to the natural surface drainage patterns on the area.</p> | | <p>Ces deux lois reposent sur une philosophie similaire qui vise à réduire l'érosion. La version de l'Alberta est plus prescriptive et elle semble mieux encadrer les travaux.</p> |

5.3 Déchets et restauration du site

| Alberta | Colombie-Britannique | Québec | Commentaire |
|---|--|--------|---|
| <p>Alta Reg 284/2006 EXPLORATION REGULATION</p> <p>Debris, refuse and other material 57 The program licensee and program permittee shall ensure (a) that, in the case of a program of exploration being conducted on public land or within a road allowance, (i) the terms and conditions of the exploration approval relating to debris, refuse and other material resulting from the conduct of the program of exploration are complied with, and (ii) debris, refuse and other material are cleaned up and disposed of in accordance with the requirements of the Exploration Directives, to the extent that they are not in conflict with terms and conditions referred to in subclause (i) or if there are no such terms or conditions, and (b) that, in the case of a program of exploration being conducted on private land where the authorization to enter the land that was given by the owner does not address the cleanup and disposal of debris,</p> | <p>BC Reg 280/2010 GEOPHYSICAL EXPLORATION REGULATION</p> <p>Refuse removal 9 A geophysical permit holder, on completion of a project, must remove survey flagging, pin flags, any other temporary survey marker and all refuse resulting from the conduct of geophysical exploration.</p> <p>Campsite cleanup and restoration 10 On completion of a project, a geophysical permit holder must do all of the following with respect to a campsite permitted by the project's permit: (a) in a manner that will not have an adverse effect on the environment, (i) dispose of all refuse, liquid wastes and garbage, and (ii) burn or otherwise dispose of all slash resulting from campsite construction; (b) level and restore the campsite as nearly as possible to the conditions that prevailed when operations were commenced.</p> <p>Areas to be restored</p> | | <p>Ces deux lois reposent sur une philosophie similaire qui vise à réduire les déchets qui sont laissés sur les lieux. Elles sont équivalentes mais la loi de la Colombie-Britannique est plus clair sur les marches à suivre</p> |

| | | | |
|---|--|--|--|
| <p>refuse and other material resulting from the conduct of the program, the clean up and disposal is carried out in accordance with the requirements of the Exploration Directives.</p> | <p>19 (1) A person who carried out an oil and gas activity on an operating area and who no longer intends to do so must, as soon as practicable, restore the operating area by doing the following:</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) de-compacting any soils compacted by the oil and gas activity; (b) redistributing any retrievable surface soils that were removed from the operating area during construction so that the soil structure is restored, to the extent practicable, to its condition before the oil and gas activity was begun; (c) if the natural surface drainage pattern was altered by the carrying out of the oil and gas activity, restoring, to the extent practicable, the drainage pattern to its condition before the alteration; (d) re-vegetating any exposed soil on the operating area using seed or vegetative propagules of an ecologically suitable species that <ul style="list-style-type: none"> (i) promote the restoration of the wildlife habitat that existed on the area before the oil and gas activity was begun, and (ii) stabilize the soil if it is highly susceptible to erosion; (e) removing any structure that was constructed to cross a stream, wetland or lake and ensuring that | | |
|---|--|--|--|

| | | | |
|--|--|--|--|
| | <p>the site of the structure is in a stable condition;</p> <p>(f) stabilizing any cut slopes or fill slopes in wellsites and facility areas;</p> <p>(g) re-contouring bladed areas or excavations in pipeline corridors and seismic lines.</p> <p>(2) Sections 9 to 18 and 20 apply to a person restoring an operating area under subsection (1) of this section as though the person were carrying out an oil and gas activity on the operating area.</p> <p>(3) Subsection (1) (a) and (b) does not apply to an operating area that is a road right of way. [am. B.C. Reg. 136/2013, Sch. s. 4.]</p> | | |
|--|--|--|--|

5.4 Bris et dommages

| Alberta | Colombie-Britannique | Québec | Commentaire |
|---|--|--------|--|
| <p>Alta Reg 284/2006 EXPLORATION REGULATION</p> <p>Distance requirements 44 The program licensee and program permittee shall ensure that all persons conducting a program of exploration comply with the set-back distance requirements and consent requirements specified in the Exploration Directives for methods of exploration conducted in relation to structures described in the Exploration Directives. Voir Figures 20 et 21</p> | <p>BC Reg 280/2010 GEOPHYSICAL EXPLORATION REGULATION</p> <p>Geophysical exploration near pipeline, utility, residence, etc. 4 (1) Subject to subsections (2) and (3), if a geophysical permit holder conducts geophysical exploration in the vicinity of any gas, oil or water pipeline or well, electric cable, transmission line, utility, residence or other improvement, the geophysical permit holder must not damage or interrupt the use of the pipeline, well, electric cable, transmission line, utility, residence or other improvement. (2) Subject to subsection (3), the use of an explosive or non-explosive energy source to carry out geophysical exploration in relation to a structure described in column 1 of Schedule 1 must not be conducted at a distance less than the minimum distance shown in column 2 or 3. (3) An explosive or non-explosive energy source may be used to carry out geophysical exploration in relation to a structure described in column 1 of Schedule 2 at a distance</p> | | <p>La loi de la Colombie-Britannique est plus explicite et inclus des détails sur les marches à suivre en cas de dommages.</p> |

| | | | |
|--|--|--|--|
| | <p>not less than the minimum distance shown in column 2 or 3 if the geophysical permit holder has the prior written consent of the owner of the structure.</p> <p>Voir Figures 18 et 19</p> <p>Repair of damage</p> <p>11 If a geophysical permit holder's project causes damage to any land or property, the geophysical permit holder must</p> <ul style="list-style-type: none">(a) take immediate steps to prevent further damage, and(b) repair the damage as soon as possible. | | |
|--|--|--|--|

5.5 Héritage culturel

| Alberta | Colombie-Britannique | Québec | Commentaire |
|---------|--|--------|--|
| | <p>BC Reg 200/2010 ENVIRONMENTAL PROTECTION AND MANAGEMENT REGULATION</p> <p>Old-growth management areas, resource features, cultural heritage resources</p> <p>7 For the purposes of the definition of "government's environmental objectives" in section 1 (2) of the Act, the following objectives are prescribed:</p> <p>(a) that operating areas not be located within an old-growth management area unless it will not have a material adverse effect on the old seral stage forest representation within that area;</p> <p>(b) that oil and gas activities not damage or render ineffective a resource feature;</p> <p>(c) that oil and gas activities conserve or, if necessary, protect cultural heritage resources.</p> <p>[am. B.C. Reg. 136/2013, Sch. s. 3.]</p> | | <p>La politique de la Colombie-Britannique est respectueuse des artefacts et devrait servir d'exemple.</p> |

5.6 Contamination des eaux

| Alberta | Colombie-Britannique | Québec | Commentaire |
|---|--|--------|---|
| <p>Alta Reg 284/2006 EXPLORATION REGULATION Prohibited exploration and other activities</p> <p>11(1) No person shall conduct exploration in any area of Alberta described in an Exploration Directive as an area in which exploration is prohibited by the Exploration Directive.</p> <p>(2) No person shall</p> <p>(a) operate a type of energy source,</p> <p>(b) operate a type of exploration equipment, or</p> <p>(c) conduct a method of exploration in an area of Alberta described in an Exploration Directive as an area in which such an activity is prohibited by the Exploration Directive.</p> <p>(3) No person shall</p> <p>(a) operate a type of energy source,</p> <p>(b) operate a type of exploration equipment, or</p> <p>(c) conduct a method of exploration in an area of Alberta described in an Exploration Directive</p> | <p>BC Reg 200/2010 ENVIRONMENTAL PROTECTION AND MANAGEMENT REGULATION</p> <p>Riparian values</p> <p>5 The following objectives with respect to riparian values are prescribed for the purposes of the definition of "government's environmental objectives" in section 1 (2) of the Act:</p> <p>(a) that operating areas not be located within any of the following:</p> <p>(i) a stream, except to facilitate the crossing of the stream;</p> <p>(ii) a lake, except to facilitate</p> <p>(A) the crossing of the lake, or</p> <p>(B) geophysical exploration on lakes that are frozen to the bottom;</p> <p>(iii) a wetland with a riparian class of W2, except to facilitate the crossing of the wetland;</p> <p>(iv) an enclosed upland within a wetland, unless</p> <p>(A) the wetland has a riparian class of W1 or W3,</p> <p>(B) the enclosed upland is greater than 5 ha, and</p> <p>(C) it is not practicable to locate the operating area elsewhere;</p> | | <p>La réglementation sur la protection des sources en eaux est plus explicite dans le cas de la Colombie-Britannique alors qu'elle est davantage prescriptive en Alberta. La philosophie de protection des sources et aquifère sont sensiblement les mêmes.</p> |

| | | | |
|---|---|--|--|
| <p>during a period specified in the Exploration Directive in which such an activity is prohibited by the Exploration Directive.</p> <p>(4) Where an Exploration Directive indicates that, in an area of Alberta described in the Exploration Directive, a person must</p> <p>(a) operate a type of energy source,</p> <p>(b) operate a type of exploration equipment, or</p> <p>(c) conduct a method of exploration in accordance with conditions specified in the Exploration Directives, no person may carry on such an activity except in accordance with such conditions.</p> <p>(5) No person shall, in an area of Alberta described in an Exploration Directive, drill shot holes or test holes to a depth greater than the maximum depth specified by the Exploration Directive for shot holes or test holes in that area.</p> <p>(6) If any discrepancy exists between a description of an area of Alberta in an Exploration Directive and the area as shown on a map in the Exploration Directive, the description of the area prevails.</p> | <p>(v) a riparian reserve zone except to facilitate a crossing of the applicable stream, wetland or lake;</p> <p>(vi) except to facilitate a crossing, a riparian management zone, unless an operating area will not have a material adverse effect on the ability of the riparian management zone to</p> <p>(A) conserve the fish habitat, wildlife habitat, biodiversity and the water values of the riparian management zone, and</p> <p>(B) protect the riparian reserve zone, if any, and</p> <p>(b) that sufficient streamside trees and understory vegetation be retained to prevent the temperature of a temperature sensitive stream from increasing or decreasing to an extent that would have a material adverse impact on the fish in the stream.</p> <p>Water quality</p> <p>9 (1) Subject to subsection (2), a person who is carrying out an oil and gas activity on an operating area that contains a waterworks or water supply well must ensure that the oil and gas activity does not cause a material adverse effect on the quality, quantity or flow of the water to the waterworks or water supply well.</p> | | |
|---|---|--|--|

| | | | |
|---|--|--|--|
| <p>Contamination of water and damage to aquifers</p> <p>45(1) The program licensee and program permittee shall ensure that no shot hole or test hole</p> <p>(a) is drilled or abandoned using fluids or materials that contain harmful contaminants,</p> <p>(b) is drilled where temporary water has collected on the land surface, except with the prior approval of the Minister and in accordance with the requirements of the Exploration Directives, or</p> <p>(c) is drilled or abandoned in a manner that would, in the opinion of the Minister, permit the movement of water from one aquifer or formation to another or from the surface of land to an aquifer or other formation.</p> <p>(2) The program licensee and program permittee shall ensure that the drilling of shot holes through water bodies is in compliance with the requirements of the Exploration Directives.</p> <p>(3) If, in the opinion of the Minister, damage to or disturbance of an aquifer or obstruction of the flow of water within or from an aquifer has been caused during the conduct of a program of exploration,</p> | <p>(2) A person is not prohibited from carrying out an oil and gas activity under subsection (1) if</p> <p>(a) it is not practicable to comply with subsection (1),</p> <p>(b) the adverse effect is minimized, and</p> <p>(c) the person</p> <p>(i) gives notice to the owner or user of the waterworks or water supply well at least 72 hours before adversely affecting the water supply, and</p> <p>(ii) for the period in which the water supply will be adversely affected, provides the owner or user of the waterworks or water supply well with an alternate supply of water of equal or better quality.</p> <p>Aquifers</p> <p>10 A person carrying out an oil and gas activity on an operating area on top of an aquifer must ensure that the activity does not cause a material adverse effect on the quality, quantity or natural timing of flow of water in the aquifer.</p> <p>Crossings of streams, wetlands and lakes</p> <p>11 A person who carries out an oil</p> | | |
|---|--|--|--|

| | | | |
|--|---|--|--|
| <p>(a) the Minister may direct the program licensee or program permittee to take the action or do the work the Minister considers appropriate in relation to the damage, disturbance or obstruction, and</p> <p>(b) the program licensee or program permittee, as the case may be, shall comply with the Minister's directions under clause (a).</p> | <p>and gas activity on an operating area must, for each crossing of a stream, wetland and lake, ensure all of the following:</p> <p>(a) the crossing is constructed and maintained at times and in a manner that is unlikely to harm fish or destroy, damage or harmfully alter fish habitat;</p> <p>(b) the crossing does not</p> <p>(i) prevent the movement of fish, nor</p> <p>(ii) impede the movement of fish to the extent that it is harmful to the survival of the fish;</p> <p>(c) the side of the stream, wetland or lake is protected at the crossing;</p> <p>(d) any disturbance to the stream channel and stream bank, wetland, or lake bottom, as applicable, is mitigated.</p> <p>No deleterious materials into streams, wetlands or lakes</p> <p>12 A person who carries out an oil and gas activity on an operating area must ensure that the oil and gas activity does not result in any deleterious materials being deposited into a stream, wetland or lake.</p> <p>Operations within wetlands</p> <p>13 A person carrying out an oil and gas activity in a wetland must, to the</p> | | |
|--|---|--|--|

| | | | |
|--|--|--|--|
| | <p>extent practicable, maintain natural flow of water in the wetland.</p> <p>Seismic lines</p> <p>18 (1) A person constructing a seismic line on an enclosed upland must, to the extent practicable, construct a cut line that</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) is a maximum of 3.0 metres in width, (b) avoids large standing trees, and (c) leaves the soil and ground cover generally undisturbed. <p>(2) A person constructing a seismic line within a riparian reserve zone must</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) construct a cut line as described in subsection (1), and (b) to the extent practicable, retain forest cover and mature trees. <p>(3) A person constructing a seismic line must not damage or render ineffective a wildlife habitat feature or a resource feature.</p> <p>Water quality</p> <p>20 (1) Subject to subsection (2), a person who is carrying out an oil and gas activity on an operating area must ensure that the oil and gas activity does not cause a material adverse effect on the quality, quantity or timing of flow of water to a waterworks or a water supply well located on an adjacent area.</p> | | |
|--|--|--|--|

| | | | |
|--|---|--|--|
| | <p>(2) A person is not prohibited from carrying out an oil and gas activity under subsection (1) if</p> <ul style="list-style-type: none">(a) it is not practicable to comply with subsection (1),(b) the adverse effect is minimized, and(c) the person<ul style="list-style-type: none">(i) gives notice to the owner or user of the waterworks or water supply well at least 72 hours before adversely affecting the water supply, and(ii) for the period in which the water supply will be adversely affected, provides the owner or user of the waterworks or water supply well with an alternate supply of water of equal or better quality. | | |
|--|---|--|--|

5.7 Contamination végétale et biologique

| Alberta | Colombie-Britannique | Québec | Commentaire |
|---------|---|--------|---|
| | <p>BC Reg 200/2010 ENVIRONMENTAL PROTECTION AND MANAGEMENT REGULATION</p> <p>Invasive plants 15 A person carrying out an oil and gas activity on an operating area must (a) make reasonable efforts to ensure that seed, plant parts or propagules of an invasive plant are not transported into the area while carrying out the oil and gas activities, (b) to prevent invasive plants from becoming established, revegetate areas disturbed by the oil and gas activity using seed of ecologically suitable species as soon as practicable after the disturbance, and (c) if on a well site or a facility area, ensure that invasive plants do not become established on the wellsite or facility area.</p> <p>Forest health 16 A person carrying out an oil and gas activity on an operating area that is occupied by insects harmful to forest health must not create conditions for the spread of the insects.</p> | | <p>Cette politique est importante à inclure</p> |

5.8 Stress animal

| Alberta | Colombie-Britannique | Québec | Commentaire |
|---------|---|--------|---|
| | <p>BC Reg 200/2010 ENVIRONMENTAL PROTECTION AND MANAGEMENT REGULATION</p> <p>Wildlife and wildlife habitat 6 The following objectives with respect to wildlife and wildlife habitat are prescribed for the purposes of the definition of "government's environmental objectives" in section 1 (2) of the Act:</p> <p>(a) that operating areas not be located within any of the following:</p> <p>(i) a wildlife habitat area, unless an operating area will not have a material adverse effect on the ability of the wildlife habitat within the wildlife habitat area to provide for the survival, within the wildlife habitat area, of the wildlife species for which the wildlife habitat area was established;</p> <p>(ii) an ungulate winter range, unless an operating area will not have a material adverse effect on the ability of the wildlife habitat within the ungulate winter range to provide for the survival, within the ungulate winter range, of the</p> | | <p>Cette politique est importante à inclure</p> |

| | | | |
|--|---|--|--|
| | <p>ungulate species for which the ungulate winter range was established;</p> <p>(iii) a fisheries sensitive watershed, unless an operating area will not have a material adverse effect on the ability of the fisheries sensitive watershed to protect downstream fisheries and watershed values,</p> <p>(b) that oil and gas activities on an operating area outside of a wildlife habitat area be carried out at a time and in a manner that does not result in physical disturbance to high priority wildlife or their habitat, including disturbance during sensitive seasons and critical life-cycle stages,</p> <p>(c) that no portion of an operating area be within a wildlife tree retention area, and</p> <p>(d) that oil and gas activities not damage or render ineffective a wildlife habitat feature.</p> | | |
|--|---|--|--|

5.9 Interception d'eau et de gaz

| Alberta | Colombie-Britannique | Québec | Commentaire |
|--|---|--|---|
| <p>Alta Reg 284/2006 EXPLORATION REGULATION</p> <p>Flowing holes 46(1) If water is released from an aquifer or stratum and comes to the surface as a result of the drilling of a test hole or the drilling or detonation of a shot hole, the program licensee and program permittee shall ensure that</p> <p>(a) all drilling that is in progress is discontinued and that no explosive charge is loaded in a shot hole,</p> <p>(b) the flow of water from the shot hole or test hole is confined to the aquifer or stratum of origin</p> <p>(i) as set out in the Exploration Directives,</p> <p>(ii) as directed by an inspector, or</p> <p>(iii) in another manner that is determined by the program licensee or permittee and is acceptable to the Minister,</p> <p>(c) the requirements of the Exploration Directives in relation to the subsequent drilling of shot holes and test holes in the program of exploration are complied with, and</p> <p>(d) a report on the flowing hole is forthwith submitted to the relevant</p> | <p>BC Reg 280/2010 GEOPHYSICAL EXPLORATION REGULATION</p> <p>Flow of gas or water 8 If gas or water is released and flows to the surface during or after the drilling of a hole by a geophysical permit holder in an area, the geophysical permit holder must do all of the following:</p> <p>(a) immediately discontinue drilling;</p> <p>(b) plug the hole in a manner that confines the gas or water to the originating stratum or aquifer and does not hinder future use of the surface for agriculture or other purposes;</p> <p>(c) advise the land owner of the area</p> <p>(i) of the location of the holes, and</p> <p>(ii) of the actions taken to stop the release and to remedy any damage caused by the release.</p> | <p>RLRQ c M-13.1, r 1 RÈGLEMENT SUR LE PÉTROLE, LE GAZ NATUREL ET LES RÉSERVOIRS SOUTERRAINS</p> <p>13. Lorsqu'il y a écoulement d'eau ou de gaz durant ou après le forage d'un trou de tir ou après l'explosion de la charge d'explosifs, le titulaire de permis de levé géophysique doit immédiatement boucher le trou afin de confiner la venue d'eau ou de gaz.</p> | <p>Tous s'entendent pour colmater la fuite et réduire l'impact de la venue d'eau ou de gaz. Les règlements de l'Alberta incluent un meilleur suivi qui permet de réduire les risques futurs d'interception d'eau et de gaz et devrait donc être la référence en la matière.</p> |

| | | | |
|--|--|--|--|
| <p>Department authority as required by the Exploration Directives.</p> <p>(2) If, after reasonable attempts, the flow of water from a shot hole or test hole cannot be confined as set out in subsection (1)(b), the program licensee and program permittee shall ensure that a plan for the control and management of the flow of water from the flowing hole is developed and is agreed to by the owner of the land on which the flowing hole is located.</p> <p>(3) Subsection (2) does not apply where the flow of water in a flowing hole is confined and contained by the completion and operation of the flowing hole as a water well in accordance with the Water (Ministerial) Regulation (AR 205/98).</p> <p>(4) The program licensee and program permittee shall ensure that the Minister is forthwith provided with</p> <p>(a) a copy of an agreement referred to in subsection (2), or</p> <p>(b) where the flowing hole is completed as a water well, a copy of the agreement to that effect between the program licensee or permittee and the landowner.</p> | | | |
|--|--|--|--|

| | | | |
|--|--|--|--|
| <p>(5) If the program licensee and program permittee do not comply with subsection (1), (2) or (3), as applicable, the Minister may do one or more of the following:</p> <p>(a) take the action or do the work or engage a person to do the work that is necessary to remedy the non-compliance;</p> <p>(b) expend all or any part of the deposit furnished by the program licensee or program permittee under section 16 to remedy the non-compliance;</p> <p>(c) recover the cost to the Government of remedying the non-compliance in an action in debt, which may be brought on a joint and several basis.</p> <p>Encountering gas</p> <p>47 If gas is encountered in the drilling of a shot hole or test hole, the program licensee and program permittee shall ensure that</p> <p>(a) the gas is immediately confined to its source or place of origin in a manner that prevents an adverse effect on the environment, human health, property or public safety,</p> <p>(b) immediately after the gas has been confined in accordance with clause (a), a report on the flowing hole is submitted to the relevant Department authority as required by</p> | | | |
|--|--|--|--|

| | | | |
|--|--|--|--|
| <p>the Exploration Directives, and (c) the procedures and precautionary measures to avoid an explosion that are set forth in the Occupational Health and Safety Code adopted by the Occupational Health and Safety Code Order (AR 321/2003) are carried out.</p> | | | |
|--|--|--|--|

5.10 Mise à feu ratée

| Alberta | Colombie-Britannique | Québec | Commentaire |
|---|--|--|---|
| <p>OCCUPATIONAL HEALTH AND SAFETY CODE 2009</p> <p>Misfire waiting period 509(1) If a blaster fired a charge using a safety fuse assembly and delay detonators and suspects a misfire, the employer and the blaster must ensure that no worker returns to or is permitted to approach the blasting area before the end of the longer of the following periods: (a) 30 minutes after the last charge was fired or should have fired; or (b) the period recommended by the manufacturer.</p> <p>509(2) If a blaster fired a charge using electric detonators and suspects a misfire, the employer and the blaster must ensure that no worker returns to or is permitted to approach the blasting area before the end of the longer of the following periods: (a) 10 minutes after the last charge was fired or should have fired; or (b) the period recommended by the manufacturer.</p> | <p>BC Reg 280/2010 GEOPHYSICAL EXPLORATION REGULATION</p> <p>Misfired charges 7 (1) If an explosive charge fails to detonate, a geophysical permit holder must immediately (a) detonate the explosive charge by another charge, or (b) bury the charge and any wires remaining attached to the charge in the hole, fill the hole with earth and plug it in accordance with section 5 (1).</p> <p>(2) A geophysical permit holder must take all necessary actions to ensure that a charge that failed to detonate does not present a hazard to persons or property.</p> | <p>RLRQ c M-13.1, r 1 RÈGLEMENT SUR LE PÉTROLE, LE GAZ NATUREL ET LES RÉSERVOIRS SOUTERRAINS</p> <p>11. Lorsque, dans un trou de tir, la mise à feu est ratée, le titulaire de permis de levé géophysique doit effectuer un essai supplémentaire avec une nouvelle charge.</p> | <p>La loi de l'Alberta est plus claire sur la marche à suivre dans le cas d'une mise à feu ratée et devrait servir d'exemple.</p> |

| | | | |
|--|--|--|--|
| <p>Withdrawing a misfire 510(1) If a blaster fires a charge and there is a misfire, the blaster must ensure that no worker attempts to withdraw the charge.</p> <p>510(2) Subsection (1) does not apply to a misfire that occurs during oil well blasting and perforating operations.</p> <p>Destroying a misfire 511(1) Subject to section 512, an employer and a blaster must ensure that the blaster inserts a charge on top of or beside a misfire and detonates it.</p> <p>511(2) If a misfire cannot be detonated immediately, an employer and a blaster must (a) ensure that clearly visible signs are posted in the location of the misfire warning of the presence of the misfire, and (b) detonate it in accordance with subsection (1) as soon as reasonably practicable.</p> | | | |
|--|--|--|--|

5.11 Subsidence

| Alberta | Colombie-Britannique | Québec | Commentaire |
|--|----------------------|--------|---|
| <p>Alta Reg 284/2006 EXPLORATION REGULATION</p> <p>Subsidence 48(1) If the ground surrounding a shot hole or test hole drilled in a program of exploration subsidises or collapses, the program licensee and program permittee shall ensure that the necessary action is promptly taken</p> <p>(a) to fill the area of the subsidence so that the ground level is the same as it was before the shot hole or test hole was drilled, and</p> <p>(b) to minimize any further subsidence.</p> <p>(2) All material used as fill under subsection (1) must be free of noxious weeds and restricted weeds as defined in the Weed Control Act and of harmful contaminants.</p> <p>Charges in shot holes and depths of shot holes and test holes 49(1) If the size of the explosive charge proposed to be detonated in a shot hole drilled in the conduct of a program of exploration exceeds the maximum charge size permitted</p> | | | <p>La loi de l'Alberta devrait servir d'exemple</p> |

| | | | |
|---|--|--|--|
| <p>for shot holes by the Exploration Directives, the program licensee and program permittee shall</p> <p>(a) ensure that the Minister is provided with an explanation and reasons to justify exceeding that maximum charge size, and</p> <p>(b) ensure that no explosive charge is loaded in the shot hole without the prior written approval of the Minister.</p> <p>(2) If a shot hole or test hole drilled in the conduct of a program of exploration is proposed to be drilled to a depth exceeding the maximum allowable depth for shot holes or test holes permitted by the Exploration Directives in the area of Alberta in which the program is being conducted, the program licensee and program permittee shall</p> <p>(a) ensure that the Minister is provided with an explanation and reasons to justify exceeding that maximum allowable depth, and</p> <p>(b) ensure that the shot hole or test hole is not drilled beyond that maximum allowable depth without the prior written approval of the Minister.</p> <p>(3) If a program of exploration will involve the use of an explosive</p> | | | |
|---|--|--|--|

| | | | |
|---|--|--|--|
| energy source that is not in a shot hole, the program licensee and program permittee shall ensure that written approval is obtained from the Minister before using that energy source | | | |
|---|--|--|--|

5.12 Entreposage et manutention des explosifs

| Alberta | Colombie-Britannique | Québec | Commentaire |
|--|--|--|---|
| <p>OCCUPATIONAL HEALTH AND SAFETY CODE 2009</p> <p>Transporting explosives</p> <p>473(1) An employer must ensure workers comply with the Dangerous Goods Transportation and Handling Act and the Explosives Act (Canada) when transporting explosives.</p> <p>473(2) An employer must ensure that only the person authorized by the employer drives or is a passenger in a vehicle that is transporting explosives or detonators.</p> <p>473(3) An employer and a blaster must ensure that the leg wires of electric detonators are shunted and folded while they are being transported.</p> <p>473(4) An employer must ensure that vehicles transporting explosives have fire extinguishers that are</p> <p>(a) in good working order,</p> <p>(b) located and attached to the vehicle in such a manner as to be</p> | <p>OCCUPATIONAL HEALTH AND SAFETY REGULATION</p> <p>BC Reg 296/97</p> <p>Storage</p> <p>Detonators</p> <p>21.16 (1) Detonator products must not be kept in a store or receptacle in which explosives or safety fuses, fuse lighters, igniter cords or connectors are stored.</p> <p>(2) At the loading site, detonator products must be stored separately from other explosives, and in a crush resistant box which is clearly identified.</p> <p>Worksite storage</p> <p>21.17 Explosives at the worksite must be guarded or contained in secured day boxes until used or returned to storage magazines.</p> <p>Communication</p> <p>21.18 (1) The employer must ensure that the location of a magazine in which explosives are stored, and any restrictions on access or activity around the magazine area, are clearly communicated to all workers.</p> <p>(2) A day box and receptacle used for day storage of explosives on a</p> | <p>LOI SUR LES EXPLOSIFS (chapitre E-22)</p> <p>8. Toute personne qui a des explosifs en sa possession doit, lorsqu'elle n'en fait pas usage, les garder dans un bâtiment ou un contenant conforme aux règlements ou les déposer chez son fournisseur; si celui-ci n'est plus titulaire de permis, elle doit alors les déposer chez tout autre vendeur d'explosifs qui est titulaire d'un permis.</p> <p>1970, c. 13, a. 8; 1997, c. 43, a. 875</p> <p>RÈGLEMENT SUR LA SANTÉ ET LA SÉCURITÉ DU TRAVAIL DANS LES MINES (chapitre S-2.1, r. 14)</p> <p>414. À l'intérieur d'un dépôt d'explosifs, les explosifs doivent être conservés dans leur contenant d'origine.</p> <p>Cependant, les détonateurs et les microconnecteurs peuvent être conservés dans des casiers prévus à cette fin, si ces derniers sont identifiables par le nom et la caractéristique du produit qu'ils contiennent.</p> <p>D. 213-93, a. 414; D. 1326-95, a. 77.</p> | <p>Les philosophies qui encadrent ces lois sont similaires et devraient être harmonisées par quelqu'un qui a l'expertise en manutention et en entreposage des explosifs</p> |

| | | | |
|--|---|--|--|
| <p>readily available for use at all times, and (c) in the quantity and with the rating set out in Schedule 10, Table 1.OHS</p> | <p>work site must, when they contain explosives, display signs indicating the presence of explosives in a conspicuous manner, and the signs must be removed when they are empty.</p> <p>(3) A vehicle containing explosives while in a workplace must display signs indicating the presence of explosives in a conspicuous manner, visible from all sides of the vehicle, and the signs must be removed when the vehicle no longer contains explosives.</p> <p>Magazine condition 21.19 (1) The interior of an explosives magazine must be kept scrupulously clean and must be constructed, covered or lined to prevent the exposure of any ferrous metals or gritty materials.</p> <p>(2) Precautions must be taken to exclude moisture from an explosives magazine.</p> <p>(3) Any article or substance likely to cause a fire or explosion must be kept out of and at a safe distance from an explosives magazine.</p> <p>Cord 21.20 (1) Detonating cord must be stored separately, or with explosives other than detonators.</p> <p>(2) Igniter cord must be stored</p> | <p>415. Sous réserve de l'article 416.1, du deuxième alinéa de l'article 418 et de l'article 423, les explosifs se trouvant sous terre ou à la surface doivent être sous la surveillance d'un travailleur désigné à cet effet et entreposés dans des dépôts qui doivent respecter les conditions suivantes:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1° servir uniquement à cette fin; 2° avoir les surfaces intérieures recouvertes de façon qu'il n'y ait ni fer, ni acier laissé à nu, et qu'aucune particule d'un corps rugueux de fer, d'acier ou d'une substance semblable ne puisse se détacher ni entrer en contact avec les explosifs contenus dans le dépôt; toutefois, dans les dépôts d'explosifs sous terre, les pièces métalliques nécessaires au soutènement des parois d'une excavation peuvent être laissées à nu; 3° avoir un plancher lisse et d'entretien facile; 4° avoir des étagères et un plancher traités, lorsque ceux-ci sont contaminés par des substances explosives, selon la méthode prescrite par le fabricant avec, dans le cas de la présence de nitroglycérine, l'utilisation d'un produit neutralisant; 5° être identifiés clairement par | |
|--|---|--|--|

| | | | |
|--|---|---|--|
| | <p>separately from fuses, detonators, or explosives</p> <p>Transportation Vehicle operation 21.22 (1) A vehicle being used to transport explosives must be in sound mechanical condition, suitable for, and capable of, safely transporting explosives.</p> <p>(2) Passengers, other than those assigned to assist in handling explosives, are not permitted on a vehicle transporting explosives.</p> <p>Flammable materials</p> <p>21.23 Reasonable quantities of flammable or combustible materials may be carried by a conveyance transporting explosives at the workplace provided such materials are contained in a manner which will not cause or transmit a fire or explosion, and are adequately separated from any explosives containers on the conveyance.</p> <p>Transportation of explosives</p> <p>21.24 (1) Explosives carried in a vehicle must be in a fully enclosed,</p> | <p>des affiches sur lesquelles est inscrit le mot «EXPLOSIFS» en lettres hautes de 102 mm (4,0 po), posées sur les 4 parois du dépôt, à la surface; sous terre, des affiches identiques doivent être situées à environ 20 m (65,6 pi) de part et d'autre du dépôt;</p> <p>6° permettre, s'il y a lieu, l'utilisation de chariots élévateurs et de transpalettes de type ES, tels que définis dans la norme Standard for Electric-Battery-Powered Industrial Trucks, UL583-1991, pour la manutention des explosifs à l'intérieur du dépôt.</p> <p>Les véhicules motorisés visés au paragraphe 6 du premier alinéa:</p> <p>1° ne doivent pas être laissés sans surveillance;</p> <p>2° doivent être stationnés à l'extérieur du dépôt lorsqu'ils ne sont pas utilisés.</p> <p>D. 213-93, a. 415; D. 465-2002, a. 28; D. 221-2009, a. 28.</p> <p>416. Un dépôt d'explosifs à la surface doit:</p> <p>1° être situé conformément au tableau des distances de l'annexe IV;</p> <p>2° être éloigné d'une ligne aérienne de transport d'électricité à une distance supérieure à celle séparant les supports de la ligne</p> | |
|--|---|---|--|

| | | | |
|--|---|--|--|
| | <p>locked, fire resistant fixed container or compartment, separate from the passenger compartment.</p> <p>(2) Electric detonators must be transported in their original containers, with their leg wires shunted, as shipped by the manufacturer.</p> <p>(3) Detonators must be adequately separated from other explosives during transport.</p> <p>Mobile drill rigs</p> <p>21.25 The transportation of explosives on a mobile drilling rig is only permitted if</p> <p>(a) explosives and detonators are carried in separate containers built to type 6 or type 10 magazine standard and capacities, with 2 hooded locks, and</p> <p>(b) the explosives and detonator containers are</p> <p>(i) located at least 60 cm (2 ft) apart, with the doors or lids facing at least 90° apart,</p> <p>(ii) located above the vehicle deck in a manner which protects the containers from contact with roadside objects and the drilling equipment,</p> | <p>situés près du dépôt; cependant, lorsque la distance entre les supports de la ligne est supérieure à 55 m (180,4 pi), le dépôt doit être éloigné de cette ligne à la plus grande des distances suivantes:</p> <p>a) 55 m (180,4 pi);</p> <p>b) la distance verticale séparant le dépôt du sommet du support le plus rapproché du dépôt;</p> <p>3° être mis à la terre s'il est de construction métallique;</p> <p>4° être protégé par un paratonnerre s'il n'est pas de construction métallique;</p> <p>5° être situé dans une zone nettoyée de bois ou d'autres matériaux combustibles dans un rayon d'au moins 15 m (49,2 pi) autour du dépôt.</p> <p>D. 213-93, a. 416; D. 1326-95, a. 78.</p> <p>419. Dans le cas où un dépôt d'explosifs est constitué de plusieurs chambres, celles-ci doivent être séparées les unes des autres par une épaisseur de roc solide d'au moins 6 m (19,7 pi).</p> <p>D. 213-93, a. 419.</p> <p>422. Un dépôt d'explosifs en surface doit être fermé par une porte gardée sous clé.</p> <p>D. 213-93, a. 422.</p> <p>426. Sous réserve de l'article 418.3,</p> | |
|--|---|--|--|

| | | | |
|--|--|--|--|
| | <p>(iii) located so the contents are not endangered by any heat source on the drill unit,</p> <p>(iv) kept locked when outside the blasting area, and securely closed when in the blasting area, except when opened for depositing or removing their contents, and</p> <p>(v) attended by the blaster of record, or a qualified person designated by the blaster, at all times when explosives are being carried.</p> <p>[am. B.C. Reg. 188/2011, App. L, s. 8.]</p> <p>Contact with metal</p> <p>21.27 Contact between packages containing explosives and exposed ferrous metal in a conveyance must be prevented by the use of wood, tarpaulin, or other suitable dunnage materials.</p> <p>Emergency procedures</p> <p>21.28 Before explosives are transported, the employer must establish suitable written emergency procedures, and must ensure that all workers who may be affected are</p> | <p>les détonateurs et les micro-connecteurs ne doivent pas être entreposés ou remisés à moins de 8 m (26,2 pi) des autres types d'explosifs, malgré le sous-paragraphe <i>f</i> du paragraphe 1 de l'article 424, ni être apportés dans un dépôt où de tels explosifs sont entreposés ou remisés.</p> <p>La distance de 8 m (26,2 pi) doit être mesurée selon l'axe longitudinal de la galerie. Cette exigence n'est applicable qu'aux dépôts construits à compter du 11 juillet 2013.</p> <p>D. 213-93, a. 426; D. 42-2004, a. 21; D. 621-2013, a. 10.</p> <p>429. Lors du transport d'explosifs à la surface:</p> <p>1° tout véhicule motorisé utilisé pour ce transport doit:</p> <p>a) porter le mot «EXPLOSIFS» inscrit à la peinture réfléchissante, en lettres hautes d'au moins 150 mm (5,9 po), sur un fond faisant contraste, en avant, en arrière et sur les 2 côtés du véhicule ou être muni d'une lumière clignotante rouge visible de tous les côtés du véhicule; ces inscriptions doivent être retirées ou recouvertes et la lumière clignotante éteinte lorsque le véhicule ne transporte pas d'explosifs;</p> | |
|--|--|--|--|

| | | | |
|--|--|--|--|
| | <p>adequately instructed in the procedures.</p> <p>Safe operation</p> <p>21.29 A person operating a vehicle that is transporting explosives</p> <p>(a) must operate the vehicle in a safe manner, consistent with prevailing road and weather conditions, and</p> <p>(b) must not drive faster than 90 km/h (55 mph).</p> <p>[en. B.C. Reg. 312/2003, App. E, s. 18.]</p> <p>Vehicle load limit</p> <p>21.30 A vehicle transporting explosives must not be operated or permitted to operate if the load to be transported exceeds 80% of the manufacturer's rated carrying capacity for the vehicle.</p> <p>Firefighting equipment</p> <p>21.31 (1) A conveyance transporting explosives must be equipped with at least 2 fire extinguishers, of a type</p> | <p>b) avoir toutes les parties métalliques qui peuvent entrer en contact avec l'emballage des explosifs, couvertes de bois, de toile ou de cuir;</p> <p>2° aucun objet ou matériau ne doit être transporté dans ou sur un véhicule motorisé qui transporte des explosifs, à l'exception des outils utilisés pour les travaux de sautage à la condition qu'ils soient placés dans un compartiment séparé des explosifs;</p> <p>3° aucun véhicule motorisé ne doit être chargé à plus de 80% ou dans le cas du véhicule motorisé qui transporte uniquement des agents de sautage 100% de la moindre des valeurs suivantes:</p> <p>a) sa charge maximale;</p> <p>b) la capacité portante des pneus du véhicule;</p> <p>4° la partie du véhicule motorisé dans laquelle les explosifs sont transportés doit être entourée de parois latérales et l'empilage ne doit pas être plus haut que la hauteur de ces parois;</p> <p>5° il est interdit de transporter dans un même véhicule motorisé des détonateurs et des micro-</p> | |
|--|--|--|--|

| | | | |
|--|--|--|--|
| | <p>capable of quickly extinguishing gasoline, oil, or electrical fires.</p> <p>(2) The fire extinguishers must be readily available for use and must have</p> <p>(a) a minimum 5 BC rating for a vehicle with up to 2 000 kg (4 400 lbs) gross vehicle weight (GVW) rating, and</p> <p>(b) a minimum 10 BC rating for a vehicle with more than 2 000 kg (4 400 lbs) GVW rating.</p> <p>Trailer transportation</p> <p>21.32 Explosives must not be transported in a trailer, or in any type of semitrailer unless it is equipped with power brakes operable from the tractor cab.</p> <p>Railroad and highway crossings</p> <p>21.33 The operator of a vehicle transporting explosives must, before crossing</p> <p>(a) a railroad track protected by an automatic signal device, reduce the speed of the vehicle and establish that the crossing can be made in safety, and</p> <p>(b) a main highway, or a railroad</p> | <p>connecteurs avec d'autres explosifs, sauf si:</p> <p>a) le nombre de détonateurs, additionné du nombre de micro-connecteurs ne dépasse pas 5 000;</p> <p>b) les détonateurs et les micro-connecteurs sont dans un compartiment fermé, séparé des autres explosifs par une cloison en bois d'une épaisseur d'au moins 150 mm (5,9 po) ou l'équivalent; cette cloison doit s'élever à au moins 150 mm (5,9 po) au-dessus du plus haut niveau atteint par l'empilage des explosifs;</p> <p>6° un véhicule motorisé contenant des explosifs ne doit pas être laissé sans surveillance;</p> <p>7° le moteur d'un véhicule motorisé ne doit pas être en marche lors du chargement et du déchargement des explosifs, sauf lors du déchargement des explosifs en vrac;</p> <p>8° seuls les travailleurs chargés de la manipulation des explosifs peuvent voyager dans un véhicule motorisé transportant des explosifs;</p> <p>9° il est interdit de fumer dans un véhicule motorisé qui transporte des explosifs;</p> | |
|--|--|--|--|

| | | | |
|--|--|---|--|
| | <p>track that is not protected by an automatic signal device, completely stop the vehicle and only proceed when the way is safely clear.</p> <p>Prior servicing</p> <p>21.34 Explosives must not be loaded on or in a vehicle unless the vehicle has been fully serviced.</p> <p>Overnight parking</p> <p>21.35 (1) When a vehicle carrying or containing explosives is to be parked overnight, the premises in which the vehicle will be parked must not be used for any other purpose which may involve any substance likely to cause explosion or fire.</p> <p>(2) Such premises must be away from habitation and buildings that contain flammable materials.</p> <p>(3) Repealed. [B.C. Reg. 312/2003, App. E, s. 19.]</p> <p>[am. B.C. Reg. 312/2003, App. E, s. 19.]</p> | <p>10° il est interdit de faire le remplissage en carburant du réservoir d'un véhicule motorisé chargé d'explosifs, sauf dans le cas où la distance à parcourir avec les explosifs est supérieure à l'autonomie qu'alloue la capacité du réservoir de carburant du véhicule; dans ce dernier cas, un plein de carburant doit néanmoins avoir été effectué avant le chargement des explosifs. D. 213-93, a. 429.</p> <p>433. Dans un transporteur, les explosifs et les accessoires de sautage doivent être placés dans des récipients en bois ou en un autre matériau anti-étincelle, distincts, fermés et utilisés exclusivement à cette fin. Cependant, le transporteur lui-même est considéré comme un récipient aux fins du transport des explosifs si ses surfaces intérieures sont constituées d'un matériau anti-étincelle. D. 213-93, a. 433; D. 42-2004, a. 23; D. 1190-2010, a. 16.</p> <p>435. Le transport des explosifs jusqu'à leur destination doit s'effectuer sans délai et sans détour.</p> | |
|--|--|---|--|

| | | | |
|--|--|--|--|
| | | <p>D. 213-93, a. 435.</p> <p>436. Il est interdit de transporter manuellement des détonateurs et des micro-connecteurs en même temps que d'autres types d'explosifs, à moins qu'ils ne soient dans des contenants séparés.</p> <p>D. 213-93, a. 436.</p> | |
|--|--|--|--|

5.13 Bouchage des trous de forage pour explosifs

| Alberta | Colombie-Britannique | Québec | Commentaire |
|---|---|---|--|
| <p>Alta Reg 284/2006 EXPLORATION REGULATION</p> <p>Temporary abandonment of shot holes and test holes</p> <p>50 The program licensee and program permittee shall ensure that a shot hole or test hole drilled in a program of exploration to a depth of 20 metres or less that has not been permanently abandoned as required under this Regulation</p> <p>(a) is temporarily abandoned</p> <p>(i) in a manner that is in accordance with the requirements of the Exploration Directives for shot holes or test holes drilled in the operations, under the conditions, within the area or at or within the location in which or at or under which the shot hole or test hole was drilled, and</p> <p>(ii) in a manner, if any, prescribed by the Minister under section 52, and</p> <p>(b) is not left unattended until it is temporarily abandoned under clause (a).</p> | <p>BC Reg 280/2010 GEOPHYSICAL EXPLORATION REGULATION</p> <p>Hole plugging</p> <p>5 (1) Immediately after drilling a shot hole, a geophysical permit holder must plug the shot hole as follows:</p> <p>(a) the drill cuttings or other material from the hole must be returned to fill the hole;</p> <p>(b) a plug of a diameter not less than that of the hole must be placed into the hole to a depth of not less than one meter below the surface;</p> <p>(c) the section above the plug must be filled with a suitable material and firmly tamped to effect a permanent seal;</p> <p>(d) any surplus soil or other material removed in the drilling of any hole must be spread so as to avoid interference with drainage, and ground contours must be restored as nearly as possible to their original condition.</p> <p>(2) Despite subsection (1), a geophysical permit holder may use a temporary plug for a hole that has</p> | <p>RLRQ c M-13.1, r 1 RÈGLEMENT SUR LE PÉTROLE, LE GAZ NATUREL ET LES RÉSERVOIRS SOUTERRAINS</p> <p>12. Après la mise à feu ou si la mise à feu d'une nouvelle charge est ratée, le titulaire de permis de levé géophysique doit abandonner le trou de tir de la façon suivante:</p> <p>1° remplir jusqu'à la surface le trou de tir avec des matériaux provenant du trou de tir ou des matériaux de même nature que ceux provenant du trou de tir;</p> <p>2° dans le cas où la mise à feu d'une nouvelle charge est ratée, placer un bouchon de trou de tir à une profondeur de 30 cm de la surface du sol;</p> <p>3° niveler les excès des matériaux provenant du trou de tir ou des matériaux de même nature.</p> | <p>L'identification des forages de tir et proposé par les lois de l'Alberta et de la Colombie-Britannique est une importante addition à la loi Québécoise.</p> |

| | | | |
|--|---|--|--|
| <p>Abandonment of shot holes and test holes</p> <p>51(1) The program licensee and program permittee shall ensure that a shot hole drilled in a program of exploration to a depth of 20 metres or less is permanently abandoned</p> <p>(a) immediately after the detonation of the charge in the hole, subject to the Exploration Directives,</p> <p>(b) in a manner that is in accordance with the requirements of the Exploration Directives for shot holes drilled in the operations, under the conditions, within the area or at or within the location in which or at or under which the shot hole was drilled, and</p> <p>(c) in a manner, if any, prescribed by the Minister under section 52.</p> <p>(2) The program licensee and program permittee shall ensure that a test hole drilled in a program of exploration to a depth of 20 metres or less is permanently abandoned</p> <p>(a) within 30 days after the day on which the drilling of the hole is completed,</p> | <p>been drilled but into which an explosive has not been placed if the temporary plug prevents the flow of water or gas to the surface and prevents the hole from becoming a hazard to animals or people.</p> <p>Marking shot holes</p> <p>6 (1) If practicable, a geophysical permit holder, before or immediately after drilling a shot hole, must mark the shot hole with a metal tag that is</p> <p>(a) of a minimum size of 5 centimetres by 7 centimetres,</p> <p>(b) inscribed with the project number, cutline number and shot point number in such a manner that the information does not become illegible or obliterated, and</p> <p>(c) affixed to a post or tree and not more than 10 metres from the shot hole or shot point, and, if the shot hole or shot point is on a road allowance or highway right of way, the tag must be on the same side of the road allowance or highway.</p> <p>(2) A geophysical permit holder must not use a nail to affix, for the purposes of subsection (1)</p> <p>(c), a metal tag to a tree.</p> <p>(3) If an official considers it appropriate in the circumstances,</p> | | |
|--|---|--|--|

| | | | |
|---|---|--|--|
| <p>(b) in a manner that is in accordance with the requirements of the Exploration Directives for test holes drilled in the operations, under the conditions, within the area or at or within the location in which or at or under which the test hole was drilled, and</p> <p>(c) in a manner, if any, prescribed by the Minister under section 52.</p> <p>(3) If a shot hole is drilled in a program of exploration to a depth of more than 20 metres, the program licensee and program permittee shall ensure that</p> <p>(a) before permanently abandoning the shot hole, the Minister is advised of the proposed abandonment and of the proposed procedure for abandonment and that the Minister's approval for that proposed procedure for abandonment is obtained, and</p> <p>(b) the procedure for abandonment of the shot hole approved by the Minister under clause (a) is followed.</p> <p>(4) The program licensee and program permittee shall ensure that a test hole drilled in a program of</p> | <p>the official may grant to a geophysical permit holder a written exemption from subsection (1).</p> | | |
|---|---|--|--|

| | | | |
|---|--|--|--|
| exploration to a depth greater than 20 metres is abandoned in accordance with the requirements of the Exploration Directives that apply to such <i>test holes</i> . | | | |
|---|--|--|--|

5.14 Stress animaux aquatiques

| Canada | Norvège | Québec | Commentaire |
|--|---|--------|--|
| <p>ÉNONCÉ DES PRATIQUES CANADIENNES D'ATTÉNUATION DES ONDES SISMIQUES EN MILIEU MARIN</p> <p>3. Un levé sismique doit être planifié de façon :</p> <ul style="list-style-type: none"> a. à utiliser le moins d'énergie possible nécessaire pour atteindre les objectifs du levé; b. à minimiser la proportion de l'énergie qui se propage horizontalement; c. à réduire au minimum la quantité d'énergie de fréquence supérieure aux fréquences nécessaires au but du levé. <p>4. Tous les levés sismiques doivent être planifiés de façon à éviter de provoquer :</p> <ul style="list-style-type: none"> a. un effet néfaste notable à une tortue de mer ou un mammifère marin d'une espèce inscrite comme menacée ou en voie de disparition à l'annexe 1 de la Loi sur les espèces en péril; b. un effet néfaste notable sur la population de toute autre espèce marine. | <p>PETROLEUM ACT</p> <p>Section 2-1 Granting of exploration licence etc. After opening of an area pursuant to section 3-1 the Ministry may grant to a body corporate a licence to explore for petroleum within limited areas of the seabed or its subsoil. Exploration licence may also be granted to a physical person domiciled in an EEA state. [...]</p> <p>Section 3-1 Opening of new areas Prior to the opening of new areas with a view to granting production licences, an evaluation shall be undertaken of the various interests involved in the relevant area. In this evaluation, an assessment shall be made of the impact of the petroleum activities on trade, industry and the environment, and of possible risks of pollution, as well as the economic and social effects that may be a result of the petroleum activities. The opening of new areas is a matter which shall be put before local public</p> | | <p>L'énoncé Canadienne représente bien les bonnes pratiques à suivre</p> |

| | | | |
|---|---|--|--|
| <p>5. Un levé sismique doit être conçu de façon à éviter :</p> <ul style="list-style-type: none"> a. de déplacer un individu d'une espèce de mammifères marins ou de tortues marines inscrite comme menacée ou en voie de disparition à l'annexe 1 de la Loi sur les espèces en péril qui se reproduit, s'alimente ou nourrit ses petits; b. faire dévier, d'une route ou d'un corridor de migration connu, un individu en migration d'une espèce de mammifères marins ou de tortues marines inscrite comme espèce menacée ou en voie de disparition à l'annexe 1 de la Loi sur les espèces en péril; c. disperser une agrégation de poissons reproducteurs à partir d'une frayère connue; d. déplacer un troupeau de mammifères marins qui s'alimentent, se reproduisent ou allaitent leurs petits s'il est de connaissance notoire qu'il n'existe pas un autre endroit où ces animaux peuvent mener ces activités ou, le cas échéant, qu'en utilisant un autre endroit, ils subiront des effets néfastes notables; e. de faire dévier des agrégations de poissons ou des troupes de mammifères marins de leur route ou corridor de migration connu s'il est de connaissance notoire qu'il | <p>authorities, central trade and industry associations and other organisations which may be presumed to have a particular interest in the matter. Furthermore it shall be made known through public announcement which areas are planned to be opened for petroleum activities, and the nature and extent of the activities in question. Interested parties shall be given a period of time of no less than 3 months to present their views. The Ministry decides on the administrative procedure to be followed in each individual case.</p> <p>Section 10-1 Requirements to prudent petroleum activities Petroleum activities according to this Act shall be conducted in a prudent manner and in accordance with applicable legislation for such petroleum activities. The petroleum activities shall take due account of the safety of personnel, the environment and of the financial values which the facilities and vessels represent, including also operational availability. The petroleum activities must not unnecessarily or to an unreasonable</p> | | |
|---|---|--|--|

| | | | |
|--|---|--|--|
| <p>n'existe pas une autre route ou corridor de migration ou, le cas échéant, qu'en utilisant ces trajets, les mammifères marins ou les agrégations de poissons subiront des effets néfastes notables.</p> <p>6. Pour un levé sismique, il faut :</p> <p>a. établir une zone de sécurité, laquelle est un cercle d'un rayon d'au moins 500 mètres tel que mesuré du centre de la ou des grappe(s) de bulleurs; et</p> <p>b. lorsque la zone de sécurité est visible,</p> <p>i. s'assurer qu'un observateur des mammifères marins qualifié surveille la zone continuellement durant au moins 30 minutes avant l'activation de la ou des grappe(s) de bulleurs; et / ou</p> <p>ii. faire effectuer par après une surveillance de la zone à intervalles réguliers si le levé sismique est d'une puissance telle qu'il doit être évalué en vertu de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale, indépendamment de ce que la Loi s'applique.</p> <p>7. Si toute la zone de sécurité est visible, les conditions et processus suivants s'appliquent avant de commencer la ou les grappes de bulleurs ou de les réactiver après</p> | <p>extent impede or obstruct shipping, fishing, aviation or other activities, or cause damage or threat of damage to pipelines, cables or other subsea facilities. All reasonable precautions shall be taken to prevent damage to animal life and vegetation in the sea, relics of the past on the sea bed and to prevent pollution and littering of the seabed, its subsoil, the sea, the atmosphere or onshore.</p> <p>If so warranted for particular reasons the Ministry may order the petroleum activities to be stopped for as long as it is considered necessary, or stipulate particular conditions for continuation.</p> <p>When orders according to the third paragraph are justified by conditions not caused by the licensee, the Ministry may on application extend the production licence and to a reasonable extent mitigate the responsibility resting on the licensee.</p> | | |
|--|---|--|--|

| | | | |
|--|--|--|--|
| <p>leur arrêt pendant plus de 30 minutes :</p> <p>a. aucune des espèces suivantes n'a été observée par un observateur des mammifères marins dans la zone de sécurité pendant au moins 30 minutes :</p> <p>i. un cétacé ou une tortue marine, ii. un mammifère marin inscrit comme menacé ou en voie de disparition à l'annexe 1 de la Loi sur les espèces en péril, iii. en regard des modalités énoncées à l'alinéa 4(b), tout autre mammifère marin qui, d'après une évaluation environnementale, pourrait subir des effets néfastes notables;</p> <p>b. intensification progressive de la ou des grappe(s) de bulleurs pendant au moins 20 minutes, en commençant par l'activation d'un seul bulleur, préférablement celui qui émet le moins d'énergie, puis en activant graduellement les autres bulleurs jusqu'à ce que le niveau d'énergie opérationnel soit atteint.</p> <p>8. La ou les grappe(s) de bulleurs doivent être immédiatement stoppées si un observateur des mammifères marins repère dans la zone de sécurité :</p> <p>a. un individu d'une espèce de mammifères marins ou de tortues</p> | | | |
|--|--|--|--|

| | | | |
|---|--|--|--|
| <p>marines inscrite comme menacée ou en voie de disparition à l'annexe 1 de la Loi sur les espèces en péril; ou b. en regard des modalités énoncées à l'alinéa 4(b), un individu de toute autre espèce de mammifères marins ou de tortues marines identifiée dans une évaluation environnementale comme étant à risque d'effets néfastes notables.</p> <p>13. Quiconque veut effectuer un levé sismique dans le milieu marin du Canada peut être requis de mettre en place des mesures d'atténuation additionnelles ou modifiées, notamment une modification à la superficie de la zone de sécurité ou d'autres mesures précisées dans l'évaluation environnementale du projet, afin de tenir compte :</p> <p>a. de la possibilité d'effets environnementaux néfastes chroniques ou cumulatifs de :</p> <ul style="list-style-type: none"> i. plusieurs sources sismiques (par exemple deux navires pour un projet ou des projets simultanés), ou ii. la combinaison de levés sismiques et d'autres activités qui nuisent à la qualité du milieu marin dans la région perturbée par le ou les programmes proposés; <p>b. des variations dans les niveaux de propagation du son dans la colonne</p> | | | |
|---|--|--|--|

| | | | |
|--|--|--|--|
| <p>d'eau, lesquels dépendent du fond marin et de facteurs géomorphologiques et océanographiques;</p> <p>c. de niveaux sonores de la ou des grappe(s) de bulleurs sismiques significativement plus bas ou plus élevés que la moyenne;</p> <p>d. d'espèces relevées comme étant préoccupantes dans une évaluation environnementale, notamment celles décrites à l'alinéa 4(b).</p> | | | |
|--|--|--|--|

5.15 Conflits avec la pêche

| Canada | Norvège | Québec | Commentaire |
|--------|---|--------|---|
| | <p>REGULATIONS TO ACT RELATING TO PETROLEUM ACTIVITIES</p> <p>Section 6 Submission of information in connection with exploration The licensee shall no later than five weeks prior to the commencement of activities according to an exploration licence, submit the following information to the Norwegian Petroleum Directorate, the Directorate of Fisheries and the Ministry of Defence:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) time, duration and accurate information about the area of the exploration activities, stating position lines, b) exploration methods to be used, c) what vessel is to be used, d) the form in which the results of the exploration will be available. <p>The name of the fishery expert shall be submitted to the said authorities as soon as possible, and no later than five days prior to commencement of the activities. [...]</p> | | <p>La loi Norvégienne représente bien les bonnes pratiques à suivre</p> |

5.16 Santé et sécurité

| Canada | Norvège | Québec | Commentaire |
|---|---------|--------|--|
| <p>DORS/96-117, DORS/95-144, DORS/95-334</p> <p>Canons pneumatiques</p> <p>11. L'exploitant qui utilise ou entend utiliser un canon pneumatique comme source d'énergie sismique pour une étude géophysique s'assure que :</p> <p>a) les pièces du canon sont en bon état de fonctionnement et exemptes de saleté, d'huile et d'excès de graisse;</p> <p>b) pendant l'étude, les réservoirs, collecteurs et conduits d'air ainsi que les câbles électriques et le compresseur de l'appareil sont inspectés régulièrement afin de déceler les signes d'abrasion et d'usure; le compresseur, s'il est défectueux, ou tout réservoir défectueux est réparé ou remplacé sans délai, et tout collecteur, conduit ou câble défectueux est remplacé sans délai;</p> <p>c) les raccords, soupapes, boyaux, câbles électriques, tuyaux et autres pièces utilisés satisfont aux spécifications établies par le fabricant à l'égard du canon;</p> <p>d) lorsque l'air est comprimé dans le canon, la pression est maintenue au</p> | | | <p>L'énoncé Canadienne représente bien les bonnes pratiques à suivre</p> |

| | | | |
|---|--|--|--|
| <p>niveau le plus bas possible tout en demeurant suffisamment élevée pour que le canon reste en place et que le risque de déclenchement accidentel soit écarté;</p> <p>e) l'entretien du canon n'a lieu que lorsque les conditions suivantes sont réunies :</p> <p>(i) la pression d'air à l'intérieur du canon et du conduit d'air relié au canon a été complètement relâchée,</p> <p>(ii) le furet du canon peut être remué librement au moyen d'un outil de sécurité en bois, ce qui indique la décompression complète du canon;</p> <p>f) lorsque la source d'énergie sismique est constituée de plus d'un canon, une marche à suivre est établie et exécutée pour raccorder chaque canon à son conduit d'air et à sa soupape régulatrice de pression.</p> <p>Essai des canons pneumatiques</p> <p>12. (1) Lorsqu'un tir d'essai d'un canon pneumatique est effectué sur le pont d'un navire ou d'une plateforme au cours d'une étude géophysique, l'exploitant s'assure que la personne chargée de l'utilisation et de l'entretien du canon y assiste.</p> <p>(2) Au moment du tir d'essai, la personne visée au paragraphe (1) s'assure :</p> <p>a) qu'une sirène retentit avant le</p> | | | |
|---|--|--|--|

| | | | |
|---|--|--|--|
| <p>tir afin d'alerter les personnes à bord qu'un tir est imminent et ce, suffisamment à l'avance pour qu'elles aient le temps d'évacuer une aire se trouvant dans un rayon de 8 m de la zone d'essai;</p> <p>b) qu'un seul tir est effectué à la fois;</p> <p>c) que l'aire se trouvant dans un rayon de 8 m de la zone d'essai est inspectée avant le tir afin de veiller à ce qu'aucune personne non autorisée ne s'y trouve;</p> <p>d) que les tuyaux et boyaux reliés au canon et soumis à de hautes pressions sont arrimés au moyen de chaînes de sûreté ou en sont munis pour empêcher les coups de fouet au moment de l'injection d'air comprimé;</p> <p>e) que la pression d'air dans le canon est inférieure à 500 lb/po²;</p> <p>f) que la personne responsable du navire ou de la plate-forme est avisée de la tenue du tir.</p> <p>(3) Au cours d'une étude géophysique, aucun tir d'essai ne peut être effectué lorsque le canon pneumatique est dans l'eau si des plongeurs se trouvent dans un rayon de 1 500 m du canon.</p> <p>(4) Au cours d'une étude géophysique, aucun tir d'essai ne peut être effectué à bord d'un navire</p> | | | |
|---|--|--|--|

| | | | |
|---|--|--|--|
| <p>ou d'une plate-forme sans l'approbation du délégué à la sécurité.</p> <p>Appareils électriques</p> <p>14. L'exploitant qui utilise ou entend utiliser un appareil électrique comme source d'énergie sismique pour une étude géophysique s'assure que :</p> <p>a) les circuits de chargement et de déchargement de l'appareil sont munis de disjoncteurs;</p> <p>b) les câbles électriques de l'appareil sont mis à l'abri de tout dommage et sont convenablement isolés et mis à la terre afin d'empêcher toute perte de courant et toute décharge électrique;</p> <p>c) l'appareil est complètement immergé durant sa mise à l'essai.</p> | | | |
|---|--|--|--|

CONCLUSION

Les travaux d'exploration sismiques sont des événements ponctuels dans l'espace et dans le temps. Afin de limiter les risques pour l'environnement, la faune, la flore et les communautés qui dépendent du milieu, il est important de bien comprendre l'environnement où seront exécutés les levés sismiques.

À titre d'exemple, les habitats fragiles ou les habitats qui sont hôte à des espèces menacées doivent faire l'objet d'un recensement méticuleux. Le plan du levé sismique doit prendre en compte ces zones d'exclusions si les activités ont un fort potentiel de nuire à la survie des espèces ou de l'habitat.

Les mesures de réductions des risques peuvent aussi prendre la forme de période d'exclusion de travaux afin de ne pas nuire à la migration d'espèces ou à leur reproduction. Ces périodes devraient être décidées de concert avec des experts de la faune qui peuvent identifier les périodes critiques pour les espèces sur le territoire.

Des conditions géotechniques particulières, comme la présence d'argile sensible, de puits artésiens ou d'ouvrages importants qui, si elles sont endommagées, pourraient affecter la population la faune ou la flore devraient être l'objet d'une étude technique qui quantifie les risques et propose des solutions pour réduire le risque.

Les autres risques, qui sont inhérents à l'activité industrielle comme les déversements accidentels, l'érosion des sols, et la contamination par des espèces exotiques peuvent être réduits simplement en exigeant que l'opérateur mette en place les bonnes pratiques qui existent déjà dans les opérations minières et forestières.

En bref, avec une bonne préparation et avec l'information pertinente pour le milieu où les travaux auront lieu, il est possible de faire des levés sismiques qui respectent l'environnement et qui produiront l'information nécessaire pour que la société québécoise puisse gérer ses richesses en hydrocarbures de façon responsable.

RÉFÉRENCES

- Alberta Energy Regulator. (2015a). Acts, Regulations & Rules. Retrieved from <https://www.aer.ca/rules-and-regulations/acts-and-rules>
- Alberta Energy Regulator. (2015b). Exploration Directives & Forms. Retrieved from <http://aer.ca/applications-and-notice/application-process/exploration-directives-forms>
- Bamford, D., Faber, S., Jacob, B., Kaminski, W., Nunn, K., Prodehl, C., ... Willmore, P. (1976). A Lithospheric Seismic Profile in Britain - I Preliminary Results. *Geophysical Journal of the Royal Astronomical Society*, 44(1), p.145–160.
- BC Oil & Gas Commission. (2015). Legislation. Retrieved from <https://www.bcogc.ca/legislation>
- Beeson, C. E., & Doyle, P. F. (1995). Comparison of bank erosion at vegetated and non-vegetated channel bends. *Journal of the American Water Resources Association*, 31, p. 983–990.
- Bradbury, K. K. (2012). *Rock properties and structure within the San Andreas fault observatory at depth (SAFOD) borehole northwest of Park-field, California : In situ observations of rock deformation processes and fluid-rock interactions of the San Andreas fault zone at 3km dept.* Phd Thesis. Utah State University, Logan, Utah.
- Brice, T. (2011). Designing, acquiring and processing multivessel coil surveys in the Gulf of Mexico. *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2011*, p. 92–96.
- Charges in Shot Holes and Depth of Shot and Test Holes That Exceed Maximum Levels. (n.d.). ED2006-18. Retrieved from <http://esrd.alberta.ca/forms-maps-services/directives/documents/ED-ChargesShotHoles-Dec01-2013.pdf>
- Cleanup of Debris Refuse and Other Material. (n.d.). ED2006-22. Retrieved from <http://esrd.alberta.ca/forms-maps-services/directives/documents/ED-CleanupDebrisRefuse-Dec01-2013.pdf>
- Dean, T., Dupuis, J. C., & Hassan, R. (2015). The coherency of ambient seismic noise recorded during land surveys and the resulting implications or the effectiveness of geophone arrays. *Geophysics*, 80(3).
- Distance Requirements. (n.d.). ED2006-15, 1–3. Retrieved from <http://esrd.alberta.ca/forms-maps-services/directives/documents/ED-Distance Requirements-Dec01-2013.pdf>
- Environmental Protection And Management Regulation. (n.d.). BC Reg 200/2010. Retrieved from http://www.bclaws.ca/EPLibraries/bclaws_new/document/ID/freeside/200_2010#section18
- Exploration Regulation. (n.d.). Alta Reg 284/2006. Retrieved from http://www.qp.alberta.ca/documents/Regs/2006_284.pdf

Flowing Holes and Encountering Gas. (n.d.). ED2006-17, 1–4. Retrieved from <http://esrd.alberta.ca/forms-maps-services/directives/documents/ED-FlowingHolesGas-Dec01-2013.pdf>

Geophysical Exploration Regulation. (n.d.). BC Reg 280/2010. Retrieved from <http://www.bclaws.ca/civix/document/id/complete/statreg/1215528698>

Government of Alberta. (2009). Occupational Health and Safety Code.

IACG. (2002). Airgun arrays and marine mammals.

Keary, P., Brooks, M., & Hill, I. (2002). *An Introduction to Geophysical Exploration*. Blackwell Science, 3rd edition.

MDDELCC. 2014 Pratiques recommandées dans le cadre de travaux de sondage minier. Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, 4 p.

Occupational Health and Safety Regulation. (n.d.). BC Reg 296/97. Retrieved from http://www.bclaws.ca/Recon/document/ID/freeside/296_97_00

Pêches et Océans Canada. (2007). Énoncé des pratiques canadiennes d'atténuation des ondes sismiques en milieu marin. Retrieved from <http://www.dfo-mpo.gc.ca/oceans/management-gestion/integratedmanagement-gestionintegree/seismic-sismique/statement-enonce-fra.asp>

Permanent Abandonment of Shot Holes and Test Holes. (n.d.). ED2006-20, 3–5. Retrieved from <http://esrd.alberta.ca/forms-maps-services/directives/documents/ED-PermanentShotTestHoles-Dec2013.pdf>

Prodehl, C., & Mooney, W. D. (2012). *Exploring the Earth's Crust : History and Results of Controlled-Source Seismology*. Geological Society of America. Geological Society of America Memoir 208.

Règlement sur les études géophysiques liées à la recherche des hydrocarbures dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse. (n.d.). DORS/95-144. Retrieved from <http://www.cnsopb.ns.ca/sites/default/files/pdfs/sor-95-144.pdf>

Règlement sur les études géophysiques liées à la recherche des hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve. (n.d.). DORS/95-334. Retrieved from <http://laws-lois.justice.gc.ca/PDF/SOR-95-334.pdf>

Règlement sur les études géophysiques liées à la recherche du pétrole et du gaz au Canada. (n.d.). DORS/96-117.

Réseau SÉPAQ. (2015a). Anticosti Chasse, Portrait. Retrieved from <http://www.sepaq.com/sepaq-anticosti/chasse/portrait.dot>

- Réseau SÉPAQ. (2015b). Parc National d'Anticosti. Retrieved from <http://www.sepaq.com/pq/pan/conserver/>
- Restricted Exploration Areas. (n.d.). ED2006-02.
- Statistique Canada. (2012). L'île-d'Anticosti, Québec (Code 2498020) et Québec (Code 24) (tableau). Profil du recensement, Recensement de 2011, produit n° 98-316-XWF au catalogue de Statistique Canada. Ottawa. Diffusé le 24 octobre 2012. Retrieved from <http://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2011/dp-pd/prof/index.cfm?Lang=F>
- Telford, W. M., Geldart, L. P., & Sheriff, R. E. (1990). *Applied Geophysics*. Cambridge University Press, 2nd edition.
- Temporary Abandonment of Shot Holes and Test Holes. (n.d.). ED2006-19, 3–5. Retrieved from <http://esrd.alberta.ca/forms-maps-services/directives/documents/ED-TemporaryShotTestHoles-Dec2013.pdf>
- The Norwegian Petroleum Directorate (NPD). (2015a). Act 29 November 1996 No. 72 relating to petroleum activities. Retrieved from <http://www.npd.no/en/Regulations/Acts/Petroleum-activities-act/>
- The Norwegian Petroleum Directorate (NPD). (2015b). Certified fishery experts. Retrieved from <http://www.npd.no/en/seismic/certified-fishery-experts/>
- The Norwegian Petroleum Directorate (NPD). (2015c). Regulations to Act relating to petroleum activities. Retrieved from <http://www.npd.no/en/Regulations/Regulations/Petroleum-activities/>
- Yilmaz, O. (2014). Seismic data analysis - Investigation in geophysics No.10. *Society of Exploration Geophysics*.