ANALYSE D'IMPACT RÉGLEMENTAIRE

Projet de Règlement sur les activités d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures en milieu hydrique

Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles

Septembre 2017

Québec

SOMMAIRE EXÉCUTIF

Le 10 décembre 2016, la Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives a été sanctionnée (2016, chapitre 35). Le chapitre IV de cette loi concerne l'édiction de la Loi sur les hydrocarbures (2016, chapitre 35, article 23), laquelle a pour objet de régir le développement et la mise en valeur des hydrocarbures en milieu terrestre et hydrique, tout en assurant la sécurité des personnes et des biens, la protection de l'environnement et la récupération optimale de la ressource, et ce, dans le respect du droit de propriété immobilière et en conformité avec les cibles de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) établies par le gouvernement.

Le projet de règlement faisant l'objet de la présente analyse d'impact réglementaire est un des trois règlements d'application de la Loi sur les hydrocarbures. Il a également pour effet de mettre en vigueur plusieurs dispositions de cette loi.

Le projet de Règlement sur les activités d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures en milieu hydrique porte essentiellement sur :

- le niveau d'information exigible lors de la soumission d'une demande d'autorisation ou d'approbation, et ce, principalement à l'égard du programme technique devant accompagner cette demande;
- l'introduction d'autorisations spécifiques pour les activités de fracturation, accompagnées de conditions d'obtention et d'exercice particulières;
- les exigences spécifiques de sécurité pour les activités ayant cours en milieu hydrique;
- les modalités entourant le contenu du plan de fermeture définitive de puits ou de réservoir et de restauration de site de même que celles entourant la garantie financière devant accompagner ce plan.

Les coûts supplémentaires pendant la période d'implantation du règlement et ceux pour chaque année subséquente sont relatifs à la conformité aux normes, aux formalités administratives et aux manques à gagner engendrés par l'adoption du présent projet de règlement, et ce, par rapport à l'encadrement actuel prévu en vertu du Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains (chapitre M-13.1, r. 1).

Les coûts supplémentaires pour une autorisation d'activité visant la mise en valeur des hydrocarbures en milieu hydrique représenteraient 17 000 $ pendant la période d'implantation et 5 000 $ pour chaque année subséquente.

1. DÉFINITION DU PROBLÈME

Il existe actuellement un peu plus de 300 permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain, trois autorisations d'exploiter de la saumure, deux baux d'exploitation de réservoir souterrain et un bail d'exploitation de pétrole et de gaz naturel actifs sur le territoire québécois. Ces permis, ces baux et ces autorisations ont tous été délivrés en vertu de la Loi sur les mines (chapitre M-13.1). Les titulaires actuels de ces permis, baux ou autorisations sont par ailleurs soumis dans l'exercice de ces droits aux conditions découlant de la Loi sur les mines, de son règlement d'application et du Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains.

Depuis 2011, la période de validité de l'ensemble des permis de recherche délivrés est suspendue par l'entrée en vigueur de la Loi limitant les activités pétrolières et gazières (2011, chapitre 13, modifiée par la Loi modifiant la Loi limitant les activités pétrolières et gazières et d'autres dispositions législatives (2014, chapitre 6)), et ce, considérant les enjeux d'acceptabilité sociale ayant notamment été soulevés à l'égard de l'exploration du gaz de schiste dans les basses terres du Saint-Laurent.

Afin de procéder étape par étape, le gouvernement déposait en mai 2014 son Plan d'action sur les hydrocarbures, par lequel il s'engageait à poser certains gestes à l'égard du développement de cette filière énergétique.

Deux des principaux engagements de ce plan d'action étaient la réalisation d'évaluations environnementales stratégiques (EES) sur la filière des hydrocarbures (l'une globale et l'autre propre à l'île d'Anticosti) ainsi que la modernisation du cadre législatif et réglementaire pour l'exploration, la production et le stockage d'hydrocarbures au Québec.

Les rapports finaux de ces évaluations, déposés en mai 2016, confirmaient la nécessité pour le gouvernement d'élaborer un cadre législatif et réglementaire rigoureux permettant une mise en valeur responsable et sécuritaire des hydrocarbures.

Par ailleurs, ces conclusions recoupent celles tirées en novembre 2014 par le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) dans son rapport d'enquête et d'audiences publiques sur les enjeux liés à l'exploration et à l'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica des basses terres du Saint-Laurent. En effet, dans ses recommandations, le BAPE considérait que le déploiement de cette industrie devait être subordonné à l'adoption d'un encadrement législatif approprié. L'engagement d'élaborer une loi propre aux hydrocarbures offrait ainsi l'occasion d'adapter l'encadrement de cette industrie afin d'assurer une cohérence en matière de planification territoriale, de réduire les impacts sur la qualité de vie et sur la santé des citoyens, de garantir la sécurité des personnes et des biens, et de protéger l'environnement.

La Politique énergétique 2030, dévoilée le 7 avril 2016, a réaffirmé la position du gouvernement exposée dans son Plan d'action sur les hydrocarbures, soit de favoriser une exploration et une exploitation encadrées des hydrocarbures, compatible avec ses objectifs de réduction des émissions de GES, resserrant les normes de suivi du transport des hydrocarbures et facilitant le maintien de son industrie pétrochimique.

Le 10 décembre 2016, la Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives a été sanctionnée (2016, chapitre 35). Le chapitre IV de cette loi concerne l'édiction de la Loi sur les hydrocarbures (2016, chapitre 35, article 23), laquelle a pour objet de régir le développement et la mise en valeur des hydrocarbures en milieu terrestre et hydrique, tout en assurant la sécurité des personnes et des biens, la protection de l'environnement et la récupération optimale de la ressource, et ce, dans le respect du droit de propriété immobilière et en conformité avec les cibles de réduction des émissions de GES établies par le gouvernement.

Pour permettre l'entrée en vigueur du chapitre IV de la Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives, soit la Loi sur les hydrocarbures, le présent projet de Règlement sur les activités d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures en milieu hydrique devra être adopté, en plus des deux autres règlements d'application de la Loi sur les hydrocarbures, à savoir :

- le Règlement sur les licences d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures et sur l'autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline;
- le Règlement sur les activités d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures en milieu terrestre.

Advenant que le présent projet de règlement ne puisse être adopté, la nouvelle Loi sur les hydrocarbures ne pourra entrer en vigueur et ce sont les dispositions actuelles de la Loi sur les mines et du Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains qui continueront de prévaloir.

Une telle situation permettrait d'éviter d'établir un cadre plus strict en matière d'obligations pour les titulaires d'une des différentes autorisations d'activité admissibles. Elle s'inscrirait cependant à l'encontre de l'objectif de modernisation du cadre législatif et réglementaire entourant la mise en valeur des hydrocarbures au Québec, notamment à la lumière des études réalisées lors des EES (2014-2016), et particulièrement en ce qui a trait aux activités de stimulation physique (fracturation) et chimique (nettoyage et stimulation par acidification).

De plus, l'encadrement législatif et réglementaire actuel ne contient pratiquement aucune mesure pouvant être propre au milieu hydrique, dont le milieu marin.

Considérant l'importance qu'accorde la population québécoise à l'application des plus hautes normes pour ce qui est des activités de mise en valeur des hydrocarbures dans la province, la non-adoption de ce projet de règlement viendrait affecter davantage l'acceptabilité sociale entourant la tenue d'éventuelles activités d'exploration ou d'exploitation au Québec.

2. PROPOSITION DU PROJET

Le projet de règlement propose d'actualiser les conditions et les obligations inhérentes aux activités de complétion, de levés géophysiques, de sondage stratigraphique, de forage, de fracturation, de reconditionnement et de fermeture temporaire de puits, d'essais d'extraction, de production ou d'utilisation, de mesurage, de récupération assistée, de fermeture définitive de puits et de restauration de site ainsi que celles à l'égard des redditions de comptes afférentes.

Ce projet de règlement permet d'encadrer ces activités de façon stricte et rigoureuse, sur la base de l'application des meilleures pratiques généralement reconnues. Les aspects techniques mis en lumière dans le cadre des EES globale et propre à Anticosti ont permis de déterminer et de recenser préalablement ces meilleures pratiques. Mentionnons par ailleurs que celles-ci sont déjà reconnues et appliquées de manière globale par l'industrie présente au Québec. En effet, l'actuel Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains, découlant de la Loi sur les mines, requiert la démonstration que les travaux seront réalisés conformément aux règles de l'art, et ce, de manière à assurer la sécurité des personnes et des biens, la protection de l'environnement ainsi que la pérennité de la ressource. Il s'agit donc plus d'une confirmation de ces principes et mesures techniques que d'une charge supplémentaire du point de vue de la conformité pour les entreprises.

L'objectif de ce projet de règlement est d'assurer la pleine sécurité des personnes et des biens, la protection de l'environnement et la récupération optimale des hydrocarbures.

Le projet de règlement précise tout d'abord les mesures de sécurité et de protection inhérentes aux activités d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures en milieu hydrique réalisées en vertu d'une licence. Il décrit également la nature des avis d'incident devant être transmis au ministre, le cas échéant.

Enfin, il subordonne toute demande d'autorisation d'activité au dépôt d'un programme d'engagement socioenvironnemental comprenant essentiellement :

- la description des mesures d'atténuation qui seront mises en place pour tenir compte de l'harmonisation du territoire et pour minimiser les perturbations des communautés locales et de l'environnement;

- un plan d'intervention d'urgence conforme à la norme CSA-Z731, « Planification des mesures et interventions d'urgence », publiée par l'Association canadienne de normalisation;
- un plan de communication avec les communautés locales révisé par le comité de suivi;
- une estimation des retombées économiques pour la région.

Les conditions d'obtention et d'exercice associées aux activités de levés géophysiques demeurent sensiblement les mêmes que celles existant dans l'actuel Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains, bien qu'une certaine uniformisation ait été faite à l'égard des documents devant être soumis lors d'une demande ou encore dans le cadre de la reddition de comptes hebdomadaire de fin d'activité. S'ajoute également l'ensemble des informations pertinentes relevant du type de navire ou de plateforme, le cas échéant, ainsi que concernant le type d'appareil de navigation utilisé.

Concernant les conditions d'exercice, des objectifs de sécurité généraux – plutôt que des moyens d'assurer cette sécurité – sont introduits, ce qui offre une plus grande latitude à l'entreprise. De plus, étant donné les caractéristiques propres au milieu hydrique, des précisions sont incluses quant à l'utilisation de certaines autres sources d'énergie, dont les canons à air ou à gaz ou les appareils électriques.

Comme cela est mentionné dans la Loi sur les hydrocarbures, une nouvelle autorisation d'activité a été introduite pour la tenue de sondages stratigraphiques, soit des forages de plus petite taille visant essentiellement le carottage. De la même manière que pour une demande d'autorisation de forage, les principales nouveautés comprises dans le programme technique devant être soumis sont :

- le type de navire ou d'installation de forage, le système de navigation utilisé, les normes de conception et la description du système d'immobilisation, la méthode de ravitaillement, etc.;
- les conditions météorologiques et hydrographiques anticipées, la description de la faune aquatique et des activités de gestion des glaces ainsi que la profondeur visée;
- le certificat de conformité des installations de forage, de plongée et d'habitation, délivré par l'une des autorités de certification compétentes et reconnues au Canada, aux États-Unis et en Europe;
- une prévision géologique détaillée du puits;
- la démonstration que les colonnes de tubage et les tubes prévus sont conformes à la norme CSA-Z625, « *Well design for petroleum and natural gas industry systems* », publiée par l'Association canadienne de normalisation;

- les fluides de forage et les fluides de chasse utilisés et leurs propriétés ainsi qu'une démonstration qu'ils sont conformes à l'*industry recommended practice* (IRP) 25, « *Primary Cementing* », publiée par le Drilling and Completions Committee;
- un programme de centralisation des tubages conforme à l'IRP 25, « *Primary Cementing* », publiée par le Drilling and Completions Committee;
- un programme de cimentation des espaces annulaires de chacune des colonnes de tubage, conforme à l'IRP 25, « *Primary Cementing* », publiée par le Drilling and Completions Committee;
- la description détaillée des travaux de restauration du site et les actions pour maintenir la qualité du milieu hydrique et minimiser les impacts sur la faune.

Concernant les conditions d'exercice, ce sont toujours des objectifs de sécurité généraux – plutôt que des moyens d'assurer cette sécurité – qui sont introduits. Les conditions de scellement du sondage et de restauration du site sont également précisées.

Comme cela a été mentionné précédemment, les conditions d'obtention et d'exercice relatives à une demande d'autorisation de forage se voient bonifiées par rapport à l'encadrement actuel. Notamment, pour le programme technique accompagnant la demande, les nouveautés sont :

- le type de navire ou d'installation de forage, le système de navigation utilisé, les normes et la conception du système d'immobilisation, la méthode de ravitaillement, etc.;
- les conditions météorologiques et hydrographiques anticipées, les mesures quant à la gestion des glaces, la profondeur visée et une description de la faune aquatique;
- le certificat de conformité des installations de forage, de plongée et d'habitation, délivré par l'une des autorités de certification compétentes et reconnues au Canada, aux États-Unis et en Europe;
- une prévision géologique détaillée du puits;
- la démonstration que les colonnes de tubage prévues sont conformes à la norme CSA-Z625, « *Well design for petroleum and natural gas industry systems* », publiée par l'Association canadienne de normalisation;
- la démonstration que tout fluide de forage et les fluides de chasse utilisés ainsi que leurs propriétés sont conformes à l'IRP 25, « *Primary Cementing* », publiée par le Drilling and Completions Committee;

- un programme de centralisation des tubages conforme à l'IRP 25, « *Primary Cementing* », publiée par le Drilling and Completions Committee;
- un programme de cimentation des espaces annulaires de chacune des colonnes de tubage, conforme à l'IRP 25, « *Primary Cementing* », publiée par le Drilling and Completions Committee.

Encore une fois, pour les conditions d'exercice, des objectifs de sécurité généraux – plutôt que des moyens d'assurer cette sécurité – sont introduits, ce qui offre une plus grande latitude à l'entreprise.

Pour la demande d'autorisation de complétion, laquelle exclut maintenant la stimulation par fracturation, le même type de bonification est apporté aux conditions d'obtention et d'exercice. Le programme technique accompagnant cette demande devra maintenant contenir, en plus des éléments habituels :

- le type de navire ou d'installation de forage, le système de navigation utilisé, les normes et la conception du système d'immobilisation, la méthode de ravitaillement, etc.;
- les conditions météorologiques et hydrographiques anticipées, la description de la faune aquatique et des activités de gestion des glaces ainsi que la profondeur visée;
- le certificat de conformité des installations de forage, de plongée et d'habitation, délivré par l'une des autorités de certification compétentes et reconnues au Canada, aux États-Unis et en Europe;
- le degré de récupération primaire, secondaire ou tertiaire des hydrocarbures;
- la nature, la composition et la concentration des fluides utilisés ainsi que le volume total prévu pendant les travaux de complétion;
- la démonstration que la pression d'injection des fluides n'atteindra pas celle de fracturation des formations géologiques;
- un programme de perforation des tubages indiquant notamment le nombre et le type de perforations.

L'encadrement des conditions d'exercice repose également sur la formulation d'objectifs de sécurité, à laquelle s'ajoutent des inspections régulières des raccords et des éléments structuraux de l'équipement.

Comme cela a été mentionné précédemment, les activités de stimulation par fracturation font maintenant l'objet d'une autorisation spécifique en vertu de la Loi sur les hydrocarbures. En plus des conditions d'obtention associées aux activités de complétion, le programme technique de fracturation devra comprendre, notamment :

- le type de navire ou d'installation de forage, le système de navigation utilisé, les normes et la conception du système d'immobilisation, la méthode de ravitaillement, etc.;
- les conditions météorologiques et hydrographiques anticipées, la description de la faune aquatique et des activités de gestion des glaces ainsi que la profondeur visée;
- le certificat de conformité des installations de forage, de plongée et d'habitation, délivré par l'une des autorités de certification compétentes et reconnues au Canada, aux États-Unis et en Europe;
- une évaluation de l'intégrité du puits conforme à l'IRP 24, « *Fracture Stimulation* », publiée par le Drilling and Completions Committee, indiquant notamment la pression maximale à utiliser pour éviter une atteinte à cette intégrité;
- la nature et le volume total des fluides de fracturation anticipés à chacune des étapes;
- les pressions et les débits des fluides anticipés pour le pompage à chacune des étapes;
- un programme de surveillance des paramètres de fracturation;
- un programme de surveillance de l'intégrité du puits;
- la divulgation des additifs contenus dans les fluides de fracturation ainsi qu'une évaluation des risques liés à leur présence;
- une évaluation de la propagation des fractures comprenant notamment une analyse du potentiel de communication entre le puits stimulé et les trous de forage avoisinants, réalisée conformément à l'IRP 24 « *Fracture Stimulation* », publiée par le Drilling and Completions Committee;
- une analyse de la sismicité et, le cas échéant, un plan de surveillance, d'atténuation et d'intervention relatif à la sismicité induite.

Une fois de plus, l'encadrement des conditions d'exercice repose sur la formulation d'objectifs de sécurité, à laquelle s'ajoutent des inspections régulières des raccords et des éléments structuraux de l'équipement.

Ce qui était désigné comme des activités de modification de puits en vertu du Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains, qui découle de la Loi sur les mines (chapitre M-13.1), devient des activités de reconditionnement dans la Loi sur les hydrocarbures. Essentiellement, le titulaire d'une licence désirant effectuer de telles activités devra se soumettre à des conditions d'obtention et d'exercice semblables à celles associées aux activités de forage ou de complétion.

Quant aux essais d'extraction d'hydrocarbures ou d'utilisation d'un réservoir souterrain, les conditions d'obtention, d'exercice ainsi que les durées permises demeurent essentiellement les mêmes que celles existant actuellement dans le Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains. Seules certaines précisions sont ajoutées au programme technique à l'égard de l'utilisation d'un navire ou d'une installation de forage.

La demande d'autorisation de fermeture temporaire ou définitive de puits connaît également quelques bonifications significatives dans le projet de règlement. Pour procéder à une fermeture temporaire, le titulaire d'une licence devra notamment fournir, dans le programme technique de fermeture temporaire de puits accompagnant sa demande :

- la classification du potentiel de risque du puits, évalué selon les critères précisés en annexe au projet de règlement, selon le type de puits;
- la démonstration que, préalablement à la réalisation des travaux de fermeture temporaire, le puits ne présente pas de risques pour la sécurité des personnes et des biens et la protection de l'environnement;
- un programme d'entretien préventif régulier du puits et de sa tête.

Selon le potentiel de risque évalué et déterminé en fonction de l'annexe 4 du présent projet de règlement, des conditions particulières de fermeture seront précisées.

Le titulaire d'une licence ayant procédé à une fermeture temporaire d'un puits sera tenu d'inspecter annuellement celui-ci en remplissant la grille d'inspection fournie à l'annexe 2 du projet de règlement. Cette inspection doit permettre de confirmer qu'aucune émanation à risque ni aucune migration de gaz n'est présente. Elle doit aussi permettre de réaliser le programme d'entretien préventif régulier du puits et de sa tête.

Quant à la fermeture définitive d'un puits, certaines prescriptions sont faites à l'égard du nombre maximal d'années durant lesquelles un puits peut rester en fermeture temporaire, selon son potentiel de risque, soit :

- un maximum de 20 ans pour un potentiel de risque faible;
- un maximum de 10 ans pour un potentiel de risque modéré ou élevé.

Le plan de fermeture définitive de puits ou de réservoir et de restauration de site devant accompagner toute autorisation de forage devra détailler les moyens utilisés pour assurer une fermeture et une restauration adéquates. Il devra de plus contenir un programme de suivi de l'intégrité du puits pendant les travaux. Pour la garantie accompagnant ce plan jusqu'à la déclaration de satisfaction du ministre à l'égard des travaux, le titulaire d'une autorisation de forage pourra maintenant disposer d'une plus grande variété de moyens financiers, à l'exemple des dispositions du Règlement sur les substances minérales autres que le pétrole, le gaz naturel et la saumure (chapitre M-13.1, r. 2), qui découle de la Loi sur les mines.

Finalement, le présent projet de règlement prévoit que nul ne peut exploiter de la saumure en milieu hydrique.

3. ANALYSE DES OPTIONS NON RÉGLEMENTAIRES

Les options non réglementaires habituelles ne permettent pas d'atteindre l'objectif fixé de garantir la tenue d'activités d'exploration, de production et de stockage sécuritaires des hydrocarbures au Québec.

En effet, les options non réglementaires telles que des mesures incitatives, de l'information, de l'éducation ou des mécanismes de marché ne pourraient garantir le niveau requis de sécurité et de protection de l'environnement et ne pourraient à elles seules permettre l'application des dispositions de la Loi sur les hydrocarbures.

Par ailleurs, les mécanismes de marché comme les garanties financières et les responsabilités à l'égard de l'environnement ont déjà été formellement introduits comme dispositions de la Loi sur les hydrocarbures et doivent, pour entrer en application, être précisés dans la réglementation devant en découler.

4. ÉVALUATION DES IMPACTS

4.1. Description des secteurs touchés

Le secteur d'activité touché par le projet de Règlement sur les activités d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures en milieu hydrique est celui de l'exploration, de la production et du stockage des hydrocarbures.

Actuellement, au Québec, les secteurs d'intérêt pour la mise en valeur des hydrocarbures en milieu hydrique se concentrent essentiellement au Lac-Saint-Jean. En ce moment, il n'y a aucune activité d'exploration et d'acquisition de connaissances en milieu hydrique sur le territoire.

4.2. Coûts pour les entreprises

Les coûts réglementaires directs liés à la conformité aux normes qui sont introduits dans le présent projet de règlement concernent essentiellement :

- le dépôt d'un plan d'intervention d'urgence conforme à la norme CSA-Z731, « Planification des mesures et interventions d'urgence », publiée par l'Association canadienne de normalisation;
- la démonstration que les colonnes de tubage, les tubes prévus et la cimentation sont conformes à la norme CSA-Z625, « *Well design for petroleum and natural gas industry systems* », publiée par l'Association canadienne de normalisation
- la démonstration que tout fluide de forage et les fluides de chasse utilisés ainsi que leurs propriétés sont conformes à l'IRP 25, « *Primary Cementing* », publiée par le Drilling and Completions Committee;
- le dépôt d'un programme de centralisation des tubages conforme à l'IRP 25, « *Primary Cementing* », publiée par le Drilling and Completions Committee;
- le dépôt d'un programme de cimentation, notamment des espaces annulaires de chacune des colonnes de tubage, conforme à l'IRP 25, « *Primary Cementing* », publiée par le Drilling and Completions Committee;
- pour une autorisation de fracturation, une évaluation de l'intégrité du puits et de la propagation des fractures entre le puits stimulé et les trous de forage avoisinants, réalisée conformément à l'IRP 24, « *Fracture Stimulation* », publiée par le Drilling and Completions Committee.

Les meilleures pratiques sont actuellement exigibles en vertu du Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains, découlant de la Loi sur les mines, qui requiert notamment la démonstration que les travaux seront réalisés conformément aux règles de l'art, et ce, de manière à assurer la sécurité des personnes et des biens, la protection de l'environnement ainsi que la pérennité de la ressource. Il s'agit donc plus d'une confirmation de ces principes et mesures techniques que d'une charge supplémentaire du point de vue de la conformité pour les entreprises.

Cependant, l'ajout de telles exigences réglementaires en matière de conformité aux normes pourrait représenter 4 000 $ en ce qui concerne les ressources humaines spécialisées, soit un ingénieur type d'une petite et moyenne entreprise (PME) ayant une rémunération de 100 $ l'heure. Ainsi, on s'assurera du respect et de la connaissance complète des normes faisant partie des meilleures pratiques, qui sont par ailleurs largement utilisées par l'industrie.

Quant à l'obtention d'un certificat de conformité des installations de forage, de plongée et d'habitation, délivré par l'une des autorités de certification compétentes et reconnues au Canada, aux États-Unis et en Europe, il demeure important de préciser que la construction de telles installations se conforme déjà à ces normes, notamment pour les provinces de Terre-Neuve-et-Labrador et de la Nouvelle-Écosse, et ce, depuis plus de 20 ans. En effet, les entreprises spécialisées dans la construction de ce type d'installations étant très peu nombreuses dans le monde et actuellement soumises à ces normes communes, l'introduction d'une telle installation dans les eaux québécoises (essentiellement en milieu marin) se fera probablement par la location d'une plateforme existante et disponible. Considérant que l'installation louée disposera déjà des certificats de conformité nécessaires, aucun coût lié à la conformité n'a été considéré pour cet aspect réglementaire.

a) Coûts directs liés à la conformité aux normes pour les activités d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures	**Période d'implantation (coûts non récurrents)**	**Années subséquentes (coûts récurrents)**	**Total**
• Dépenses en capital (acquisition d'un terrain, de machinerie, d'un système ou d'un équipement informatique, construction ou modification d'un bâtiment, etc.)			
• Coûts de location d'équipement			
• Coûts d'entretien et de mise à jour de l'équipement			
• Dépenses en ressources humaines (consultants, employés et gestionnaires, etc.)	4 000 $	4 000 $	
• Coûts des ressources spécifiques (trousses, outils, publicité, etc.)			
• Autres coûts directs liés à la conformité			
Total des coûts directs liés à la conformité aux normes	**4 000 $**	**4 000 $**	

L'essentiel des coûts attribuables au présent projet de règlement concerne ceux liés aux formalités administratives supplémentaires.

La plupart des coûts associés aux formalités administratives se trouvant en majorité dans la Loi sur les mines et le Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains font déjà l'objet d'une évaluation dans le cadre de la reddition de comptes annuelle effectuée par le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles auprès du ministère de l'Économie, de la Science et de l'Innovation en vertu du Plan d'action gouvernemental en matière d'allègement réglementaire et administratif.

Considérant l'introduction de nombreuses bonifications du point de vue des documents devant être transmis au ministre, les majorations suivantes ont été apportées aux formalités étant principalement affectées :

- pour la demande d'autorisation de levés géophysiques, les coûts antérieurement évalués à 3 500 $ (35 h x 100 $/h) sont majorés à 4 000 $ (40 h x 100 $/heure), pour l'année d'implantation;
- pour la demande d'autorisation de sondage stratigraphique, les coûts se comparent à ceux d'une autorisation de forage, lesquels étaient antérieurement évalués à 3 500 $ (35 h x 100 $/h) et sont maintenant majorés à 4 000 $ (40 h x 100 $/h), pour l'année d'implantation;
- pour la demande d'autorisation de forage et de complétion, les coûts antérieurement évalués à 3 500 $ (35 h x 100 $/h) sont majorés à 5 000 $ (50 h x 100 $/h), pour l'année d'implantation. Ces coûts comprennent également le dépôt du plan de fermeture définitive de puits ou de réservoir et de restauration de site;
- pour la demande d'autorisation de fracturation, les coûts antérieurement évalués à 3 500 $ (35 h x 100 $/h) à l'égard des activités de complétion sont majorés à 5 000 $ (50 h x 100 $/h), pour l'année d'implantation;
- pour la demande d'autorisation de reconditionnement, les coûts antérieurement évalués à 3 500 $ (35 h x 100 $/h) à l'égard des activités de modification sont majorés à 4 000 $ (40 h x 100 $/h), pour l'année d'implantation;
- pour la demande d'autorisation de fermeture temporaire ou définitive de puits ou de réservoir, les coûts antérieurement évalués à 1 400 $ (14 h x 100 $/h) sont majorés à 4 000 $ (40 h x 100 $/h), pour l'année d'implantation;
- de manière générale, les coûts associés à toute demande de modification des programmes techniques accompagnant les autorisations d'activité, antérieurement évalués à 1 400 $ (14 h x 100 $/h), sont majorés à 2 000 $ (20 h x 100 $/h), pour l'année d'implantation;
- les coûts des rapports de fin de travaux pour chaque activité, antérieurement évalués à 3 500 $ (35 h x 100 $/h), sont majorés à 4 000 $ (40 h x 100 $/h), pour l'année d'implantation;

- les coûts des rapports d'inspection annuelle de puits fermés temporairement ou définitivement sont quant à eux évalués à 1 000 $ par année.

Concernant les coûts associés aux formalités issues du programme d'engagement socioenvironnemental devant accompagner chaque demande d'autorisation ou d'approbation d'activité, une première évaluation avait été produite dans le cadre de l'analyse d'impact réglementaire du projet de Règlement modifiant le Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains, en juin 2016. Ces coûts étaient évalués à 5 000 $ pour l'année d'implantation et à 1 000 $ par année subséquente.

b) Coûts moyens liés aux formalités administratives pour une autorisation d'activité type d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures	**Période d'implantation (coûts non récurrents)**	**Années subséquentes (coûts récurrents)**	**Total**
• Coûts de production, de gestion et de transmission des rapports, des enregistrements, des registres et des formulaires d'autorisation i. Demande d'autorisation ii. Demande de modification du programme technique iii. Rapport de fin de travaux iv. Rapport d'inspection annuelle	13 000 $	1 000 $	
• Dépenses en ressources externes (ex. : consultants)			
• Autres coûts liés aux formalités administratives			
Total des coûts moyens liés aux formalités administratives	**13 000 $**	**1 000 $**	

Selon la définition fournie par le ministère de l'Économie, de la Science et de l'Innovation, le manque à gagner représente l'estimation des pertes en chiffre d'affaires associées aux nouvelles contraintes réglementaires introduites.

Aucun manque à gagner au sens de cette définition n'a été constaté dans le présent projet de règlement.

c) Coûts liés aux manques à gagner pour une autorisation d'activité type d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures	**Période d'implantation (coûts non récurrents)**	**Années subséquentes (coûts récurrents)**	**Total**
• Diminution du chiffre d'affaires	0 $	0 $	
• Autres types de manques à gagner			
Total des manques à gagner	**0 $**	**0 $**	

Voici la synthèse des coûts supplémentaires, tant à l'implantation que pour chaque année subséquente, qui sont relatifs à la conformité aux normes, aux formalités administratives et aux manques à gagner et qui sont engendrés par l'adoption du présent projet de règlement, et ce, par rapport à l'encadrement actuel en vertu du Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains :

d) Synthèse des coûts pour une autorisation d'activité type d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures	**Période d'implantation (coûts non récurrents)**	**Années subséquentes (coûts récurrents)**	**Total**
• Coûts directs liés à la conformité aux normes	4 000 $	4 000 $	
• Coûts moyens liés aux formalités administratives	13 000 $	1 000 $	
• Coûts liés aux manques à gagner	0 $	0 $	
Total des coûts pour les entreprises	**17 000 $**	**5 000 $**	

4.3. Avantages du projet

Plusieurs avantages découlent de l'adoption du projet de Règlement sur les activités d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures en milieu hydrique, notamment au regard de la clarification du cadre réglementaire pour les entreprises et de la prise en compte des besoins manifestés par la population en matière d'acceptabilité sociale. Parmi ces avantages, le présent projet :

- contribue à réaliser l'une des priorités de la Politique énergétique 2030, soit la mise en place d'un meilleur encadrement des activités de mise en valeur des hydrocarbures au Québec, et ce, selon des pratiques et à des conditions qui assurent la sécurité des personnes et des biens et la protection de l'environnement;
- modernise l'encadrement réglementaire à la lumière des études réalisées lors des EES, et ce, pour les activités d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures en milieu hydrique, particulièrement en ce qui a trait aux activités de stimulation physique (fracturation) et chimique (nettoyage et stimulation par acidification);
- introduit les nouvelles conditions d'obtention et d'exercice relatives aux autorisations d'activité, notamment celles à l'égard du sondage stratigraphique et de la fracturation, ajoutées dans la Loi sur les hydrocarbures;
- prend en compte les spécificités du milieu hydrique, notamment sur le plan de la sécurité des travaux;
- détermine des conditions visant à garantir la sécurité des personnes et des biens et la protection de l'environnement lors de la réalisation de

travaux d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures, pour l'ensemble des activités au Québec.

Si les activités de mise en valeur des hydrocarbures au Québec se poursuivent et se développent, il est possible d'envisager :

- des retombées économiques pour les fournisseurs de biens et de services et les équipementiers qui interviennent en amont ou en aval des activités de mise en valeur, ou qui les soutiennent;
- la création d'emplois spécialisés et non spécialisés;
- des revenus pour le Québec en matière d'impôts, de taxation et de redevances.

4.4. Impact sur l'emploi

La modernisation de l'encadrement réglementaire contribuera à favoriser la réalisation des projets au Québec. En fonction de leur ampleur, ceux-ci pourraient générer un nombre important d'emplois, créés tant directement par les projets qu'indirectement chez les fournisseurs et les équipementiers de la filière des hydrocarbures.

Bien que des scénarios de projets de production de gaz naturel et de pétrole aient été provisoirement établis pour le territoire de l'île d'Anticosti dans le cadre des EES, il n'est pas possible, en fonction des connaissances actuelles, de produire des scénarios plausibles de mise en valeur des hydrocarbures pour la majorité des bassins géologiques québécois.

Néanmoins, ces EES ont permis d'estimer que, pour chaque puits foré et en état de produire en milieu terrestre au Québec, de 15 à 20 emplois directs et indirects (année-personne) seraient générés.

5. ADAPTATION DES EXIGENCES AUX PME

Le projet de règlement proposé n'établit pas d'exigences différentes selon la nature et la taille de l'entreprise. Dans le domaine des hydrocarbures, il serait mal avisé de varier les exigences en fonction de la taille de l'entreprise. Afin d'assurer la sécurité du public, la protection de l'environnement et l'application des meilleures pratiques pour l'ensemble des activités d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures, le gouvernement doit veiller à ce que toutes les entreprises respectent les mêmes dispositions législatives et modalités réglementaires ainsi que les mêmes normes et meilleures pratiques applicables.

6. COMPÉTITIVITÉ DES EXIGENCES ET IMPACT SUR LE COMMERCE AVEC LES PARTENAIRES ÉCONOMIQUES DU QUÉBEC

Sur la base des résultats des EES globale et propre à Anticosti, l'approche retenue est directement inspirée de certaines instances, notamment le gouvernement fédéral, l'Alberta et la Colombie-Britannique. Par ailleurs, des échanges sur les structures juridiques en place en Alberta, en France et aux États-Unis ont été menés en marge de la table d'experts sur les hydrocarbures, qui s'est déroulée le 15 juin 2015 et à laquelle ont pris part, notamment, l'Alberta Energy Regulator, le ministère albertain de l'Énergie, la Colorado Oil and Gas Conservation Commission et le Centre hydrocarbures non conventionnels de France. Le cadre juridique existant à Terre-Neuve-et-Labrador a aussi été analysé et pris en considération.

Les juridictions dont le territoire présente des analogues aux gisements d'hydrocarbures du Québec et dont les analyses ont servi à établir les meilleures pratiques pour le milieu hydrique sont, notamment, la province de Terre-Neuve-et-Labrador, l'Arctique canadien et la Norvège. À noter que les pratiques relatives au forage, à la complétion et à la fracturation sont de nature assez similaire, qu'elles aient lieu en milieu terrestre ou hydrique.

Ont aussi été analysées les meilleures pratiques pour le milieu hydrique mises au point par les deux associations industrielles ou organismes indépendants suivants :

- la Canadian Association of Petroleum Producers;
- l'American Petroleum Institute.

Les études réalisées dans le cadre du chantier sur les aspects techniques des EES globale et propre à l'île d'Anticosti ont permis de déterminer les meilleures pratiques à appliquer ainsi que les risques géologiques présents au Québec, notamment en milieu hydrique. La synthèse des analyses des meilleures pratiques concernant chacun des enjeux techniques abordés dans le projet de règlement est disponible dans le document de consultation sur les EES[1]. En outre, les rapports finaux de ces EES sont venus alimenter les réflexions finales concernant les modifications réglementaires proposées.

Par ailleurs, le projet de règlement n'a aucun impact négatif sur le commerce avec les partenaires économiques du Québec. L'adoption de cet encadrement inspiré des expériences observées dans d'autres administrations et permettant l'entrée en vigueur de la Loi sur les hydrocarbures favorisera un environnement d'affaires stable, prévisible et transparent, et ce, au profit des sociétés étrangères qui souhaiteraient investir au Québec dans la filière des hydrocarbures.

[1] [en ligne] http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/documents/Document-Consultation-Complet.pdf

7. MESURES D'ACCOMPAGNEMENT

Le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles entend proposer de la documentation explicative, telle que des guides d'application et des lignes directrices, et avoir recours à des personnes-ressources qualifiées pour accompagner l'industrie, si nécessaire, lors des étapes de mise en œuvre du projet de règlement.

8. CONCLUSION

Le projet de règlement proposé permettra d'atteindre l'objectif du gouvernement de se doter d'un nouvel encadrement en matière d'hydrocarbures, conçu en fonction des meilleures pratiques et assurant un environnement d'affaires stable, prévisible, transparent et concurrentiel. Cet encadrement réglementaire constitue un préalable à la poursuite des activités de mise en valeur des hydrocarbures, à l'acquisition de connaissances scientifiques et, éventuellement, à la réalisation de projets de production.

9. PERSONNES-RESSOURCES

Service à la clientèle
Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles
5700, 4e Avenue Ouest, bureau A-409
Québec (Québec) G1H 6R1
Numéro sans frais : 1 866 248-6936
Télécopieur : 418 644-6513
Courriel : services.clientele@mern.gouv.qc.ca