

ANALYSE D'IMPACT RÉGLEMENTAIRE

**Projet de règlement sur les activités
d'exploration, de production et de stockage
d'hydrocarbures en milieu terrestre**

**Ministère de l'Énergie et des Ressources
naturelles**

Juin 2018

SOMMAIRE EXÉCUTIF

Le 10 décembre 2016, la Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives (2016, chapitre 35) a été sanctionnée. Le chapitre IV de cette loi édicte la Loi sur les hydrocarbures (chapitre H-4.2), 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 établies par le gouvernement.

En raison des pouvoirs réglementaires introduits dans cette loi, le dépôt et l'édiction de la réglementation afférente permettront l'entrée en vigueur de la Loi sur les hydrocarbures.

Une première version du cadre réglementaire proposé a été publiée à la *Gazette officielle du Québec* du 20 septembre au 9 décembre 2017. Cette période de publication a permis de recueillir de nombreux commentaires des parties prenantes. Les commentaires ainsi recueillis ont permis au gouvernement de revoir plusieurs aspects du cadre réglementaire afférent initialement proposé.

La nature des modifications étant majeure, celles-ci engendrent d'importantes modifications aux effets initialement estimés en termes de coûts et d'emplois associés à l'entrée en vigueur du Règlement sur les activités d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures en milieu terrestre.

De plus, la présente analyse d'impact réglementaire propose une mise à jour des coûts liés à la conformité aux règles, aux formalités administratives et aux éventuels manques à gagner de façon à prendre en compte un plus grand nombre de variables que celles qui avaient été retenues initialement, de même que les commentaires reçus des divers acteurs de l'industrie lors la période de publication de ce projet de règlement à l'automne 2017.

Les coûts pour les entreprises ont ainsi été revus de manière significative et les estimations proposées sont dorénavant les suivantes :

- concernant l'interdiction de mener des activités de fracturation dans le schiste et à moins de 1 000 mètres de la surface du sol et l'interdiction de mener des activités à l'intérieur d'un périmètre d'urbanisation incluant une zone additionnelle d'un kilomètre, les coûts directs liés à la conformité aux règles sont évalués à 8,64 M\$ et les coûts liés aux manques à gagner pour les entreprises sont évalués à 314,4 M\$, en raison des investissements antérieurs, qui ont été effectués dans le respect de la réglementation qui

était en vigueur par les titulaires actuels de permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoirs souterrains;

- concernant les coûts estimés pour une autorisation d'activité visant la mise en valeur des hydrocarbures, ceux-ci sont évalués :
 - pour un levé géophysique ou géochimique, à 24 000 \$ pour l'implantation et à 5 000 \$ par année subséquente;
 - pour un sondage stratigraphique, un forage, une complétion et un reconditionnement de puits, à 39 000 \$ pour l'implantation et à 5 000 \$ par année subséquente;
 - pour une utilisation de la fracturation, à 59 000 \$ pour l'implantation et à 5 000 \$ par année subséquente;
 - pour une fermeture temporaire de puits, à 39 000 \$ pour l'implantation et à 6 000 \$ par année subséquente (inclut l'inspection annuelle du puits);
 - pour une fermeture définitive de puits, à 39 000 \$ pour l'implantation et à aucun coût par année subséquente.

À cet égard, rappelons que l'estimation initiale qui a été proposée dans le cadre de la publication de ce projet de règlement le 20 septembre 2017 était, pour une autorisation d'activité type visant la mise en valeur des hydrocarbures en milieu terrestre (par exemple un forage), d'environ 17 000 \$ pendant la période d'implantation et d'environ 5 000 \$ pour chaque année subséquente.

1. DÉFINITION DU PROBLÈME

Il existe actuellement environ 300 permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain, autorisations d'exploiter de la saumure, baux d'exploitation de réservoir souterrain et baux 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 aux conditions découlant de la Loi sur les mines et de son règlement d'application, le 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 la Loi limitant les activités pétrolières et gazières (chapitre 13), et ce, considérant les enjeux d'acceptabilité sociale qui ont 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 et en toute transparence pour la population québécoise, 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 des EES sur la filière des hydrocarbures, déposés en mai 2016, confirmaient par ailleurs la nécessité pour le gouvernement d'élaborer un cadre législatif et réglementaire rigoureux permettant une mise en valeur responsable et sécuritaire de ces ressources.

La Politique énergétique 2030, dévoilée en avril 2016, a réaffirmé la position du gouvernement en faveur d'une possible exploitation limitée et encadrée des hydrocarbures, avec un cadre législatif qui tient compte des préoccupations de l'ensemble des citoyens et de communautés du Québec à l'égard de cette activité.

Le 10 décembre 2016, la Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives a été adoptée et sanctionnée par l'Assemblée nationale (chapitre 35). Le chapitre IV de cette loi concerne l'édiction de la Loi sur les hydrocarbures, laquelle vise à régir le développement et la mise en valeur des hydrocarbures, tout en assurant la sécurité des personnes et des biens, la protection de l'environnement et la récupération optimale de la ressource, et ce, 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 (chapitre 35), soit la Loi sur les hydrocarbures, le présent projet de règlement devra être adopté, tout comme le reste de cette réglementation.

Advenant que ce 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. Or, cet encadrement n'est pas adapté à l'industrie moderne des hydrocarbures et ne permet pas de maximiser la sécurité de l'environnement, des personnes et des biens.

2. PROPOSITION DU PROJET

Le projet de règlement sur les activités d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures en milieu terrestre présente, sur la base des pouvoirs conférés en vertu de la Loi sur les hydrocarbures, les conditions d'octroi et d'exercice des autorisations requises pour les activités d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures en milieu terrestre. Il a également pour objet de limiter et d'interdire certaines activités en plus de déterminer les mesures de protection et de sécurité qui doivent être mises en place. En outre, il établit le contenu du plan de fermeture définitive de puits ou de réservoirs souterrains et de restauration de site, le moment où les travaux prévus au plan doivent être réalisés, de même que la durée, la forme et les modalités de la garantie y étant assortie. Finalement, il prévoit les conditions d'octroi et d'exercice spécifiques à l'autorisation d'exploiter de la saumure.

Le projet de règlement prend en compte plusieurs préoccupations, commentaires et observations faits par les parties prenantes dans le cadre de sa publication à la *Gazette officielle du Québec* du 20 septembre au 9 décembre 2017.

Les principales modifications apportées au projet de règlement par rapport à la version ayant fait l'objet de la publication sont les suivantes :

- interdiction de mener des activités de fracturation visant l'exploration, la production ou le stockage d'hydrocarbures dans le schiste. Dans un même ordre d'idées, une définition de « schiste » est introduite dans le règlement;
- interdiction de mener des activités de fracturation à moins de 1 000 mètres de la surface du sol, applicable à tous les types d'unités géologiques autres que le schiste;
- interdiction de mener des travaux visant les activités de mise en valeur d'hydrocarbures (à l'exception des levés aériens) à l'intérieur de tout périmètre d'urbanisation en plus d'une zone additionnelle d'une largeur d'un kilomètre l'entourant;

- révision des distances séparatrices liées au positionnement des sondages stratigraphiques et des puits, lesquelles seront doublées pour ce qui est des éléments sensibles. Les éléments sensibles concernent :
 - les bâtiments de moins de trois étages ou ayant une superficie de plancher inférieure ou égale à 10 000 m² pour lesquels la distance séparatrice passe de 150 mètres à 300 mètres;
 - les bâtiments de trois étages ou plus ou ayant une superficie de plancher supérieure à 10 000 m² pour lesquels la distance séparatrice passe de 275 mètres à 550 mètres;
 - les bâtiments où sont offerts des services de garde à l'enfance pour lesquels la distance séparatrice passe de 275 mètres à 550 mètres;
 - les établissements de santé et de services sociaux pour lesquels la distance séparatrice passe de 275 mètres à 550 mètres;
 - les établissements d'enseignement pour lesquels la distance séparatrice passe de 275 mètres à 550 mètres.
- augmentation de la distance séparatrice qui passe de 60 mètres à 100 mètres visant la localisation d'un site d'activité par rapport aux limites d'une aire protégée inscrite au Registre des aires protégées ou d'un parc national;
- précision des conditions visant à considérer la stabilité des sols relativement aux activités réalisées.

3. ANALYSE DES OPTIONS NON RÉGLEMENTAIRES

La Loi sur les hydrocarbures prévoit que le ministre doit prendre des règlements et qu'elle pourra entrer en vigueur par décret à la suite de la prise de ceux-ci.

4. ÉVALUATION DES IMPACTS

4.1. Description des secteurs touchés

Le secteur d'activité touché par le projet de règlement est celui de l'exploration, de la production et du stockage d'hydrocarbures.

Actuellement, au Québec, les activités de mise en valeur des hydrocarbures se concentrent essentiellement en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et dans les basses-terres du Saint-Laurent. Depuis 2010, aucune activité notable de mise en valeur n'a été menée dans les basses-terres du Saint-Laurent. En ce moment, environ 300 permis de recherche détenus par 36 titulaires sont en vigueur au Québec. Les activités qui y sont menées consistent surtout en des travaux

d'exploration et d'acquisition de connaissances, lesquels génèrent moins de cent emplois et quelques millions de dollars en dépenses par année. En outre, aucune activité de production commerciale de pétrole ou de gaz naturel n'est en cours à l'heure actuelle au Québec.

4.2. Coûts pour les entreprises

La présente analyse d'impact réglementaire présente les coûts pour les entreprises à deux niveaux :

- coûts supplémentaires associés aux modifications et à l'introduction des nouvelles interdictions (interdiction de fracturation dans le schiste, interdiction de fracturation à moins de 1 000 mètres de la surface et interdiction de mener des activités de mise en valeur pour des hydrocarbures à l'intérieur de tout périmètre d'urbanisation incluant une zone additionnelle d'un kilomètre l'entourant);
- révision de certains coûts ayant été initialement estimés pour la publication du 20 septembre 2017. En effet, de l'ensemble des commentaires ayant été reçus durant l'exercice de publication des projets de règlements d'application de la Loi sur les hydrocarbures, du 20 septembre au 9 décembre 2017, certaines tendances ont été observées. Ainsi, la presque totalité des acteurs de l'industrie soulignait que les coûts établis dans les analyses d'impacts réglementaires étaient sous-évalués. Conséquemment, la présente analyse d'impact réglementaire propose une mise à jour des coûts estimés de façon à prendre en compte un plus grand nombre de variables que celles qui avaient été retenues initialement.

4.2.1 Coûts directs liés à la conformité aux règles

Fermeture définitive de certains puits

L'interdiction d'utiliser le procédé de stimulation par fracturation dans le schiste et à moins de 1 000 mètres de la surface ainsi que l'interdiction de mener des activités de mise en valeur à l'intérieur des périmètres d'urbanisation de même que dans la zone additionnelle d'une largeur d'un kilomètre les entourant pourront impliquer des coûts directs en termes de dépenses en capital, de location d'équipement ou de dépenses en ressources humaines. En effet, certaines entreprises pourront devoir éventuellement fermer des puits pour lesquels les nouvelles interdictions auront pour effet de compromettre l'intérêt à poursuivre les activités de mise en valeur. Selon les informations disponibles, environ 24 puits pourraient se trouver dans cette situation pour ce qui est du schiste et environ 24 puits pour ce qui est des périmètres d'urbanisation, y compris la zone additionnelle d'une largeur d'un kilomètre les entourant. Cependant, il importe de préciser que ces interdictions n'entraînent pas la nécessité d'une fermeture définitive de ces puits, bien qu'elles puissent être de nature à restreindre toute

possibilité de rentabilité éventuelle de ceux-ci et, conséquemment, des investissements sous-jacents. Enfin, les activités de fermeture définitive incluent par ailleurs la restauration complète des milieux à leur état initial.

Concernant l'évaluation des coûts directs liés à la conformité aux règles de fermeture définitive et de restauration de site, mentionnons que l'étude « *Besoins de main-d'œuvre liés au développement d'une industrie d'exploitation des hydrocarbures au Québec* », réalisée en 2015 par la firme KPMG dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique globale sur les hydrocarbures, proposait certaines estimations à l'égard de ces activités. Ainsi, le coût moyen pour le forage d'un puits sans fracturation dans les basses-terres du Saint-Laurent est évalué à 4,9 M\$ alors qu'il est évalué à 8,2 M\$ pour le forage d'un puits avec fracturation. Dans tous les cas, les coûts associés à la fermeture d'un puits et à la restauration du site sont estimés à 180 000 \$.

Autres modifications

L'encadrement actuellement en vigueur découlant de la Loi sur les mines requière notamment la démonstration que les travaux soient réalisés conformément aux règles de l'art, et ce, de manière à assurer la sécurité des personnes et des biens, de l'environnement ainsi que la pérennité de la ressource. Ainsi, les nouvelles exigences découlant de la Loi sur les hydrocarbures représentent davantage une confirmation de ces principes et mesures techniques qu'une charge supplémentaire pour la conformité des entreprises.

Néanmoins, et comme il est précisé dans la publication initiale du 20 septembre 2017, les coûts réglementaires directs liés à la conformité aux règles introduites dans le présent projet de règlement concernent essentiellement les éléments suivants :

- les appareils de forage utilisés doivent être certifiés selon les pratiques recommandées applicables publiées par la Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors, le cas échéant;
- la tête de puits ou le système anti-éruption doivent être choisis et conçus conformément aux Industry Recommended Practices, IRP : # 3 « in Situ Heavy Oil Operations » et IRP : # 5 « Minimum Wellhead Requirements », publiées par le Drilling and Completion Committee et être conformes à la norme CSA Z625, « Well design for petroleum and natural gas industry systems », à l'exception d'une tête de puits de stockage qui doit être conforme à la norme CSA Z341, « Storage of hydrocarbons in underground formations », publiée par l'Association canadienne de normalisation;
- 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 prévues 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 tous fluides de forage et les fluides de chasse utilisés et leurs propriétés sont conformes au guide IRP # : 25, « Primary Cementing » publié par le *Drilling and Completion Committee*;
- le dépôt d'un programme de centralisation des tubages conforme au guide IRP # : 25, « Primary Cementing » publié par le *Drilling and Completion Committee*;
- le dépôt d'un programme de cimentation, notamment des espaces annulaires de chacune des colonnes de tubage conforme au guide IRP # : 25, « Primary Cementing » publié par le *Drilling and Completion 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'Industry Recommended Practice, IRP : # 24 « Fracture stimulation », publiée par le *Drilling and Completion Committee*.

Puisque l'application des « règles de l'art » ou des « meilleures pratiques généralement reconnues » a toujours été explicite dans l'encadrement de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures, le Ministère avait évalué, de manière prudente, que la confirmation de telles normes pourrait avoisiner les 4 000 \$ par demande d'autorisation d'activité, en termes de ressources humaines affectées, soit un ingénieur type d'une petite ou moyenne entreprise ayant une rémunération de 100 \$ de l'heure, pour ainsi s'assurer du respect et de la connaissance complète de ces normes par ailleurs largement utilisées par l'industrie. Le Ministère conserve cette estimation pour cette raison.

Finalement, à l'égard des conditions d'exercice d'une autorisation de fracturation, le suivi microsismique implicitement requis pour le suivi de la stabilité des sols exigé dans le cadre des conditions d'octroi n'avait initialement pas été considéré dans les coûts directs de conformité aux règles. Puisque ces coûts peuvent être de l'ordre d'au moins 10 000 \$ par autorisation de fracturation, ceux-ci ont été ajoutés conséquemment.

TABEAU 1

Coûts directs liés à la conformité aux règles pour les puits devant être fermés définitivement, de même que pour une autorisation d'activité type d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures (ex. : autorisation de fracturation)

(en dollars)

	Période d'implantation (coûts non récurrents)	Années subséquentes (coûts annuels récurrents)
Coûts directs liés à la conformité aux règles (jusqu'à 48 puits à fermer définitivement au coût moyen de 180 000 \$)	≤ 8 640 000 \$	-
Coûts de location d'équipement pour le suivi microsismique (pour une autorisation d'activité de fracturation)	10 000 \$	-
Dépenses en ressources humaines pour le suivi et la confirmation de l'application des normes techniques prévues au règlement (consultants, employés et gestionnaires, etc.)	4 000 \$	4 000 \$
TOTAL DES COÛTS DIRECTS LIÉS À LA CONFORMITÉ AUX RÈGLES	≤ 8 654 000 \$	4 000 \$

4.2.2 Coûts directs liés aux formalités administratives

Les modifications proposées par le présent projet de règlement n'ajoutent aucune formalité supplémentaire par rapport au projet de règlement qui a été publié dans la *Gazette officielle du Québec* le 20 septembre 2017.

Toutefois, une mise à jour des estimations de coûts est présentée sur la base de nouvelles variables et des commentaires obtenus.

Comme le précisait l'analyse d'impact réglementaire initialement publiée, l'essentiel des coûts attribuables au présent projet de règlement concerne ceux liés aux formalités administratives supplémentaires par rapport à l'encadrement actuel découlant de la Loi sur les mines.

Les hypothèses de calcul utilisées concernant les coûts des formalités sont celles qu'emploie le MERN pour suivre les formalités reconduites du précédent encadrement depuis 2004.

Considérant l'introduction de nombreuses bonifications quant aux documents qui doivent être transmis au ministre, une majoration initiale avait été apportée aux formalités principalement touchées. À la suite de l'exercice de publication du 20 septembre 2017 des projets de règlements d'application de la Loi sur les hydrocarbures, la presque totalité des acteurs de l'industrie a souligné que les coûts établis dans les analyses d'impacts réglementaires étaient sous-évalués. Le Ministère donne suite à certains commentaires et rehausse les estimations suivantes :

- pour la demande d'autorisation de levé géophysique ou géochimique, les coûts antérieurement évalués à 3 500 \$ (35 heures x 100 \$/heure) et

- majorés à 4 000 \$ (40 heures x 100 \$/heure), pour l'année d'implantation, sont maintenant évalués à 10 000 \$;
- 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 heures x 100 \$/heure) et majorés à 4 000 \$ (40 heures x 100 \$/heure), pour l'année d'implantation, sont maintenant évalués à 20 000 \$;
 - pour la demande d'autorisation de forage, de complétion et de reconditionnement, les coûts antérieurement évalués à 3 500 \$ (35 heures x 100 \$/heure) et majorés à 5 000 \$ (50 heures x 100 \$/heure), pour l'année d'implantation, sont maintenant évalués à 20 000 \$. Ces coûts comprennent également le dépôt du plan de fermeture définitive de puits ou de réservoir et de restauration de site lors du forage;
 - pour la demande d'autorisation de fracturation, les coûts antérieurement évalués à 3 500 \$ (35 heures x 100 \$/heure) en tant qu'activité de complétion et majorés à 5 000 \$ (50 heures x 100 \$/heure), pour l'année d'implantation, sont maintenant évalués à 30 000 \$. En effet, considérant notamment le dépôt d'un programme de surveillance des paramètres de fracturation, d'une évaluation de la propagation des fractures et du potentiel de communication aux trous de forage avoisinant, ainsi qu'un plan de surveillance permettant de détecter tout séisme de magnitude supérieure à 2.0 sur l'échelle de M_w (Richter), l'autorisation de fracturation se distingue ainsi de celles de sondage stratigraphique, de forage, de complétion ou de reconditionnement;
 - pour la demande d'autorisation de fermeture temporaire ou définitive de puits ou de réservoir, les coûts antérieurement évalués à 1 400 \$ (14 heures x 100 \$/heure) et majorés à 4 000 \$ (40 heures x 100 \$/heure), pour l'année d'implantation, sont également bonifiés à 20 000 \$, telles les autorisations de sondage stratigraphique, de forage, de complétion ou de reconditionnement;
 - de manière générale, les coûts associés à toute demande de modification des programmes techniques accompagnant les autorisations d'activités, antérieurement évalués à 1 400 \$ (14 heures x 100 \$/heure) et majorés à 2 000 \$ (20 heures x 100 \$/heure), pour l'année d'implantation, sont maintenant évalués à 5 000 \$;
 - les rapports de fin de travaux pour chaque activité, antérieurement évalués à 3 500 \$ (35 heures x 100 \$/heure) et majorés à 4 000 \$ (40 heures x 100 \$/heure), pour l'année d'implantation, sont maintenant évalués à 5 000 \$;
 - les rapports d'inspection annuelle de puits fermés temporairement sont pour leur part évalués et maintenus à 1 000 \$ par année.

En ce qui concerne les coûts associés aux formalités issues du programme de sécurité et d'engagement devant accompagner chaque demande d'autorisation d'activité, soit essentiellement les mesures d'atténuation à mettre en place, le plan d'intervention d'urgence et le plan de communication, une première évaluation avait été produite dans le cadre de l'analyse d'impact réglementaire accompagnant le projet de modification du Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains, en juin 2015. Ces coûts étaient évalués, pour ces documents, à 5 000 \$ pour l'année d'implantation, et à 1 000 \$ par année subséquente. Le Ministère conserve cette évaluation.

TABLEAU 2

Coûts liés aux formalités administratives pour une autorisation d'activité type d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures (ex. : autorisation de fracturation)

(en dollars)

	Période d'implantation (coûts non récurrents)	Années subséquentes (coûts récurrents)
Coûts de production, de gestion et de transmission des rapports, des enregistrements, des registres et des formulaires d'autorisation		
- Demande d'autorisation (incluant le programme de sécurité et d'engagement)	35 000 \$	1 000 \$
- Demande de modification du programme technique	5 000 \$	
- Rapport de fin de travaux	5 000 \$	
TOTAL DES COÛTS LIÉS AUX FORMALITÉS ADMINISTRATIVES	45 000 \$	1 000 \$

4.2.3 Coûts directs liés aux manques à gagner

Il importe de préciser qu'il n'existe actuellement au Québec aucune production commerciale d'hydrocarbures et donc aucune entreprise disposant d'un chiffre d'affaires associé à la vente d'hydrocarbures extraits de puits existants. En effet, les connaissances géologiques du potentiel du territoire québécois en matière d'hydrocarbures sont encore peu avancées (OU sont encore fragmentaires) et demeurent, dans la majorité des cas, à être évaluées et confirmées.

De plus, l'interdiction d'utiliser le procédé de stimulation par fracturation dans le schiste se traduira par un manque à gagner pour les entreprises qui ont engagé par le passé des dépenses, dans le respect de la réglementation qui était alors en vigueur, et qui verront disparaître l'intérêt économique de leurs projets. Ces entreprises perdront donc leurs investissements réalisés par le passé. Il en est de

même pour les travaux réalisés en territoire urbain (incluant la zone additionnelle d'un kilomètre les entourant).

Il existe actuellement au Québec environ 48 puits touchés par ces mesures (soit près de 24 dans le schiste et 24 dans un périmètre urbain incluant la zone d'un kilomètre les entourant). Outre le forage de puits, d'autres travaux d'exploration afférents peuvent avoir été réalisés (sondages stratigraphiques, levés divers, etc.).

Comme il est précisé plus haut dans cette section, l'étude « *Besoins de main-d'œuvre liés au développement d'une industrie d'exploitation des hydrocarbures au Québec* », réalisée en 2015 par la firme KPMG dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique globale sur les hydrocarbures, a été utilisée comme base de référence à l'égard des coûts associés au forage de puits.

Puisque chaque titulaire de permis de recherche d'hydrocarbures actuellement actif au Québec dispose d'une situation différente quant aux investissements faits sur ses permis, les décisions d'affaires pouvant être prises à la suite de l'entrée en vigueur du présent projet de modifications législatives demeurent à être confirmées.

TABLEAU 3

**Coûts directs liés aux manques à gagner
(en millions de dollars)**

	Période d'implantation	Années subséquentes	Total
Manques à gagner (24 puits PU+1 km au coût de 4,9 M\$ chacun et 24 puits visant le schiste au coût de 8,2 M\$ chacun)	314,4	0	314,4
TOTAL DES COÛTS POUR LES ENTREPRISES	314,4	0	314,4

4.2.4 Synthèse des coûts pour les entreprises

TABLEAU 4

**Synthèse des coûts pour les entreprises
(en dollars)**

	Période d'implantation (coûts non récurrents)	Années subséquentes (coûts récurrents)
Coûts directs liés à la conformité aux règles	≤ 8 654 000 \$	4 000 \$
Coûts liés aux formalités administratives (pour une autorisation d'activité type, par exemple la fracturation)	45 000 \$	1 000 \$
Manques à gagner	314 400 000 \$	0 \$

TOTAL DES COÛTS POUR LES ENTREPRISES	323 099 000 \$	5 000 \$
---	-----------------------	-----------------

4.3. Économies pour les entreprises

Les modifications apportées n'engendrent aucune économie pour les entreprises.

4.4. Synthèse des coûts et des économies

TABLEAU 6

Synthèse des coûts et des économies pour une autorisation d'activité type d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures (ex. : autorisation de fracturation)

(en dollars)

	Période d'implantation (coûts et économies non récurrents)	Années subséquentes (coûts et économies récurrents)
Total des coûts pour les entreprises	323 099 000 \$	5 000 \$
Total des économies pour les entreprises	0 \$	0 \$
COÛT NET POUR LES ENTREPRISES	323 099 000 \$	5 000 \$

4.5 Hypothèses utilisées pour l'estimation des coûts et des économies

Les hypothèses de calcul utilisées concernant les coûts des formalités sont celles auxquelles le MERN a recours pour suivre les formalités reconduites du précédent encadrement depuis 2004.

Cependant, la presque totalité des acteurs de l'industrie qui ont participé à l'exercice de publication des projets de règlements d'application de la Loi sur les hydrocarbures, du 20 septembre au 9 décembre 2017, soulignait la sous-évaluation des coûts établis dans les analyses d'impacts réglementaires initialement publiées le 20 septembre 2017. Le Ministère a donc procédé à des réévaluations de ces coûts sur la base des commentaires formulés.

En outre, l'étude « *Besoins de main-d'œuvre liés au développement d'une industrie d'exploitation des hydrocarbures au Québec* », réalisée en 2015 par la firme KPMG dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique globale

sur les hydrocarbures, proposait certaines estimations à l'égard des coûts associés au forage d'un puits et à sa fermeture.

Enfin, dans certains cas, aux sommes qui ont été calculées devraient s'ajouter les dépenses indirectes ainsi que les dépenses concernant les travaux d'exploration, autres que pour le forage de puits, réalisés à l'intérieur d'un périmètre d'urbanisation incluant une zone additionnelle l'entourant d'une largeur d'un kilomètre, ou pour un projet visant la production d'hydrocarbures dans le schiste à l'aide de stimulation par fracturation. À l'inverse, de ces montants devraient être déduits les actifs d'exploration qui ont déjà été radiés des états financiers des sociétés et les montants d'aide financière ou avantages fiscaux reçus de la part des titulaires pour mener les travaux (par exemple le crédit d'impôt relatif aux ressources qui atteint généralement 28 % pour ces travaux). Considérant l'absence de données valables sur ces autres dépenses d'exploration, sur les actifs radiés et sur les déductions fiscales obtenues, l'hypothèse selon laquelle leurs effets s'annulaient a été retenue.

4.6. Consultation des parties prenantes

La période de publication du projet de règlement à la *Gazette officielle du Québec* du 20 septembre au 9 décembre 2017 a permis d'obtenir plusieurs informations et commentaires des parties prenantes ayant participé à l'exercice. Ces parties prenantes ont inclus des citoyens et des groupes de citoyens, des municipalités, des titulaires de droits, des autorités, des parlementaires, différents groupes d'intérêts, des organismes, des ministères du gouvernement du Québec, des chercheurs et des Premières Nations.

Bien que les mémoires déposés dans le cadre d'une publication réglementaire dans la *Gazette officielle du Québec* soient soumis à certaines restrictions en vertu de la Loi sur l'accès aux documents des organismes publics et sur la protection des renseignements personnels, de plus amples détails peuvent être obtenus sur le site Web du Ministère dans la section portant sur l'accès à l'information (voir la demande 18-02/041-N)¹.

Les informations et commentaires obtenus ont permis de revoir plusieurs hypothèses de coûts. De plus, depuis l'automne 2017, le Ministère a peaufiné la modélisation des coûts, ce qui lui a permis d'apporter des modifications et des bonifications à plusieurs hypothèses de coûts.

¹ [en ligne] <https://mern.gouv.qc.ca/ministere/acces/document-diffuses-systematiquement/documents-transmis/>

La majorité des modifications apportées au projet de règlement par rapport à la première version du projet de règlement qui avait fait l'objet de la publication de septembre 2017 donne suite à :

- des commentaires obtenus des parties prenantes au cours de la période de publication;
- l'obtention de nouvelles informations permettant de mieux préciser certains coûts.

4.7 Autres avantages, bénéfiques et inconvénients de la solution projetée

Le Ministère ne recense aucun avantage, bénéfique ou inconvénient de la solution projetée autre que ceux ayant été énoncés précédemment dans le présent document.

4.8. Appréciation de l'impact anticipé sur l'emploi

Les modifications apportées au projet de Règlement sur les activités d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures en milieu terrestre, par rapport à la première version du projet de règlement qui avait fait l'objet de la publication de septembre 2017, pourraient avoir un impact défavorable sur l'emploi, entraînant possiblement la perte de quelques emplois liés à la gestion des projets qui visent l'exploration et l'exploitation de gaz de schiste à l'aide de méthodes de production utilisant la fracturation. Le nombre d'emplois liés à ces projets est toutefois limité, et ce, considérant que le gouvernement a adopté en 2011 la Loi limitant les activités pétrolières et gazières et qu'il a resserré certaines règles d'octroi de certificats environnementaux, de telle sorte que les travaux d'exploration dans le schiste sont essentiellement suspendus sur l'ensemble du territoire québécois.

√ Appréciation	Nombre d'emplois touchés
Impact favorable sur l'emploi (création nette globale d'emplois au cours des 3 à 5 prochaines années pour le ou les secteurs touchés)	
	500 ou plus
	100 à 499
√	1 à 99
Aucun impact	
	0

Impact défavorable (perte nette globale d'emplois au cours des 3 à 5 prochaines années pour le ou les secteurs touchés)	
√	1 à 99
	100 à 499
	500 ou plus
Analyse et commentaires :	
<p>L'ensemble des 304 permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoirs souterrains actuellement en vigueur sont détenus par 36 titulaires et cotitulaires. Selon l'information inscrite au registre des entreprises, ces titulaires et cotitulaires déclaraient, lors de leur dernière déclaration annuelle, entre 49 et 104 salariés au Québec. En termes d'emplois, l'industrie d'exploration et d'exploitation pétrolière et gazière repose sur une forte intensité capitalistique par rapport à plusieurs autres secteurs économiques.</p> <p>Selon l'étude « <i>Besoins de main-d'œuvre liés au développement d'une industrie d'exploitation des hydrocarbures au Québec</i> » réalisée en 2015 par la firme KPMG dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique globale sur les hydrocarbures, la réalisation d'un forage dans les basses-terres du Saint-Laurent (incluant l'étape de fracturation) génère en moyenne 13 emplois directs et 6 emplois indirects en équivalents annuels. Par comparaison, pour la région de la Gaspésie, la réalisation d'un forage (sans fracturation) génère en moyenne 9 emplois directs et 4 emplois indirects en équivalents annuels.</p> <p>Par contre, lorsqu'il s'agit de la fermeture définitive d'un puits de forage et de la restauration du site, cette même étude évalue qu'il est généré près d'un demi-emploi direct (temps partiel) et un tiers d'emploi indirect (temps partiel) pour les basses-terres du Saint-Laurent et la Gaspésie pour la durée des activités.</p> <p>Donc, à court terme, pour la fermeture définitive des 24 puits actuellement en périmètre urbain (ce qui inclut une zone additionnelle les entourant d'une largeur d'un kilomètre) et pour la restauration des sites touchés, une demande d'environ 14 emplois directs et 9 emplois indirects pourrait être générée.</p> <p>Cependant, la nature des interdictions introduites pourra, pour certains projets d'exploration, représenter la perte de perspectives d'emplois saisonniers, voire la rentabilité ou la récupération optimale de la ressource pour d'éventuels développements futurs. Ces impacts négatifs sur l'emploi, considérant les connaissances actuelles limitées du potentiel en hydrocarbures des régions géologiques du Québec, demeureront selon nos estimations en deçà des 99 emplois directs visés par cette catégorie.</p>	

5. PETITES ET MOYENNES ENTREPRISES (PME)

Le projet de règlement proposé établit les mêmes exigences, peu importe 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 généralement reconnues pour l'ensemble des activités d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures ainsi que de construction ou d'utilisation d'un pipeline, le gouvernement doit veiller à ce que toutes les entreprises aient à respecter les mêmes dispositions législatives et modalités réglementaires, de même que les mêmes normes et meilleures pratiques généralement reconnues applicables.

6. COMPÉTITIVITÉ DES ENTREPRISES

Le projet de règlement n'a aucun effet négatif sur le commerce avec les partenaires économiques du Québec.

Le projet de règlement vise à limiter ou à mieux circonscrire l'encadrement des activités d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures qui seront permises sur le territoire du Québec. Il permettra de maximiser la protection de l'environnement, des personnes et des biens tout en maintenant une possible exploitation limitée de la ressource en conformité avec la Politique énergétique 2030.

Cependant, ces interdictions pourraient entraîner un effet négatif sur la compétitivité des entreprises au Québec, et ce, par rapport aux autres provinces canadiennes ou aux États américains par exemple. En effet, l'utilisation de la fracturation pour la recherche d'hydrocarbures dans le schiste ou à moins de 1 000 mètres de la surface représente une technique souvent utilisée dans ces provinces ou États pour favoriser la faisabilité d'un projet d'exploration ou de production. Ainsi, certains projets pourraient ne pas se poursuivre ou encore voir le jour dans le contexte de ces interdictions.

Concernant l'interdiction de mener des activités d'exploration ou d'exploitation d'hydrocarbures à l'intérieur de périmètres d'urbanisation (ce qui inclut une zone additionnelle les entourant d'une largeur d'un kilomètre), ces impacts s'avèrent plus limités à l'égard de la compétitivité des entreprises et ne sont pas de nature à modifier significativement l'environnement d'affaires de cette industrie au Québec.

7. COOPÉRATION ET HARMONISATION RÉGLEMENTAIRES

Les interdictions proposées par le projet de règlement ne sont pas issues d'une démarche d'harmonisation législative ou réglementaire avec les principaux partenaires commerciaux du Québec et constituent une réponse aux préoccupations citoyennes et municipales formulées dans le cadre de l'étude du

projet de loi sur les hydrocarbures et de la publication des projets de règlements d'application dans la *Gazette officielle du Québec*.

Par exemple, bien que certaines provinces canadiennes (Nouveau-Brunswick) et certains États américains suspendent ou interdisent la fracturation, la réduction de cette interdiction du schiste seulement demeurera propre au Québec.

À l'égard de l'interdiction de mener des activités d'exploration ou d'exploitation d'hydrocarbures à l'intérieur de périmètres d'urbanisation (incluant une zone additionnelle les entourant d'une largeur d'un kilomètre), le Québec fera également figure d'exception en Amérique du Nord, et ce, dans un objectif de maximiser la sécurité des personnes et des biens et la protection de l'environnement, notamment les ressources en eau ainsi que l'acceptabilité des projets.

Néanmoins, certaines dispositions du projet de règlement ont été harmonisées avec les normes et la nomenclature en usage dans les provinces ayant un encadrement législatif et réglementaire en matière d'hydrocarbures ainsi qu'à l'échelle fédérale. Cette harmonisation permet de s'assurer que la réglementation du Québec s'inscrit dans une cohérence interprovinciale.

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 des hydrocarbures non conventionnels de France. Le cadre juridique existant à Terre-Neuve-et-Labrador a aussi été analysé et pris en considération.

Les instances de référence présentant des environnements physiques semblables à ceux du Québec qui ont été analysées pour établir les meilleures pratiques pour le milieu terrestre sont, notamment, l'Alberta, la Colombie-Britannique, la Grande-Bretagne, le Nouveau-Brunswick ainsi que les États de New York, de l'Ohio, de l'Oklahoma et du Texas.

Les meilleures pratiques des cinq organismes indépendants ou associations industrielles suivants ont aussi été analysées :

- Canadian Association of Petroleum Producers;
- American Petroleum Institute;
- The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry;
- State Oil and Gas Regulatory Exchange;
- Interstate Oil and Gas Compact Commission.

Les études réalisées dans le cadre du chantier sur les aspects techniques de l'EES sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures et celle propre à l'île d'Anticosti ont

permis d'obtenir de l'information sur les meilleures pratiques à appliquer ainsi que les risques géologiques au Québec. La synthèse des analyses des meilleures pratiques concernant chacun des enjeux techniques abordés dans le projet de règlement se trouve dans le document de consultation sur les EES. En outre, les rapports finaux des EES sont venus alimenter les réflexions finales sur les modifications réglementaires proposées.

8. FONDEMENTS ET PRINCIPES DE BONNE RÉGLEMENTATION

La majorité des modifications apportées au projet de règlement donne suite à des commentaires obtenus des parties prenantes (grand public, ministères, organismes, entreprises, toute personne intéressée) au cours de la période de publication des projets de règlements de l'automne 2017.

Ces modifications répondent aux orientations gouvernementales et aux préoccupations des citoyens et des municipalités qui ont été clairement définies, à la suite des consultations des parties prenantes.

9. 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 ce, en maximisant la protection de l'environnement, des personnes et des biens.

10. MESURES D'ACCOMPAGNEMENT

Le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles entend proposer des documents d'information, tels que des guides d'application et des lignes directrices lors des étapes de mise en œuvre de la Loi sur les hydrocarbures et de ses règlements d'application.

Bien que le Ministère ne puisse réduire le nombre de formalités issues de la Loi sur les hydrocarbures et de ses règlements d'application, l'établissement d'un système de prestation électronique de services, sous forme de guichet unique, est envisagé au cours de prochaines années.

Le fardeau administratif sera également allégé par l'établissement d'ententes administratives interministérielles (notamment avec le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques et la Régie de l'énergie) afin que les mêmes documents n'aient pas à être déposés plus d'une fois pour une même demande d'autorisation d'activité.

11. PERSONNES-RESSOURCES

Service à la clientèle
Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles
5700, 4^e 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