

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**

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 en provenance des parties prenantes. Avec ces commentaires, le gouvernement a été en mesure de revoir plusieurs aspects du cadre réglementaire afférent initialement proposé.

La nature des modifications étant majeure, celles-ci engendrent une révision complète des impacts initialement estimés en matière 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 hydrique.

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 d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures dans un milieu hydrique étant situé à l'intérieur d'un milieu urbain (incluant une zone additionnelle d'un kilomètre) ainsi que celle de mener des activités de fracturation à partir d'un milieu hydrique, les coûts directs liés à la conformité aux règles sont évalués entre 540 000 \$ et 2 225 000 \$. Quant aux manques à gagner pour les entreprises, ceux-ci sont évalués à un minimum de 24 600 000 \$;
- concernant les coûts estimés pour une autorisation d'activité visant la mise en valeur des hydrocarbures, ceux-ci sont évalués :
 - o pour un levé géophysique ou géochimique, à 24 000 \$ pour l'implantation et à 5 000 \$ par année subséquente;
 - o 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;

- o pour une utilisation de la fracturation, à 59 000 \$ pour l'implantation et à 5 000 \$ par année subséquente;
- o pour une fermeture temporaire de puits, à 39 000 \$ pour l'implantation et à 6 000 \$ par année subséquente (incluant l'inspection annuelle du puits);
- o 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 ayant 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, soit 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 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 et en toute transparence avec 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 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 de son règlement d'application 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 hydrique 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 hydrique. 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 sur les activités d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures en milieu hydrique par rapport à la version ayant fait l'objet de la publication sont les suivantes :

- ajout d'une interdiction de mener toute opération de fracturation dans un puits dont le collet est situé en milieu hydrique;
- ajout d'une interdiction de mener toute opération de fracturation dans le schiste et à moins de 1 000 mètres de la surface du fond de l'eau;
- ajout d'une interdiction d'effectuer un sondage stratigraphique ou de forer un puits dans les eaux navigables listées dans la Loi sur la protection de la navigation (L.R.C. (1985), ch. N-22). Ces eaux incluent :

- le lac Témiscamingue;
 - le lac des Deux Montagnes;
 - le lac Memphrémagog;
 - le lac Saint-Jean;
 - la rivière des Outaouais;
 - le canal de Beauharnois;
 - le canal Lachine;
 - la rivière des Mille Îles;
 - la rivière des Prairies;
 - la rivière Richelieu;
 - la rivière Saint-Maurice;
 - la rivière Saguenay;
 - le fleuve Saint-Laurent;
- ajout d'une 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 localisé en tout ou en partie en milieu hydrique 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 sont 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 à 100 mètres de la distance séparatrice de 60 mètres visant la localisation des équipements sur un site d'activité en milieu hydrique par rapport aux limites d'une aire protégée inscrite au Registre des aires protégées ou d'un parc national.

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. 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.

En ce qui a trait spécifiquement au milieu hydrique, une dizaine de permis d'exploration ont été délivrés entre 1996 et 1997 dans le golfe du Saint-Laurent, dont deux concernent la structure géologique Old Harry au large des Îles-de-la-Madeleine. Ces permis sont détenus depuis plusieurs années et aucun travail d'exploration n'a été réalisé à ce jour. En effet, en raison du différend fédéral-provincial en ce qui a trait au statut constitutionnel du golfe du Saint-Laurent, ces permis ont été suspendus en 1999 et un moratoire sur la délivrance de nouveaux permis de recherche en milieu marin québécois a été établi jusqu'à ce qu'un cadre législatif et réglementaire adéquat soit mis en place.

Pour ce faire, le gouvernement du Québec a conclu, en mars 2011, l'Accord entre le gouvernement du Canada et le gouvernement du Québec sur la gestion conjointe des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent. En juin 2015, les gouvernements du Québec et du Canada ont déposé des projets de lois miroirs devant leur assemblée respective afin de mettre en œuvre cet accord. Le projet de loi fédéral est toutefois mort au feuillet en raison du déclenchement des élections fédérales à l'automne 2015. Ce projet de loi devra être à nouveau déposé afin de reprendre son cheminement législatif.

Mentionnons également que la Loi limitant les activités pétrolières et gazières est venue introduire en 2011 une interdiction permanente de mener des activités pétrolières et gazières dans la partie du fleuve Saint-Laurent située en amont de l'île d'Anticosti et sur les îles se trouvant dans ce secteur.

Ailleurs au Québec, aucun projet ne vise spécifiquement la mise en valeur d'hydrocarbures en milieu hydrique. En effet, pour atteindre la ressource étant située en deçà d'un milieu hydrique, il demeure plus simple techniquement et surtout moins coûteux d'accéder à celle-ci à partir du milieu terrestre avoisinant, et ce, en évitant de traverser ce milieu hydrique et en passant sous celui-ci. Toutefois, certains projets situés en milieu terrestre pourraient éventuellement nécessiter des travaux en milieu hydrique.

4.2. Coûts pour les entreprises

La présente analyse d'impact réglementaire présente les coûts pour les entreprises sous deux angles :

- coûts supplémentaires associés aux modifications et à l'introduction des nouvelles interdictions (interdiction de toute forme de fracturation dans un milieu hydrique 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, dans 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. Notamment, la presque totalité des intervenants de l'industrie soulignaient que les coûts établis dans les analyses d'impact réglementaire 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 de mener des activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures à l'intérieur des périmètres d'urbanisation, ainsi que dans la zone additionnelle d'une largeur d'un kilomètre les entourant, pourrait impliquer des coûts directs relatifs aux dépenses en capital, à la location d'équipement ou aux dépenses en ressources humaines. En effet, certaines entreprises pourraient devoir fermer des puits parce que les nouvelles interdictions auraient pour effet de compromettre l'intérêt de poursuivre les activités de mise en valeur.

Selon les informations disponibles, trois puits forés en milieu hydrique et étant situés également à l'intérieur de périmètres d'urbanisation, incluant la zone additionnelle d'une largeur d'un kilomètre les entourant, ne sont pas fermés définitivement. Bien qu'il importe de préciser que ces interdictions n'entraînent pas la nécessité d'une fermeture définitive de ces puits, celles-ci pourront être de nature à restreindre toute possibilité de rentabilité et compromettre les investissements antérieurs sous-jacents.

Concernant l'évaluation des coûts directs liés à la conformité aux règles de fermeture définitive et de restauration de site, mentionnons que l'étude intitulée *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, les coûts associés à la fermeture d'un puits et à la restauration du site sont estimés à 180 000 \$. Toutefois, selon les experts consultés, les coûts de fermeture pour un puits en milieu hydrique peuvent parfois être grandement supérieurs à ce montant. Ainsi, le tableau 1 présente une fourchette de coûts de 180 000 \$ à 750 000 \$, considérant que les puits visés par l'interdiction de mener des activités dans un milieu hydrique situé à l'intérieur d'un périmètre d'urbanisation (incluant une zone additionnelle d'un kilomètre) ne sont pas localisés en milieu marin ou extracôtier.

Quant à l'interdiction de mener toute opération de fracturation dans un puits dont le collet est situé en milieu hydrique, celle-ci n'entraîne aucun coût direct lié à la conformité aux règles. Il en est de même pour l'augmentation de certaines distances séparatrices proposée par le présent projet de règlement.

En ce qui a trait aux coûts directs liés à la conformité aux règles pour une autorisation d'activité en milieu hydrique, précisons que l'encadrement actuellement en vigueur découlant de la Loi sur les mines requiert notamment la démonstration que les travaux sont 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 plutôt qu'une charge supplémentaire pour la conformité des entreprises.

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

- les appareils de forage utilisés devant 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 devant 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 les 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.

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 conservatrice, que la confirmation de telles normes pourrait avoisiner 4 000 \$ par demande d'autorisation d'activité, en matière de ressources humaines spécialisées, correspondant à un ingénieur type d'une petite ou moyenne entreprise ayant une rémunération de 100 \$ l'heure, pour ainsi s'assurer du respect et de la connaissance complète de ces normes étant par ailleurs largement utilisées par l'industrie. Le Ministère conserve cette estimation pour cette raison.

Le Ministère tient également à préciser que la certification de conformité requise pour chacune des installations de forage, de plongée et d'habitation en milieu hydrique (principalement pour le milieu marin) n'implique aucun coût de conformité

aux règles supplémentaire puisque ce type d'installation est actuellement réglementé au niveau fédéral, de même qu'au niveau des provinces de Terre-Neuve-et-Labrador et de la Nouvelle-Écosse.

TABLEAU 1

Coûts directs liés à la conformité aux règles
(en dollars)

	Période d'implantation (coûts non récurrents)	Années subséquentes (coûts récurrents)
Fermeture définitive de trois puits situés en milieu hydrique et à l'intérieur de périmètres d'urbanisation incluant une zone additionnelle d'un kilomètre (coûts de 180 000 \$ à 750 000 \$)	540 000 \$ à 2 225 000 \$	—
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	544 000 \$ à 2 229 000 \$	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 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 dont le MERN s'est servi pour suivre les formalités reconduites du précédent encadrement depuis 2004.

Considérant l'introduction de nombreuses bonifications quant aux documents devant être transmis au ministre, une majoration initiale avait été apportée aux formalités étant principalement affectées. 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 intervenants de l'industrie ont souligné que les coûts établis dans les analyses d'impact réglementaire étaient sous-évalués. Conséquemment, le Ministère donne suite à certains commentaires et rehausse les estimations suivantes :

- pour la demande d'autorisation de levé géophysique, 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, se voient 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; ils se voient 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, se voient 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 avoisinants, ainsi que d'un plan de surveillance permettant de détecter tout séisme de magnitude supérieure à 2,0 sur l'échelle de Richter, l'autorisation de fracturation se distingue 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, se voient également bonifiés à 20 000 \$, comme pour 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, se voient 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.

Concernant 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 devant être mises 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 forage)
(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)	25 000 \$	1 000 \$
- Demande de modification du programme technique	5 000 \$	
- Rapport de fin de travaux	5 000 \$	
TOTAL DES COÛTS LIÉS AUX FORMALITÉS ADMINISTRATIVES	35 000 \$	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 documentées et demeurent, dans la majorité des cas, à être évaluées et confirmées.

L'interdiction de réaliser des travaux d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures dans un milieu hydrique situé à l'intérieur d'un périmètre urbain (incluant une zone additionnelle les entourant d'une largeur d'un kilomètre) se

traduira par un manque à gagner pour les entreprises qui ont engagé par le passé des dépenses en conformité avec 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 existe actuellement au Québec trois puits touchés par cette mesure. Outre le forage de puits, d'autres travaux d'exploration afférents peuvent avoir été réalisés (sondages stratigraphiques, levés divers, etc.).

TABLEAU 3

Manques à gagner
(en dollars)

	Période d'implantation (coûts non récurrents)	Années subséquentes (coûts récurrents)
3 puits à un minimum de 8,2 M\$ chacun	> 24 600 000 \$	0 \$
TOTAL DES MANQUES À GAGNER	> 24 600 000 \$	0 \$

4.3. Économies pour les entreprises

Les modifications proposées n'entraînent aucune économie pour les entreprises.

4.4. Synthèse des coûts et des économies

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	544 000 \$ à 2 229 000 \$	—
Coûts liés aux formalités administratives pour une autorisation d'activité type (ex. : autorisation de forage)	35 000 \$	1 000 \$
Manques à gagner	24 600 000 \$	-
TOTAL DES COÛTS POUR LES ENTREPRISES	25 144 000 \$ à 26 829 000 \$	-

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

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

Cependant, la presque totalité des intervenants de l'industrie ayant 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, soulignaient la sous-évaluation des coûts établis dans les analyses d'impact réglementaire 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 intitulée *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. Cette étude ne présentait toutefois pas de coût spécifiquement pour des forages en milieu hydrique, mais limitait son analyse à une estimation pour un forage standard en milieu terrestre (4,9 M\$) et pour un forage en milieu terrestre avec fracturation (8,2 M\$). Bien qu'il soit reconnu qu'un forage en milieu hydrique nécessite des coûts généralement supérieurs, les estimations présentées dans ce document ont utilisé le chiffre de 8,2 M\$.

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. 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 aides financières 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, une hypothèse a été retenue selon laquelle leurs effets s'annuleraient.

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 juridictions, des parlementaires, différents groupes d'intérêts, des organismes, des ministères du gouvernement du Québec, des chercheurs et des représentants 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 Internet 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 sa modélisation des coûts, ce qui lui a permis d'apporter des modifications et des bonifications à plusieurs hypothèses.

La majorité des modifications apportées au projet de règlement par rapport à la première version 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.

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

4.7. Autres avantages, bénéfices et inconvénients de la solution projetée

Le Ministère ne recense aucun avantage, bénéfice 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 hydrique, par rapport à la première version du projet de règlement qui avait fait l'objet de la publication de septembre 2017, n'auront aucun impact sur l'emploi considérant qu'aucune activité de mise en valeur pour des hydrocarbures n'a actuellement cours en milieu hydrique.

Toutefois, cette interdiction viendra limiter les possibilités quant au développement futur de projets de mise en valeur pour des hydrocarbures, et ce, y compris pour certains projets en milieu terrestre.

√	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 et 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 et plus

5. PETITES ET MOYENNES ENTREPRISES (PME)

Le projet de règlement proposé établit les mêmes exigences pour toutes les entreprises concernées, peu importe leur nature et leur taille. 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 impact 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, les interdictions découlant du projet de règlement 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 juridictions 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 (incluant une zone additionnelle les entourant d'une largeur d'un kilomètre), les 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 se veulent 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 au 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 ainsi que 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'au niveau fédéral. Cette harmonisation permet de s'assurer que la réglementation du Québec s'inscrit dans une cohérence interprovinciale.

Les instances de référence présentant des environnements physiques similaires 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, Terre-Neuve-et-Labrador, la Nouvelle-Écosse ainsi que les États de New York, de l'Ohio, de l'Oklahoma et du Texas.

Les meilleures pratiques développées par les cinq associations industrielles ou organismes indépendants 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 présents au Québec. 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. En outre, les rapports finaux des EES sont venus alimenter les réflexions finales concernant 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.

Elles répondent aux orientations gouvernementales et aux préoccupations de nature citoyenne et municipale ayant 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 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 de la documentation explicative, telle 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 des prochaines années.

La lourdeur du fardeau administratif sera également allégée 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 ainsi que la Régie de l'énergie) afin d'éviter que les mêmes documents soient 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