

# CONSULTATIONS PARTICULIÈRES SUR LE PROJET DE LOI 106

*LOI CONCERNANT LA MISE EN ŒUVRE  
DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE 2030  
ET MODIFIANT DIVERSES DISPOSITIONS  
LÉGISLATIVES*



Mémoire de Repsol Pétrole et Gaz Canada

# TABLE DES MATIÈRES

<b>1. REMARQUES LIMINAIRES</b> .....	<b>4</b>
<b>2. INTRODUCTION</b> .....	<b>5</b>
<b>3. COMMENTAIRES GÉNÉRAUX</b> .....	<b>6</b>
3.1 SIGNAL D'OUVERTURE .....	6
3.2 INCERTITUDE AU SEIN DE L'INDUSTRIE.....	6
3.3 COMPÉTITIVITÉ DU QUÉBEC.....	7
3.4 PRÉVISIBILITÉ DU CADRE LÉGISLATIF ET RÉGLEMENTAIRE .....	11
<b>4. COMMENTAIRES SPÉCIFIQUES</b> .....	<b>12</b>
4.1 DISPOSITIONS TRANSITOIRES.....	12
4.2 LICENCE D'EXPLORATION.....	13
4.2.1 <i>Conditions d'exercice de la licence</i> .....	13
4.2.2 <i>Travaux minimums requis et allocation des crédits</i> .....	13
4.2.3 <i>Découverte importante d'hydrocarbures</i> .....	14
4.2.4 <i>Découverte exploitable d'hydrocarbures</i> .....	14
4.2.5 <i>Période de validité</i> .....	15
4.2.6 <i>Essai de production</i> .....	16
4.2.7 <i>Comités de suivi</i> .....	16
4.2.8 <i>Pouvoir d'expropriation</i> .....	17
4.2.9 <i>Droits annuels</i> .....	17
4.3 LICENCE DE PRODUCTION .....	18
4.3.1 <i>Conditions d'exercice de la licence</i> .....	18
4.3.2 <i>Attribution de la licence</i> .....	18
4.3.3 <i>Redevances</i> .....	19
4.3.4 <i>Droits d'accès au territoire</i> .....	20
4.3.5 <i>Maximisation des retombées économiques</i> .....	21
4.4 FERMETURE TEMPORAIRE ET DÉFINITIVE D'UN PUIS .....	21
4.5 PLAN DE FERMETURE DÉFINITIVE DE PUIS ET DE RESTAURATION DE SITE .....	22
4.6 RESPONSABILITÉ ET MESURES DE PROTECTION .....	23
4.7 PROCESSUS DE MISE AUX ENCHÈRES DES LICENCES.....	24
4.8 AUTORISATION DE RACCORDEMENT.....	24
4.9 TRANSFERTS D'INTÉRÊTS .....	25
<b>5. CONCLUSION</b> .....	<b>26</b>

# SIGLES, ACRONYMES ET ABRÉVIATIONS

\$	dollar
%	pour cent
AER	Alberta Energy Regulator
BAPE	Bureau d'audiences publiques sur l'environnement
BCOGC	British Columbia Oil and Gas Commission
CPTAQ	Commission de protection du territoire agricole du Québec
ÉES	évaluation environnementale stratégique
ÉES GLOBALE	évaluation environnementale stratégique sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures
GES	gaz à effet de serre
GNL	gaz naturel liquéfié
Gpi <sup>3</sup>	milliard de pieds cubes
LOI	Loi sur les hydrocarbures
LQE	Loi sur la qualité de l'environnement
MDDELCC	ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques
MERN	ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles
MRC	municipalité régionale de comté
PÉEIE	procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement
PROJET DE LOI 106	Projet de loi 106 – <i>Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives</i>
RÉGIE	Régie de l'énergie
REPSOL	Repsol Pétrole et Gaz Canada / Repsol Oil & Gas Canada Inc.
TALISMAN	Société d'énergie Talisman inc. / Talisman Energy Inc.

## 1. REMARQUES LIMINAIRES

Par ce mémoire, Repsol donne suite à l'invitation que la Commission parlementaire de l'agriculture, des pêcheries, de l'énergie et des ressources naturelles lui a lancée, afin de recevoir ses observations et commentaires sur le Projet de loi 106 - *Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives* (Projet de loi 106) qui édicte la *Loi sur les hydrocarbures* (Loi).

Avec l'acquisition de la totalité de la Société d'énergie Talisman inc. / Talisman Energy Inc. (Talisman) au début du mois de mai 2015, Repsol, dont le siège social est situé à Madrid en Espagne, est devenue l'une des plus importantes compagnies intégrées dans le domaine des hydrocarbures à l'échelle mondiale, avec une capacité de production de près de 700 000 barils d'équivalent pétrole par jour et une capacité quotidienne de raffinage d'un million de barils de pétrole. Forte d'un effectif de 27 000 employés hautement qualifiés, Repsol opère dans plus de 50 pays, incluant le Canada.

Comptant plus de huit décennies d'expérience dans l'industrie, Repsol figure parmi les organisations mondiales de premier plan qui prônent le développement responsable des hydrocarbures. Nommée meilleure compagnie énergétique mondiale en 2015 par l'agence spécialisée *Platts*, Repsol mène ses activités dans le respect des plus hauts standards de qualité et de sécurité et de manière socialement et écologiquement responsable.

Au pays, Repsol opère sous le nom de Repsol Oil & Gas Canada Inc. (Repsol Pétrole et Gaz Canada). Ses intérêts pétroliers et gaziers sont principalement orientés vers l'exploitation de gaz naturel et d'hydrocarbures liquides dans la grande région d'Edson en Alberta ainsi que la production de pétrole conventionnel et de gaz naturel à forte teneur en liquides dans les régions de Chauvin (Alberta et Saskatchewan) et du Duvernay (Alberta). L'année dernière, la compagnie a investi plus de 350 millions de dollars dans des projets d'exploration et de développement pétroliers et gaziers dans ces régions et prévoit réaliser des investissements similaires cette année.

Dans les maritimes, Repsol est depuis 2009 le partenaire majoritaire (75 %) et l'opérateur de *Canaport LNG* à Saint-John, au Nouveau-Brunswick. Ce terminal de réception et de regazéification de gaz naturel liquéfié (GNL) est le seul opérationnel au Canada à ce jour. Il s'agit de la plus importante installation de stockage de GNL dans la région avec une capacité de stockage de 10 Gpi<sup>3</sup>.

Au Québec, Repsol détient 20 permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoirs souterrains couvrant approximativement 377 000 hectares dans les régions de Lotbinière, du Centre-du-Québec et de la Montérégie. Elle possède aussi onze puits d'exploration gazière dont neuf ont fait l'objet de travaux de fracturation hydraulique.

En détenant des droits pétroliers et gaziers sur plus de 950 000 hectares en Alberta et au Québec et en produisant plus de 60 000 barils d'équivalent pétrole dans l'ouest du pays, Repsol représente un acteur important de l'industrie pétrolière et gazière canadienne. Le présent mémoire est donc fondé sur une vaste expertise de l'industrie

des hydrocarbures à l'échelle mondiale et canadienne de même que sur une connaissance approfondie des enjeux liés à l'exploration gazière au Québec.

## 2. INTRODUCTION

Le Québec possède un certain potentiel en hydrocarbures, notamment en Gaspésie et dans les basses-terres du Saint-Laurent. Au cours des dernières années, l'industrie pétrolière et gazière a tenté de prouver ce potentiel de même que la rentabilité économique de son exploitation.

Il y a près de six ans, des événements ont toutefois ralenti les efforts d'exploration de l'industrie au Québec. Dans certaines régions, dont celle des basses-terres du Saint-Laurent, l'exploration gazière a été suspendue et n'a pas repris depuis.

Bien que la ressource semble être présente, des sommes additionnelles devront être investies dans des programmes d'exploration afin de confirmer le réel potentiel pétrolier et gazier du Québec. Or, les conditions requises pour stimuler de tels investissements ne sont pas au rendez-vous.

Selon le *Global Petroleum Survey 2014* de l'Institut Fraser, l'incertitude quant à la volonté du Québec d'exploiter ses propres hydrocarbures et l'imprévisibilité et l'inefficacité de son régime d'autorisations réduisent considérablement l'attrait de la province aux yeux des investisseurs.

Au cours des derniers mois, le gouvernement du Québec a néanmoins émis certains signaux d'ouverture à l'industrie afin d'encourager les investissements pétroliers et gaziers sur son territoire, dont :

- le dépôt, le 7 avril dernier, de la *Politique énergétique 2030* qui ouvre la porte à une exploitation limitée et responsable des hydrocarbures en sol québécois et qui identifie le gaz naturel comme une source d'énergie de transition profitable pour le Québec;
- le dépôt, le 30 mai dernier, du rapport de l'évaluation environnementale stratégique (ÉES) sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures (ÉES globale) comportant neuf recommandations, afin de favoriser le développement responsable et sécuritaire des hydrocarbures au Québec;
- la présentation, le 7 juin dernier, du Projet de loi 106 - *Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives* qui édicte la *Loi sur les hydrocarbures*;

- l'annonce, le 8 juin dernier, d'un nouveau régime réglementaire permettant d'appliquer les différentes dispositions de la *Loi sur les hydrocarbures*. Selon le ministre, le nouveau régime réglementaire sera composé de quatre règlements :
  - le règlement sur la gestion des licences;
  - le règlement sur les activités relatives au pétrole et au gaz naturel;
  - le règlement sur les redevances; et,
  - le règlement sur les consultations.

En juin dernier, le gouvernement a également sollicité la participation de l'industrie aux consultations particulières portant sur le Projet de loi 106. Par ce mémoire, Repsol donne suite à cette invitation.

Dans les lignes qui suivent, nous exposerons le fruit de notre analyse de la *Loi sur les hydrocarbures* en présentant, tout d'abord, nos commentaires généraux et ensuite nos commentaires spécifiques. Sur la base de notre vaste expérience dans le domaine des hydrocarbures à l'échelle mondiale, nous exposerons également notre vision quant à l'effet que pourrait avoir cette nouvelle législation sur les investissements pétroliers et gaziers au Québec.

## 3. COMMENTAIRES GÉNÉRAUX

### 3.1 Signal d'ouverture

En présentant le Projet de loi 106 qui édicte la *Loi sur les hydrocarbures* en juin dernier, le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles ouvre la porte à une exploitation responsable et limitée d'hydrocarbures en sol québécois.

L'article 1 de la *Loi sur les hydrocarbures* évoque d'ailleurs bien cette ouverture :

*La présente loi a pour objet de 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 gaz à effet de serre établies par le gouvernement.*

En vertu de l'article 80 de cette même loi, nous comprenons également que le ministre ouvre la porte à la mise en valeur des hydrocarbures dits « non conventionnels », notamment le pétrole et le gaz de shale, qui requièrent l'utilisation de la fracturation hydraulique pour être exploités.

### 3.2 Incertitude au sein de l'industrie

Bien que le gouvernement ait envoyé un certain signal d'ouverture à l'industrie en présentant la *Loi sur les hydrocarbures*, celle-ci nous laisse dans l'incertitude à bien des

égards. En effet, près du quart des articles de la loi réfèrent à des règlements qui seront déterminés ultérieurement par le gouvernement. Pour les droits et les obligations du titulaire d'une licence d'exploration, ce sont plus de 75 % des articles de la Loi qui réfèrent à une éventuelle réglementation. Il est donc difficile pour nous d'évaluer avec précision les impacts de la nouvelle loi sur nos activités et nos droits d'exploration au Québec.

De plus, la référence fréquente à une future réglementation génère beaucoup d'incertitude au sein de l'industrie, notamment sur des éléments aussi névralgiques que sont les redevances exigibles et les droits et les obligations des titulaires de licences. Mentionnons que ceux-ci influencent grandement la compétitivité d'une juridiction de même que sa capacité d'attirer des investissements pétroliers et gaziers sur son territoire.

En ce qui a trait aux redevances, seuls les articles 59 et 233 de la *Loi sur les hydrocarbures* précisent des détails, soit (i) l'obligation pour le titulaire d'une licence de production de payer des redevances mensuelles au gouvernement et (ii) l'allocation d'une partie des redevances perçues au *Fonds de transition énergétique*. Ainsi, rien dans la Loi ne permet à l'industrie d'évaluer la compétitivité du futur régime de redevances du Québec avec celle des autres régimes existants. Pourtant, il s'agit du principal critère sur lequel se base une compagnie pour investir dans une juridiction. Ceci est d'autant plus vrai pour une compagnie globale qui possède un portefeuille diversifié à l'échelle mondiale.

D'autre part, la *Loi sur les hydrocarbures* mentionne que les travaux de l'industrie devront être réalisés « en conformité avec les cibles de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) établies par le gouvernement » sans toutefois préciser de critères d'évaluation. Cette affirmation plutôt vague, mais lourde de conséquences, crée beaucoup d'incertitude au sein de l'industrie. Il serait donc important que des critères d'évaluation précis, objectifs et transparents soient présentés dans le Projet de loi 106 afin d'améliorer sa prévisibilité.

Puisque les détails de plusieurs articles clés de la *Loi sur les hydrocarbures* seront déterminés ultérieurement par règlement et que ceux-ci auront des impacts significatifs sur les membres de l'industrie, nous croyons que le gouvernement devrait prévoir des consultations particulières auprès d'eux.

Nous tenons également à souligner que l'incertitude engendrée par la *Loi sur les hydrocarbures* sur plusieurs aspects d'importance ne favorisera pas la réalisation de nouveaux investissements pétroliers et gaziers au Québec. Le gouvernement ne devrait donc pas tarder à rendre publique la réglementation, afin de clarifier les nombreux éléments d'incertitude de la Loi.

### **3.3 Compétitivité du Québec**

Les capitaux sont mobiles au sein de l'industrie et se dirigent naturellement vers les opportunités d'investissements les plus attrayantes. Il n'y a donc pas de lien direct entre

le potentiel en hydrocarbures d'une juridiction et son attrait aux yeux des investisseurs. À titre d'exemple, si les conditions générales d'investissements sont plus attrayantes dans la juridiction « A » que celles dans la juridiction « B », cette dernière aura de la difficulté à attirer des investissements pétroliers et gaziers sur son territoire, et ce, même si son sous-sol renferme un potentiel en hydrocarbures équivalent.

Le Québec rencontre certes l'une des conditions favorisant les investissements pétroliers et gaziers sur son territoire, soit la présence, dans son sous-sol, d'un certain potentiel en hydrocarbures. Par contre, d'autres facteurs défavorisent la province par rapport à d'autres juridictions, soit l'absence d'un réseau de transport et de distribution d'hydrocarbures dans les secteurs d'intérêts de l'industrie, le manque d'entreprises spécialisées dans le domaine des hydrocarbures et la lourdeur de son régime d'autorisations. En plus d'engendrer des problèmes logistiques, ces facteurs augmentent considérablement les coûts d'opération. Le gouvernement devra donc s'assurer que le nouveau cadre législatif et réglementaire qu'il propose soit en phase avec cette réalité, s'il souhaite que l'industrie prenne son essor au Québec et qu'elle contribue à la prospérité économique de la province.

Actuellement, l'industrie québécoise des hydrocarbures est encore au stade embryonnaire et beaucoup de travail d'exploration reste à accomplir afin de valider le potentiel en hydrocarbures du Québec de même que la rentabilité économique de son exploitation.

Ainsi, pour ne pas étouffer l'industrie et pour stimuler les investissements pétroliers et gaziers au Québec, le gouvernement devra s'assurer que le nouveau régime de redevances qu'il entend mettre en place soit stable, prévisible et compétitif avec les autres régimes nord-américains existants et qu'il prévoit un mécanisme de partage équitable des revenus.

La *Loi sur les hydrocarbures* ne précise toutefois aucun détail sur ce nouveau régime, puisqu'il sera défini ultérieurement par règlement (article 59). Il nous est donc impossible de commenter sur ce point aussi important.

Il est également primordial que le gouvernement garde à l'esprit que le nouveau régime de redevances du Québec constituera l'un des principaux paramètres qui déterminera le niveau des investissements pétroliers et gaziers dans la province.

S'il désire attirer des investissements sur son territoire, le gouvernement devra aussi s'assurer que les droits et les obligations des titulaires de licences soient comparables à ceux présents dans d'autres juridictions. De plus, il devra s'assurer que ces droits et obligations prennent en considération le fait que l'industrie pétrolière et gazière n'est toujours pas bien établie au Québec et que très peu d'infrastructures liées à la production d'hydrocarbures y sont présentes.

Certains articles de la *Loi sur les hydrocarbures* n'abondent toutefois pas dans ce sens, notamment :

- l'article 36 qui précise qu'un titulaire d'une licence d'exploration doit, dans les quatre ans suivant une découverte exploitable d'hydrocarbures, présenter un projet de production à la Régie de l'énergie (Régie). À défaut de s'y conformer, le titulaire peut voir sa licence être révoquée en partie ou en totalité par le ministre.

Cette obligation de production, dans un délai aussi court, diffère de ce qui est observé dans d'autres juridictions, notamment en Alberta, en Colombie-Britannique et en Saskatchewan. Il est de plus irréaliste de penser qu'une compagnie puisse respecter ce court délai dans le contexte où le Québec ne possède pas les infrastructures nécessaires à la production d'hydrocarbures et que leur implantation dépend en grande partie des conditions du marché.

- l'article 88 stipulant qu'un titulaire d'une licence, qui ferme temporairement son puits sur une période excédant quatre ans, se voit dans l'obligation de l'abandonner et de procéder à la restauration du site.

Cet article diffère grandement de ce qui est prescrit dans les autres juridictions canadiennes et ne tient aucunement compte de la réalité du Québec, c'est-à-dire l'absence d'infrastructures pour supporter une exploitation à court terme d'hydrocarbures sur son territoire.

D'autre part, le gouvernement devra améliorer l'efficacité de son régime d'autorisations, s'il souhaite attirer des investissements pétroliers et gaziers au Québec de la part de compagnies majeures.

Or, la *Loi sur les hydrocarbures* introduira plutôt, avec l'article 45, un alourdissement du régime d'autorisations québécois, notamment en assujettissant les projets de production à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement (PÉEIE). Les projets de production, de même que ceux liés à l'aménagement de canalisations de raccordement, devront également obtenir une décision favorable de la Régie avant d'être autorisés par le ministre (article 110), augmentant davantage les délais d'autorisation.

Nous tenons à signaler que le régime d'autorisations du Québec est celui qui présente les délais les plus élevés au pays. À titre d'exemple, la réalisation d'un forage avec fracturation requiert, au Québec, six permis de la part de trois unités administratives distinctes. Le délai d'obtention de ces permis dépasse souvent les dix mois (voir le Tableau 1). En Alberta, ces mêmes travaux sont autorisés en trois jours ouvrables par l'Alberta Energy Regulator (AER) et ne requièrent qu'une seule licence.

Il est également important de noter que les études requises pour le dépôt d'une demande de certificat d'autorisation pour le forage et la fracturation d'un puits dans le shale nécessitent plus de six mois à réaliser, ce qui augmente davantage le délai entre

le moment où une entreprise décide de réaliser un forage avec fracturation et le moment où ces travaux sont autorisés.

**Tableau 1.** Résumé des permis et autorisations requis pour forer et fracturer un puits au Québec

Unité administrative	Permis / Autorisation	Délai d'obtention
CPTAQ	Autorisation d'utiliser temporairement le territoire agricole à d'autres fins que l'agriculture	120 à 150 jours*
MDDELCC	Certificat d'autorisation pour le forage et la fracturation d'un puits dans le shale	75 jours**
MDDELCC	Autorisation pour le prélèvement d'eau	75 jours**
MDDELCC	Autorisation pour l'utilisation d'un système d'épuration des émissions atmosphériques (torchère ou incinérateur)	75 jours**
MERN	Permis de forage de puits	45 jours
MERN	Permis de complétion de puits	45 jours
<b>Total</b>		<b>315 jours</b>

\* Autorisation requise pour formuler les autres demandes d'autorisation

\*\* Autorisations généralement délivrées en même temps

En plus de cette période d'attente de dix mois, une compagnie qui désire produire des hydrocarbures devra également prévoir d'autres délais importants, notamment pour obtenir une décision favorable de la Régie et une autorisation du gouvernement en vertu de la PÉEIE.

Pourtant, dans son *Livre Vert portant sur les orientations du MERN en matière d'acceptabilité sociale*, le ministre prévoyait la mise sur pied d'un bureau des projets majeurs (« guichet unique ») dont l'un des mandats était d'assurer une meilleure coordination entre les ministères et organismes responsables de la délivrance d'autorisations et de favoriser une meilleure efficacité d'analyse des projets et une réduction des délais d'autorisation. Or, aucun guichet unique n'est réellement proposé dans la *Loi sur les hydrocarbures*.

Considérant ce qui précède, nous croyons que le gouvernement du Québec devrait se doter d'un organisme unique de réglementation, s'il désire rendre son régime d'autorisations plus efficace et compétitif et favoriser la réalisation d'investissements pétroliers et gaziers sur son territoire de la part de compagnies majeures. L'un des principaux avantages d'avoir un seul organisme de réglementation est qu'il aura plus d'influence sur l'industrie pour que les exigences environnementales et celles liées aux opérations soient respectées tout au long du cycle de vie d'un puits, d'un pipeline ou d'une installation de production. En plus de pouvoir imposer des amendes et des sanctions administratives, un tel organisme a habituellement le pouvoir d'empêcher un titulaire contrevenant de réaliser des travaux sur sa licence.

À ce sujet, nous suggérons au gouvernement d'étudier la structure de la British Columbia Oil and Gas Commission (BCOGC) et celle de l'AER. À titre d'information, la BCOGC est un organisme réglementaire qui, grâce à des ententes administratives en vertu desquelles différents ministères lui délèguent leurs pouvoirs, est responsable de délivrer les autorisations statutaires requises par les différents textes législatifs de la province. La BCOGC regroupe de nombreux spécialistes issus de différents domaines, ce qui favorise des décisions plus rapides et plus intégrées.

L'AER assume quant à elle l'ensemble des responsabilités réglementaires liées aux différentes facettes des projets énergétiques, et ce, tout au long de leur cycle de vie. À l'instar du Québec, ces responsabilités étaient jadis partagées parmi plusieurs ministères et bureaux du gouvernement provincial et ce type de gouvernance se prêtait mal à l'encadrement efficace et intégré de l'industrie. C'est d'ailleurs pour pallier à ces lacunes que l'Alberta a décidé de créer, en 2013, l'AER pour gérer l'industrie des hydrocarbures.

### 3.4 Prévisibilité du cadre législatif et réglementaire

La prévisibilité du cadre législatif et réglementaire d'une juridiction est un autre paramètre qui influence grandement sa capacité à attirer des investissements pétroliers et gaziers sur son territoire.

Or, plusieurs éléments clés de la *Loi sur les hydrocarbures* sont laissés à la discrétion du ministre ou d'autres organismes, les rendant ainsi imprévisibles.

À titre d'exemples, mentionnons :

- le processus de mise aux enchères d'une licence d'exploration, dont la finalité est laissée à la discrétion du ministre. En effet, ce dernier peut décider de ne pas attribuer la licence au terme du processus (article 18);
- les conditions d'exercice des licences d'exploration, de production et de stockage dont certaines peuvent être définies par le ministre, notamment pour éviter des conflits d'usages (articles 22 et 48);
- la décision de la Régie de procéder à un examen des modifications apportées à un projet de production si elle juge ces modifications substantielles (article 43). L'absence de critères d'évaluation rend la décision de la Régie encore plus imprévisible;
- les conditions d'exercice des autorisations de levé géophysique ou géophysique, de sondage stratigraphique, de forage et de raccordement dont certaines sont également laissées à la discrétion du ministre (articles 70, 72, 74 et 114);
- les conditions liées aux plans de fermeture de puits et de restauration de sites dont certaines peuvent être modifiées par le ministre (articles 96, 101 et 102).

Ces exemples illustrent très bien le problème de prévisibilité de la *Loi sur les hydrocarbures*, notamment sur des éléments aussi importants que sont les conditions d'exercice des licences et des autorisations. Celles-ci se doivent d'être stables et prévisibles, car elles figurent parmi les déterminants les plus importants des investissements dans le secteur des hydrocarbures tout comme les redevances, les travaux statutaires et les conditions de maintien des droits pétroliers et gaziers.

## 4. COMMENTAIRES SPÉCIFIQUES

### 4.1 Dispositions transitoires

Nous comprenons qu'à la suite de l'entrée en vigueur de l'article 252, les permis de recherche délivrés en vertu de la *Loi sur les mines* seront réputés être des licences d'exploration délivrées en vertu de la *Loi sur les hydrocarbures* pour la durée non écoulée des permis et que les dispositions de la *Loi sur les hydrocarbures* s'y appliqueront.

Les actuels titulaires de permis de recherche ont été les premiers à croire au potentiel en hydrocarbures du Québec et à investir des sommes importantes dans des projets d'exploration visant à prouver ce potentiel et la rentabilité économique de son exploitation. Depuis 2005, Repsol (anciennement Talisman) a investi de bonne foi plus de 177 millions de dollars dans des travaux d'exploration au Québec. Ces investissements et ces travaux ont été réalisés selon les paramètres définis par la *Loi sur les mines* et le *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*.

À la lumière de ce qui précède et pour ne pas pénaliser les actuels titulaires de permis de recherche, le gouvernement devrait adopter des mesures transitoires additionnelles visant à protéger les droits d'exploration de ces titulaires.

Nous recommandons donc au gouvernement de minimalement mettre en place les mesures transitoires suivantes :

- le maintien des conditions de renouvellement d'un permis de recherche prévues aux articles 169 et 169.1 de la *Loi sur les mines*;
- le maintien des travaux minimums requis sur un permis de recherche prévus à l'article 177 de la *Loi sur les mines*;
- le maintien des conditions d'allocation de l'excédent des sommes dépensées (crédits) pour des travaux effectués sur le territoire d'un permis de recherche prévues à l'article 180 de la *Loi sur les mines*;
- la reconnaissance des crédits excédentaires issus des travaux d'exploration réalisés sur un permis de recherche.

Par ailleurs, l'article 258 de la *Loi sur les hydrocarbures* précise que le titulaire d'un droit minier délivré en vertu de la *Loi sur les mines* devra, dans les 90 jours suivant l'entrée en vigueur de cet article, fournir au ministre un plan de fermeture définitive de puits et de restauration de site ainsi qu'une garantie couvrant les coûts anticipés des travaux. Ce court délai pourrait s'avérer problématique pour des compagnies comme Repsol qui détiennent plusieurs permis de recherche au Québec. Nous suggérons donc au gouvernement d'allonger ce délai à 365 jours.

## **4.2 Licence d'exploration**

### **4.2.1 Conditions d'exercice de la licence**

En vertu des articles 8 et 22 de la *Loi sur les hydrocarbures*, une licence d'exploration sera désormais requise pour les travaux de recherche d'hydrocarbures. Ces travaux devront être réalisés en conformité avec les conditions convenues entre le ministre et le titulaire de la licence ou avec celles prévues par règlement. Ainsi, le ministre pourrait, par exemple, assortir la licence de conditions visant à éviter les conflits avec d'autres utilisations du territoire.

Or, au Québec, les projets pétroliers et gaziers sont encadrés par différentes entités réglementaires, dont le MDDELCC, le MERN et la CPTAQ. En vertu de l'article 38 de la *Loi sur les hydrocarbures*, la Régie sera également bientôt impliquée. Ces entités possèdent toutes les compétences nécessaires pour imposer des conditions d'exercice sur les permis et autorisations qu'elles délivrent, notamment afin d'éviter les conflits d'usages sur le territoire.

Compte tenu de l'implication de ces entités réglementaires et pour améliorer la prévisibilité de la *Loi sur les hydrocarbures*, nous croyons que le pouvoir du ministre d'imposer des conditions d'exercice supplémentaires sur une licence d'exploration n'est pas nécessaire.

### **4.2.2 Travaux minimums requis et allocation des crédits**

Les articles 28 à 32 de la Loi réfèrent aux travaux statutaires annuels que le titulaire d'une licence d'exploration doit effectuer pour conserver sa licence de même qu'aux conditions d'allocation de l'excédent des sommes dépensées annuellement pour ces travaux. Malheureusement, la plupart des détails sur ces deux points d'importance seront déterminés ultérieurement par règlement. Il nous est donc impossible de les commenter.

Par contre, nous réitérons que pour éviter de pénaliser les actuels titulaires de permis de recherche qui ont été les premiers à investir dans des projets d'exploration au Québec, le gouvernement devrait adopter des mesures transitoires additionnelles visant à protéger leurs droits d'exploration, telles que celles détaillées à la section 3.1 du présent mémoire.

#### **4.2.3 Découverte importante d'hydrocarbures**

L'article 35 de la *Loi sur les hydrocarbures* précise que le titulaire d'une licence d'exploration, qui fait une découverte importante d'hydrocarbures, est tenu d'aviser le ministre selon les modalités qui seront déterminées ultérieurement par règlement.

Selon la Loi, on entend par « découverte importante », une découverte mise en évidence par le premier puits qui, pénétrant une structure géologique particulière, y démontre, d'après les essais, la présence d'hydrocarbures et révèle, compte tenu de facteurs géologiques et techniques, la présence d'une accumulation de ces hydrocarbures offrant des possibilités de production régulière.

Nous constatons que cette définition est identique à celle de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*. Par contre, contrairement à la loi fédérale, la *Loi sur les hydrocarbures* ne précise pas ce qui arrive après qu'une découverte importante d'hydrocarbures ait été signalée.

En vertu de la loi fédérale, une déclaration de découverte importante d'hydrocarbures donne, au titulaire du titre sur lequel la découverte a eu lieu, le droit d'obtenir une « attestation de découverte importante », dont la période de validité est indéterminée. Cette attestation confère à son titulaire le droit d'y prospecter de même que le droit exclusif d'y effectuer des forages et des essais de production.

En somme, l'attestation permet d'allonger la période de validité des droits de la compagnie qui a fait la découverte. Nous recommandons au gouvernement d'implanter un tel processus au Québec.

#### **4.2.4 Découverte exploitable d'hydrocarbures**

En vertu de l'article 36 de la *Loi sur les hydrocarbures*, le titulaire d'une licence d'exploration sera tenu d'informer le ministre de toute découverte exploitable d'hydrocarbures. Il devra également présenter un projet de production d'hydrocarbures à la Régie et demander, dans les quatre ans suivant sa découverte, une licence de production au ministre, à défaut de quoi le ministre pourrait lui révoquer sa licence d'exploration, sans indemnité, et procéder à l'adjudication d'une licence de production pour le territoire visé par cette révocation.

L'obligation de présenter un projet de production, dans un délai de quatre ans suivant une découverte exploitable d'hydrocarbures, diffère de ce qui est observé dans d'autres juridictions, notamment en Alberta, en Colombie-Britannique et en Saskatchewan. Il est également irréaliste de penser qu'une compagnie puisse respecter ce court délai dans le contexte où le Québec ne dispose pas des infrastructures requises pour la production d'hydrocarbures. De plus, les investissements pour des projets de production ne sont pas réalisés de manière arbitraire; ils sont tributaires des conditions liées au marché. Il serait donc totalement injuste pour une compagnie de se voir révoquer sa licence sur le seul fait de ne pas avoir respecté un délai arbitraire de quatre ans, alors qu'elle a investi des sommes significatives dans des travaux d'exploration.

Ainsi, le gouvernement devrait éliminer le délai de quatre ans précisé au deuxième alinéa de l'article 36 de la Loi ou l'allonger pour une période de 10 ans qui serait plus en phase avec le contexte québécois. Dans tous les cas, le Projet de loi 106 devrait introduire la possibilité, pour un détenteur de licence, de déposer une demande écrite, afin de prolonger le délai de présentation d'un projet de production à la suite d'une découverte exploitable d'hydrocarbures.

#### **4.2.5 Période de validité**

En vertu de l'article 24 de la *Loi sur les hydrocarbures*, la période de validité d'une licence d'exploration sera de cinq ans, soit la même que celle prévue actuellement dans la *Loi sur les mines*. Par contre, contrairement à cette dernière, la *Loi sur les hydrocarbures* ne précise pas le nombre de périodes de renouvellement possibles au terme des cinq premières années de la licence, de même que les conditions de renouvellement. Celles-ci seront définies ultérieurement par règlement.

En Alberta et en Colombie-Britannique, la période de validité des licences varie d'une région à l'autre en fonction du niveau de maturité de l'exploration pétrolière et gazière.

Pour des régions similaires à celles du Québec, c'est-à-dire des régions relativement immatures sur le plan de l'exploration et dépourvues d'infrastructures de production d'hydrocarbures (i.e. pipelines), la période initiale de validité d'une licence est de cinq ans en Alberta et de six ans en Colombie-Britannique. Par la suite, il est possible pour le titulaire de la licence de la conserver durant une période additionnelle de cinq ans en Alberta et de treize ans en Colombie-Britannique avant de devoir prouver le potentiel commercial d'un gisement.

Nous recommandons donc au gouvernement d'établir des conditions de renouvellement similaires à celles de ces deux juridictions, en prenant en considération le faible niveau de maturité de l'exploration pétrolière et gazière au Québec. Le gouvernement devrait minimalement envisager de prévoir des conditions de renouvellement similaires à celles prévues dans la *Loi sur les mines*.

Nous attirons l'attention du gouvernement sur le fait que la période de validité initiale de nombreux permis de recherche ayant été octroyés en vertu de la *Loi sur les mines* et ayant fait l'objet d'une suspension en vertu de la *Loi modifiant la Loi limitant les activités pétrolières et gazières et d'autres dispositions législatives* arrivera bientôt à échéance. Ce faisant, le gouvernement se doit d'établir rapidement des conditions de renouvellement claires et prévisibles, s'il désire que des investissements soient réalisés sur ces permis.

Nous recommandons également au gouvernement d'allonger la période de validité des permis de recherche existants, afin de permettre à l'industrie de procéder à une reprise graduelle et par étapes de ses travaux d'exploration à la suite de la levée de la suspension. Nous croyons que cette période de validité additionnelle est essentielle pour assurer une meilleure acceptabilité sociale des futurs travaux exploratoires de l'industrie.

Par ailleurs, la *Loi sur les hydrocarbures* ne prévoit pas de mécanisme pour allonger la période de validité d'une licence d'exploration dans la situation où, au terme de la licence, des travaux de forage seraient toujours en cours ou seraient sur le point d'être entamés. Les autres juridictions prévoient ce genre de mécanisme dans leur réglementation et nous suggérons au gouvernement de s'en inspirer.

#### **4.2.6 Essai de production**

Comme l'exploration pétrolière et gazière n'en est qu'à ses débuts au Québec, il est primordial que le cadre législatif et réglementaire de la province offre une certaine flexibilité à l'industrie lorsqu'elle réalise des travaux visant à prouver le potentiel en hydrocarbures et la rentabilité économique de leur exploitation.

Nous voyons donc d'un bon œil l'article 23 de la *Loi sur les hydrocarbures* qui donne au titulaire d'une licence d'exploration le droit d'extraire des hydrocarbures et d'en disposer pour une période d'essai.

Pour l'application de cet article, nous recommandons au gouvernement de permettre la réalisation d'un essai de production à long terme sur une licence d'exploration (avec versement de redevances), notamment dans le cadre d'un projet pilote. L'objectif d'un tel projet est d'évaluer la capacité de production soutenue d'un puits exploratoire. Les données recueillies permettent d'évaluer le potentiel commercial d'un gisement et de définir les paramètres d'exploitation de ce dernier.

Mentionnons que les régimes législatifs et réglementaires de l'Alberta et de la Saskatchewan renferment des dispositions permettant la réalisation de projets pilotes au cours de la phase initiale d'exploration. Le gouvernement devrait s'en inspirer.

#### **4.2.7 Comités de suivi**

En vertu de l'article 25 de la *Loi sur les hydrocarbures*, le titulaire d'une licence d'exploration devra constituer un comité de suivi visant à favoriser l'implication de la communauté locale sur l'ensemble du projet d'exploration, le tout dans les 30 jours suivant l'attribution de la licence. Ce comité devra être maintenu pour la durée de la licence si aucun forage n'est effectué ou jusqu'à l'exécution complète des travaux prévus au plan de fermeture définitive du puits et de restauration du site. Cet article s'appliquera également aux permis de recherche existants en vertu de l'article 252 de la *Loi sur les hydrocarbures*.

Nous sommes d'avis que l'acceptabilité sociale s'impose de nos jours comme un élément incontournable de tout projet de mise en valeur des ressources énergétiques. À nos yeux, l'acceptabilité sociale d'un projet repose en grande partie sur la capacité d'un opérateur d'établir un vrai dialogue avec les parties directement concernées, notamment les citoyens de la communauté d'accueil et les élus locaux.

Nous estimons donc que la création de comités de suivi constitue un outil pour favoriser l'acceptabilité sociale de nos projets. Pour assurer une meilleure efficacité des comités de suivi, nous croyons toutefois que le gouvernement devrait :

- lier la création des comités de suivi à des projets d'exploration et non à l'acquisition de droits;
- définir précisément le mandat et les pouvoirs du comité;
- sur les permis de recherche existants, limiter leur création à ceux ayant déjà fait l'objet de travaux d'exploration;
- limiter leur composition à des intervenants représentatifs des milieux visés par le projet, c'est-à-dire les parties locales directement concernées par celui-ci;
- évaluer la possibilité de créer un comité de suivi par secteur plutôt que par licence (ex. un comité de suivi pour l'ensemble des licences comprises au sein d'une MRC), comme c'est le cas en Alberta avec les « Synergy Groups »;
- prendre en considération le caractère confidentiel de certaines informations techniques protégées lorsqu'il déterminera, par règlement, la nature des renseignements et documents que le titulaire d'une licence d'exploration devra fournir au comité.

#### **4.2.8 Pouvoir d'expropriation**

En vertu de l'article 27, la *Loi sur les hydrocarbures* n'accordera pas de droits d'expropriation au titulaire d'une licence d'exploration. Nous croyons alors qu'il serait pertinent que le gouvernement mette en place un processus d'attribution de droits d'accès temporaires avec compensation lorsqu'il est impossible, pour une compagnie, d'en venir à une entente négociée avec un propriétaire pour accéder au territoire, comme cela se fait dans d'autres juridictions. À ce sujet, nous suggérons au gouvernement d'étudier le processus d'octroi des droits d'accès avec compensation (« Right of Entry ») du Surface Rights Board de l'Alberta.

Nous tenons à souligner le fait que nous n'avons jamais dû avoir recours au pouvoir d'expropriation qui nous était conféré auparavant par la *Loi sur les mines* pour réaliser nos travaux d'exploration au Québec. Notre approche était plutôt fondée sur la collaboration, la transparence et l'échange d'information avec les propriétaires fonciers. Nous avons d'ailleurs cultivé des relations harmonieuses et respectueuses avec tous les propriétaires chez qui nous avons réalisé des travaux.

#### **4.2.9 Droits annuels**

À l'instar de la *Loi sur les mines*, la *Loi sur les hydrocarbures* prévoit des droits annuels devant être versés au gouvernement par le titulaire d'une licence d'exploration. Comme

ces droits seront fixés ultérieurement par règlement, il nous est donc impossible de les commenter.

Nous tenons néanmoins à souligner le fait qu'il existe généralement, dans les autres juridictions canadiennes, une relation inverse entre le montant des droits annuels et celui des travaux statutaires devant être réalisés annuellement sur une licence. À titre d'exemple, l'Alberta et la Colombie-Britannique réclament des droits annuels élevés aux titulaires de licences, mais ne leur imposent pas l'obligation de réaliser des travaux statutaires sur une base annuelle.

Au Québec, puisque la *Loi sur les hydrocarbures* propose un processus basé sur la réalisation de travaux statutaires, nous nous attendons à ce que les droits annuels soient établis en conséquence.

## **4.3 Licence de production**

### **4.3.1 Conditions d'exercice de la licence**

À l'instar d'une licence d'exploration, le ministre pourra imposer des conditions d'exercice sur une licence de production pour éviter les conflits avec d'autres utilisations du territoire (article 48).

Or, au Québec, les projets pétroliers et gaziers sont encadrés par de nombreuses entités réglementaires, dont le MDDELCC, le MERN et la CPTAQ. En vertu de l'article 38 de la *Loi sur les hydrocarbures*, la Régie sera également bientôt impliquée dans l'encadrement des travaux de production. Ces entités possèdent toutes les compétences nécessaires pour imposer les conditions d'exercice des permis et autorisations qu'elles délivrent, notamment afin d'éviter les conflits d'usages sur le territoire.

Dans ce contexte, et pour améliorer la prévisibilité de la *Loi sur les hydrocarbures*, nous croyons que le pouvoir du ministre d'imposer des conditions d'exercice sur une licence de production n'est pas nécessaire.

### **4.3.2 Attribution de la licence**

Afin d'entreprendre la production d'hydrocarbures, le titulaire d'une licence d'exploration devra, en vertu de l'article 45 de la Loi :

- soumettre son projet à la Régie et obtenir une décision favorable de cette autorité;
- obtenir une autorisation du gouvernement du Québec en vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement* (LQE) suite à la PÉEIE, ce qui implique la réalisation d'une étude d'impact sur l'environnement et la tenue d'audiences publiques par le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE);

- obtenir une licence de production du ministre.

Nous tenons à signaler au gouvernement que cet alourdissement du régime d'autorisations québécois le rend moins compétitif et moins prévisible que celui des autres juridictions canadiennes, ce qui pourrait nuire aux investissements pétroliers et gaziers au Québec.

Ainsi, le gouvernement devrait songer à se doter d'un organisme unique de réglementation, s'il désire rendre son régime d'autorisations plus efficace et compétitif et favoriser la réalisation d'investissements pétroliers et gaziers sur son territoire. Le ministre a d'ailleurs proposé la mise sur pied d'un tel guichet unique dans son *Livre Vert portant sur les orientations du MERN en matière d'acceptabilité sociale*. Nous recommandons donc au gouvernement de mettre en application cette orientation en précisant une forme de guichet unique dans la *Loi sur les hydrocarbures*. Il enverrait ainsi un signal clair à l'industrie : le Québec est ouvert à la création d'une industrie des hydrocarbures prospère et responsable pour le bénéfice de tous les québécois.

Par ailleurs, l'article 43 précise que toute modification au projet de production ou de stockage d'hydrocarbures devra être soumise à la Régie. Si elle estime que le projet présente une modification substantielle, la Régie pourra décider de procéder à son examen. Nous croyons que pour améliorer la prévisibilité de la Loi, la notion de « modification substantielle » devra y être clairement définie tout comme les critères d'évaluation qu'utilisera la Régie devront y être précisés.

Nous tenons à souligner que dans d'autres juridictions, notamment dans l'Ouest Canadien, la réalisation d'une étude d'impact sur l'environnement est limitée aux projets de production d'hydrocarbures de grande envergure. Les petits projets de production ne sont pas assujettis à la réalisation d'une telle étude. Pour l'application des articles 42, 45 et 249 de la *Loi sur les hydrocarbures*, nous recommandons donc au gouvernement de préciser les critères d'assujettissement d'un projet de production à la PÉEIE, comme par exemple un seuil de production ou d'émission de GES. Les plus petits projets de production, qui ne rencontreraient pas ces seuils, pourraient pour leur part être assujettis à l'article 22 de la LQE. L'identification de tels critères assurerait une meilleure prévisibilité de la démarche.

#### **4.3.3 Redevances**

Afin de favoriser la venue d'investissements pétroliers et gaziers au Québec, le gouvernement devra s'assurer que le nouveau régime de redevances qu'il entend mettre en place soit stable, prévisible et compétitif avec les autres régimes nord-américains existants et qu'il prévoit un mécanisme de partage équitable des revenus. Toutefois, la *Loi sur les hydrocarbures* ne précise aucun détail sur ce nouveau régime, puisqu'il sera défini ultérieurement par règlement (article 59).

Nous réitérons qu'il est primordial que le gouvernement garde à l'esprit que le nouveau régime de redevances du Québec constituera l'un des principaux paramètres qui influencera le niveau des investissements pétroliers et gaziers dans la province. Nous mettons donc en garde le gouvernement d'imposer un taux de redevances qui ne

prendrait pas en compte les spécificités du Québec, c'est-à-dire (i) un faible niveau de maturité de l'exploration pétrolière et gazière sur son territoire, (ii) une offre de services pétroliers et gaziers peu diversifiée et (iii) une absence d'infrastructures de production dans les régions d'intérêts de l'industrie. Ces facteurs rendent les projets de production québécois plus risqués et plus coûteux que ceux réalisés dans les juridictions où l'industrie pétrolière et gazière est bien établie. Le taux de redevances qui sera déterminé par règlement devra donc être établi en conséquence.

De plus, le taux de redevances devra être plus attrayant que celui des autres juridictions où l'industrie est plus mature, s'il désire attirer des investissements et stimuler les efforts d'exploration au Québec. À titre d'exemple, l'Alberta mettra en vigueur, dès le 1<sup>er</sup> janvier 2017, un programme pour stimuler les investissements dans les régions où le niveau de maturité de l'exploration pétrolière et gazière est moins élevé (« Emerging Resources Program »). Les participants de ce programme pourront notamment bénéficier d'un taux de redevances préférentiel reflétant le niveau de risque plus élevé de ces régions moins explorées par l'industrie. Nous recommandons au gouvernement d'implanter un tel programme au Québec afin d'encourager la réalisation de travaux d'exploration sur son territoire.

#### **4.3.4 Droits d'accès au territoire**

Comme pour les licences d'exploration, le titulaire d'une licence de production aura un droit d'accès au territoire qui en fait l'objet. Cependant, lorsque la licence de production sera attribuée à l'égard d'une terre privée ou louée par l'État, l'autorisation écrite du propriétaire ou du locataire devra être obtenue au moins 30 jours avant d'y accéder. Or, à la différence des licences d'exploration, la nouvelle loi accordera au titulaire d'une licence de production le pouvoir d'acquérir par expropriation les droits réels ou les biens requis pour la production des hydrocarbures à défaut d'entente avec le propriétaire ou le locataire (article 55).

Nous croyons qu'il serait préférable que le gouvernement mette en place un processus d'attribution de droits d'accès avec compensation en cas de litige plutôt qu'un processus d'acquisition de biens ou de droits réels par expropriation pour accéder au territoire, comme cela se fait dans d'autres juridictions.

Il serait également important que ces droits d'accès avec compensation puissent s'appliquer à l'ensemble des superficies nécessaires à la production d'hydrocarbures, y compris les superficies auxiliaires (ex. celles requises pour les réseaux de collecte, les postes de compression, etc.).

À ce sujet, nous suggérons fortement au gouvernement d'étudier le processus de délivrance d'ordonnances de droits d'accès avec compensation (« Right of Entry ») du Surface Rights Board de l'Alberta.

#### **4.3.5 Maximisation des retombées économiques**

L'article 53 de la *Loi sur les hydrocarbures* précise que le gouvernement du Québec pourra exiger la maximisation des retombées économiques en territoire québécois issues de la production des hydrocarbures, pour des motifs raisonnables, et ce, tant au moment de l'attribution que du renouvellement d'une licence de production.

À ce sujet, mentionnons que l'embauche de main-d'œuvre locale, l'achat de biens et de services dans les communautés et la réalisation d'investissements communautaires constituent des pratiques courantes au sein de l'industrie. Depuis notre arrivée au Québec en 2005, nous avons procédé, auprès d'entreprises québécoises, à l'achat de biens et de services dont la valeur totale s'élève à près de 40 millions de dollars. De plus, nous avons investi près de 100 000 \$ dans des projets communautaires structurants.

Nous souscrivons donc pleinement à cette volonté de contribuer à l'essor économique régional, car nous croyons fermement que les communautés locales doivent être en mesure de tirer profit de nos travaux. Notre stratégie d'engagement économique local de même que notre programme d'investissement social en témoignent d'ailleurs.

D'autre part, les exigences pour la maximisation des retombées économiques devront être flexibles et prendre en considération que le Québec ne dispose pas actuellement d'une offre de services suffisamment diversifiée pour combler tous les besoins de notre industrie.

#### **4.4 Fermeture temporaire et définitive d'un puits**

En vertu de l'article 84 de la *Loi sur les hydrocarbures*, le titulaire d'une licence, qui cessera ses activités dans un puits, devra procéder à sa fermeture de façon temporaire ou définitive. Le gouvernement déterminera, par règlement, à quel moment un arrêt temporaire devient un arrêt définitif.

Afin d'éviter de pénaliser les actuels titulaires de permis de recherche qui ont été les premiers à investir dans des projets d'exploration au Québec, le gouvernement devrait définir une mesure transitoire visant à ce que les puits forés conformément aux dispositions de la *Loi sur les mines* soient exemptés de l'application des articles 84 et 88 de la *Loi sur les hydrocarbures*.

L'article 88 de la Loi précise que le titulaire d'une licence, qui ferme temporairement son puits sur une période excédant quatre ans, se voit dans l'obligation de l'abandonner et de procéder à la restauration du site. Nous tenons à souligner le fait que cet article diffère de ce qui est prescrit dans les autres juridictions canadiennes et ne tient pas compte de la réalité actuelle du Québec, c'est-à-dire l'absence d'infrastructures pour supporter une exploitation d'hydrocarbures sur son territoire. Dans un tel contexte, l'unique alternative pour une entreprise est de suspendre les puits qu'elle a forés, jusqu'à ce que les résultats des essais de production et les conditions du marché justifient l'aménagement des infrastructures nécessaires à l'exploitation du gisement. Il

serait donc totalement injuste pour une compagnie de se voir obligée de fermer définitivement un puits et de restaurer un site sur le seul fait de ne pas avoir respecté un délai arbitraire de quatre ans, alors qu'elle a investi des sommes importantes dans des travaux forage.

Considérant le faible niveau de maturité de l'industrie au Québec, nous recommandons donc au gouvernement de ne pas imposer de limite de temps de suspension aux puits présents sur une licence de production. Une telle limite pourrait être fixée ultérieurement par règlement, lorsque l'industrie gagnera en maturité. Sur une licence d'exploration, le gouvernement ne devrait pas non plus limiter la période de suspension des puits. Il devrait plutôt permettre le maintien d'un puits suspendu, jusqu'à l'expiration de la période de validité de la licence.

De plus, nous croyons que l'article 88 de la Loi serait difficilement applicable aux sites multi-puits qui peuvent accueillir plusieurs puits forés sur une longue période de temps. Selon la logique de cet article, un puits suspendu temporairement pendant plus de quatre ans sur un site multi-puits commanderait la restauration du site même si d'autres puits s'y trouvent. L'aménagement de sites multi-puits constitue la nouvelle façon d'explorer et d'exploiter les hydrocarbures. La réalité « un site, un puits » est de plus en plus révolue et ne cadre pas avec les méthodes d'exploration et d'exploitation des ressources non-conventionnelles actuelles.

Nous croyons donc que le gouvernement devrait amender l'article 88 en introduisant la possibilité, pour un titulaire de licence qui en fait la demande, de prolonger ce délai.

#### **4.5 Plan de fermeture définitive de puits et de restauration de site**

Avec les articles 93 à 107 de la *Loi sur les hydrocarbures*, le gouvernement compte mettre en place une procédure de fermeture définitive de puits et de restauration de site. Cette procédure impliquera notamment :

- la soumission d'un plan de fermeture définitive de puits et de restauration de site au ministre lors du dépôt d'une demande d'autorisation de forage;
- le dépôt d'une garantie dont le montant correspond aux coûts anticipés des travaux prévus;
- la soumission d'un addendum au plan initialement déposé par le titulaire d'une licence chaque fois que des changements dans ses activités le justifient;
- le dépôt d'une garantie supplémentaire, si le ministre le juge nécessaire.

Il est également prévu à l'article 106 de la Loi que le ministre libère la garantie, s'il est d'avis que les travaux ont été réalisés conformément au plan de fermeture définitive de puits et de restauration de site et que l'état du territoire affecté par les activités ne présente plus de risque pour l'environnement et pour la santé et la sécurité des

personnes. De plus, cette garantie ne peut être remise avant que le ministre ait reçu un avis favorable de la part du MDDELCC.

À l'instar de la *Loi sur les mines* (article 232.10), nous recommandons au gouvernement d'inclure, au chapitre IV de la *Loi sur les hydrocarbures*, l'émission d'un certificat par le ministre attestant que ces conditions ont été respectées. Ce certificat devrait être remis en même temps que la garantie.

Mentionnons que d'autres entités réglementaires, tels que le MDDELCC et la CPTAQ, imposent déjà des conditions de remise en état des sites dans les autorisations qu'ils délivrent. Le MDDELCC a également publié, en 2014, le document intitulé *Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière* qui établit des règles de remise en état des sites d'exploration. Nous nous questionnons sur les mécanismes d'arrimage qui seront mis en place pour assurer que les règles de remise en état des différentes entités réglementaires soient en phase les unes avec les autres.

#### **4.6 Responsabilité et mesures de protection**

L'article 119 de la *Loi sur les hydrocarbures* établira un régime de responsabilité sans égard à la faute qui s'appliquera au titulaire d'une licence ou d'une autorisation de raccordement, afin d'indemniser toute personne pour un préjudice causé par le fait ou à l'occasion des activités du titulaire, incluant la perte de valeur de non-usage liée aux ressources publiques. Ce régime de responsabilité demeurera applicable même en cas de force majeure, mais une telle responsabilité sera limitée par règlement.

Par ailleurs, le titulaire devra fournir la preuve de sa solvabilité pour le montant que le gouvernement déterminera ultérieurement par règlement. Cette limite de responsabilité ne s'appliquera toutefois pas en cas de faute commise par le titulaire d'une licence ou d'une autorisation ou par ses sous-contractants ou préposés dans l'exécution de leurs fonctions.

Le concept de responsabilité pour une perte de valeur de non-usage liée aux ressources publiques est vague et n'a pas été testé à ce jour au Canada. Celui-ci pourrait d'ailleurs engendrer des coûts inappropriés pour un opérateur considérant que l'industrie est déjà largement régulée et qu'elle engendre des bénéfices économiques et sociaux à la société. Dans la mesure où les travaux de l'industrie sont autorisés par le gouvernement en vertu d'un régime d'autorisations rigoureux et assorti de mécanismes de contrôle efficaces, nous croyons que la *Loi sur les hydrocarbures* ne devrait pas imputer à l'opérateur la responsabilité pour la perte de valeur de non-usage liée aux ressources publiques, d'autant plus qu'il doit maintenir en vigueur un plan de mesures d'urgence prévoyant des mécanismes de contrôle et de mitigation en cas de déversement.

Par ailleurs, l'article 121 de la *Loi* précise que le ministre pourra, lorsqu'un écoulement de liquide, une émanation ou une migration de gaz hors d'un puits ou d'une canalisation de raccordement représente un risque pour la santé ou la sécurité des personnes ou pour la sécurité des biens, enjoindre au responsable du puits ou de la canalisation

d'exécuter les travaux nécessaires pour remédier à cette situation ou, s'il n'y a pas d'autre solution, de procéder à l'obturation de la source d'écoulement, d'émanation ou de migration.

Nous croyons qu'il serait pertinent de définir précisément les paramètres d'un écoulement de liquide, d'une émanation ou d'une migration de gaz hors d'un puits qui pose un risque pour la santé ou la sécurité des personnes ou pour la sécurité des biens.

#### **4.7 Processus de mise aux enchères des licences**

Le projet de *Loi sur les hydrocarbures* prévoit un processus de mise aux enchères pour l'attribution des licences d'exploration et de production. Comme les modalités de ce processus seront déterminées ultérieurement par règlement, il est difficile pour nous de le commenter.

Toutefois, compte tenu du faible degré de maturité de l'exploration au Québec, nous recommandons au gouvernement d'établir un processus de mise aux enchères similaire à celui prévu dans la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, surtout s'il désire introduire des critères d'attribution de licences autres que monétaires. Ces critères se devront toutefois d'être précis, objectifs et transparents. Le processus en question (« Work Bonus Bid System ») nécessite le dépôt d'une garantie d'exécution correspondant à 25 % du montant des dépenses admissibles sur une licence d'exploration. Par la suite, pour chaque 4 \$ dépensé en travaux, le titulaire de la licence recouvre 1 \$ de la garantie initialement déposée.

De plus, afin de rendre plus prévisible le processus de mise aux enchères des licences d'exploration et de production, l'article 18 de la *Loi sur les hydrocarbures* devrait être abrogé. Les conditions d'attribution d'une licence, au terme du processus, ne devraient pas être laissées à la discrétion du ministre. Elles devraient plutôt être définies clairement par règlement.

#### **4.8 Autorisation de raccordement**

En vertu des articles 5, 108 et 110, la *Loi sur les hydrocarbures* interdira le raccordement d'un puits à un réseau de distribution ou de transport d'hydrocarbures ou à certaines installations au moyen d'une canalisation, à moins d'être titulaire d'une autorisation de raccordement. Une décision favorable de la Régie, ainsi qu'un certificat d'autorisation émis en vertu de la LQE, seront requis pour la délivrance d'une telle autorisation.

Nous comprenons que ces articles s'appliqueront principalement aux réseaux de collecte des puits et que ceux-ci nécessiteront (i) une décision favorable de la Régie, (ii) un certificat d'autorisation de la part du MDDELCC et (iii) une autorisation de raccordement du MERN avant d'être aménagés. Ces trois autorisations s'ajouteront donc à celles requises pour produire des hydrocarbures, c'est-à-dire une décision

favorable de la Régie, une autorisation délivrée par le gouvernement en vertu la PÉEIE (étude d'impact et audiences du BAPE) et une licence de production du MERN.

Ainsi, pour qu'une compagnie puisse produire des hydrocarbures, elle devra obtenir un total de six autorisations différentes. Ce nouveau régime d'autorisations augmentera de beaucoup les délais d'autorisation, diminuera sa prévisibilité et sa compétitivité, ce qui pourrait freiner les investissements nécessaires à l'exploitation des hydrocarbures québécois.

Dans le cas précis d'un projet de production comportant la construction d'un réseau de collecte, nous recommandons que celui-ci ne soit pas assujéti au chapitre V de la *Loi sur les hydrocarbures*, puisqu'il pourrait être évalué dans le cadre du processus d'obtention de la licence de production (PÉEIE, audiences du BAPE et Régie). Il serait ainsi possible d'éviter des dédoublements inutiles.

De plus, comme il est difficile de prévoir à l'avance tous les détails d'un réseau de collecte, les modifications devant y être apportées lors de la mise en production d'un gisement ne devraient pas nécessiter d'autorisation additionnelle. La Loi devrait être plus souple à cet égard.

Par ailleurs, la définition de « raccordement » devrait être améliorée. Elle devrait spécifier qu'elle réfère exclusivement au réseau de collecte d'un puits ou d'une série de puits.

Enfin, nous tenons à souligner que dans d'autres juridictions canadiennes, les réseaux de collecte sont encadrés par une législation autre que celle qui régle les travaux d'exploration et de production d'hydrocarbures. C'est notamment le cas en Alberta et en Colombie-Britannique.

#### **4.9 Transferts d'intérêts**

L'article 9 de la *Loi sur les hydrocarbures* précise que les licences d'exploration, de production et de stockage ne seront cessibles que dans les cas et aux conditions que le gouvernement déterminera par règlement.

Nous tenons à mentionner que les transferts d'intérêts sur une licence, qu'ils soient partiels ou complets, surviennent fréquemment au sein de l'industrie. Dans le cas des transferts partiels, ils permettent d'attirer de l'expertise et des capitaux additionnels pour faire progresser des projets de développement et pour partager les risques qui leurs sont associés. Dans cette situation, les deux parties deviennent co-titulaires de la licence. Par contre, l'un des co-titulaires est désigné comme étant l'opérateur officiel, c'est-à-dire celui qui est responsable de réaliser les travaux et de respecter les obligations de la licence.

Nous sommes donc satisfaits de constater que les transferts d'intérêts sur une licence, qu'ils soient complets ou partiels, puissent être possibles sous la *Loi sur les hydrocarbures*. Nous tenons toutefois à souligner qu'il serait important d'y introduire

formellement la notion d'opérateur lorsqu'une licence est détenue par des co-titulaires. Il serait également pertinent que la Loi définisse les conditions de transfert de responsabilités à la suite de la cession d'une licence à un tiers. À titre d'exemple, le modèle albertain, basé sur un système de cote de responsabilités (« Licensee Liability Rating Program »), permet au gouvernement de s'assurer que les droits et responsabilités d'un titulaire soient transférés à une entité viable et que les obligations en matière de fermeture de puits et de restauration de sites soient respectées.

Par ailleurs, puisque les licences constituent des actifs pour une entreprise et qu'elles seront considérées comme des droits réels immobiliers en vertu de l'article 13 de la *Loi sur les hydrocarbures*, la cession de celles-ci, résultant d'une vente à un tiers, devrait être permise sans restriction de la part du gouvernement, dans la mesure où le cessionnaire accepte d'assumer les obligations et les responsabilités applicables à la licence transigée.

## 5. CONCLUSION

La présentation du Projet de loi 106 qui édicte la *Loi sur les hydrocarbures* par le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles constitue en soi un signal d'ouverture à l'industrie pétrolière et gazière, puisque la Loi ouvre la porte à une exploitation responsable et sécuritaire d'hydrocarbures conventionnels et non conventionnels en sol québécois.

Bien que nous appuyions la modernisation du cadre législatif et réglementaire du Québec, nous avons toutefois certaines réserves quant à la prévisibilité et la compétitivité de la *Loi sur les hydrocarbures*, notamment à l'égard d'éléments aussi névralgiques que sont les redevances exigibles, les droits et obligations des titulaires de licence, le régime d'autorisations et les conditions d'exercice des licences.

La référence fréquente à une éventuelle réglementation engendre également beaucoup d'incertitude au sein de l'industrie sur plusieurs questions fondamentales, telles que le maintien des droits d'exploration acquis sous la *Loi sur les mines* et le régime de redevances. Puisque les détails de plusieurs articles clés de la *Loi sur les hydrocarbures* seront déterminés ultérieurement par règlement et que ceux-ci auront des impacts significatifs sur les membres de l'industrie, nous croyons que le gouvernement devrait prévoir des consultations particulières auprès d'eux.

D'autre part, considérant le faible niveau de maturité de l'exploration pétrolière et gazière au Québec, de même que le manque d'infrastructures de production sur son territoire, la *Loi sur les hydrocarbures* aura à jouer un rôle déterminant dans la création d'un environnement incitant l'industrie à réaliser des investissements pétroliers et gaziers dans la province. Une loi prévoyant un cadre réglementaire prévisible et compétitif, à l'intérieur duquel une industrie qui a fait ses preuves peut opérer, constitue un premier pas vers la création d'un tel environnement.