

The JUNEX logo is displayed in white, bold, sans-serif capital letters on a dark blue, slanted rectangular background.

LOI CONCERNANT LA MISE EN ŒUVRE DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE 2030

CAPERN - 058M
C.P. – P.L. 106
Politique
énergétique 2030

**COMMENTAIRES PRÉSENTÉS DANS LE CADRE
DES CONSULTATIONS PARTICULIÈRES
SUR LE PROJET DE LOI 106**



QUÉBEC, LE 19 AOÛT 2016

À propos de Junex

Junex est une entreprise québécoise ayant été créée en 1999 et dont les actions transigent à la Bourse de croissance TSX. Junex est, depuis sa création, active dans le secteur de l'exploration du pétrole et du gaz naturel sur le territoire du Québec. Le siège social de la compagnie est situé dans la ville de Québec, ses activités opérationnelles sont concentrées au Québec et ses 45 employés comme la très grande majorité de ses actionnaires sont des résidents québécois.

Junex détient par ailleurs la plus importante superficie sous permis d'exploration pour le pétrole et gaz sur le territoire du Québec. Elle a au fil des ans investi, avec ses partenaires, plus de 85 M\$ dans le but de découvrir des hydrocarbures dans les différents bassins sédimentaires du Québec. Ces investissements ont très largement contribué à la mise en lumière du potentiel gazier des Shales d'Utica dans les Basses-Terres du St-Laurent ainsi qu'à celui du potentiel pétrolier des régions de la Gaspésie et d'Anticosti.

Notre stratégie d'exploration rigoureuse, en conjonction avec une stratégie de financement peu dilutive, permet aujourd'hui à Junex d'être un joueur incontournable du pétrole et gaz au Québec tout en conservant un contrôle très majoritairement québécois de notre capital-actions. Nous estimons que 80% à 90% des actions émises et en circulation de Junex sont détenues par des partenaires financiers institutionnels ou des petits investisseurs du Québec. Le plus important actionnaire de la compagnie étant Ressource Québec à hauteur de plus de 16%.

Junex a toujours été sensible au fait de préserver l'actionnariat québécois de l'entreprise. Nous croyons essentiel que le développement pétrolier et gazier soit accompagné par l'émergence d'entreprises d'exploration et de production dont le siège social, les employés et l'expertise sont au Québec. Ce développement devra en outre profiter à l'ensemble de la collectivité québécoise.

Mise en contexte

Le gouvernement du Québec a déposé en juin 2016 sa *Politique de transition énergétique à l'horizon 2030* qui vise notamment une réduction importante de la dépendance du Québec à l'égard du pétrole. Tant pour des raisons économiques (le Québec importe 100% de sa consommation de pétrole) qu'environnementales, Junex appuie cet objectif pour le moins ambitieux.

À titre de spécialistes du secteur de l'énergie, nous mesurons en même temps l'immense défi qui nous attend et nous constatons qu'il est évident que le Québec, comme le reste de la planète d'ailleurs, continuera, pour encore plusieurs décennies, à utiliser de très grandes quantités de pétrole. Pour le secteur des transports évidemment, mais aussi pour soutenir notre industrie pétrochimique et les milliers d'emplois qui en découlent. Notons au passage que même les véhicules électriques auront besoin de plusieurs produits dérivés du pétrole : huiles, lubrifiants, plastiques, etc.

Le pétrole et le gaz naturel ne sont pas des produits de luxe mais plutôt des commodités énergétiques essentielles au maintien de notre niveau de vie. Le génie humain connaissant peu de limites, il est fort possible qu'un jour, cette source d'énergie très pratique soit remplacée par d'autres sources d'énergies encore moins polluantes et plus efficaces. D'ici là, les énergies fossiles continueront à jouer un rôle clé dans les stratégies énergétiques de toutes les nations du monde, le Québec inclus. Nier cet état de fait et affirmer que les hydrocarbures représentent des sources d'énergies du passé que l'on peut facilement remplacer nous apparaît être une rhétorique trompeuse sur laquelle ne doivent pas reposer les politiques que nous mettons en place. Rappelons que le Québec achète pour 14 à 15 milliards de dollars de produits pétroliers par année.

Partant de la prémisse que nous consommerons encore du pétrole pour plusieurs années et que le sous-sol du Québec comporte un réel potentiel de découverte d'hydrocarbures, nous sommes d'avis que nous devons tout mettre en oeuvre pour produire chez nous une partie du pétrole que nous consommons. Tant au plan de l'économie que de l'environnement ou de l'indépendance énergétique, nous ne voyons pas par quel raisonnement logique nous pourrions arriver à la conclusion qu'il est plus rentable, pour le Québec, de continuer à importer du pétrole plutôt que de produire ces ressources chez nous.

Toutes les études sérieuses démontrent que les opérations pétrolières et gazières, incluant l'étape de la fracturation hydraulique, peuvent être menées sans danger pour les aquifères. Il est grand temps au Québec que la sécurité et les impacts réels des opérations pétrolières et gazières soient analysés par des personnes compétentes sur la base de données scientifiques empiriques plutôt que sur celle d'idéologies et de mythes diffusés par les opposants et les médias.

Il n'est d'ailleurs pas incompatible de produire du pétrole et du gaz naturel tout en réduisant sa propre consommation et en conservant de très fortes valeurs environnementales. La Colombie Britannique n'est-elle pas reconnue comme une province verte même si elle produit activement

du pétrole et du gaz naturel (gaz de schiste entre autres) ? Et la Norvège, qui tire 25% à 30% de tous ses revenus de la production d'hydrocarbures, n'est-elle pas à la fois l'exemple ultime de social-démocratie en même temps qu'un leader incontesté en matière d'environnement et de technologies vertes ? Le Danemark, régulièrement cité en exemple, a réduit sa consommation de pétrole de 25% depuis 25 ans. Il a pendant la même période plus que quadruplé sa propre production pétrolière.

Nous signalons que nous avons la chance, au Québec, de pouvoir tirer des leçons de l'histoire des autres nations productrices, dont celles que nous venons d'évoquer, dans le but d'en soutirer le meilleur et de nous assurer que, si nous arrivons un jour à produire des hydrocarbures, nous puissions le faire dans une perspective d'enrichissement collectif sans pour autant renier les valeurs environnementales qui nous sont chères.

Commentaires généraux sur le projet de Loi

Si Junex réclame depuis plusieurs années l'entrée en vigueur d'une nouvelle loi propre au secteur des hydrocarbures et que, de ce fait, nous saluons l'initiative gouvernementale de déposer le projet de loi 106; nous devons par ailleurs signaler notre inquiétude par rapport à plusieurs incertitudes créées par ce projet de loi.

D'abord, nombre d'articles importants du projet de loi ne peuvent être commentés puisque leurs spécifications seront ultérieurement déterminées par règlement. Nos principales préoccupations à cet égard touchent les éléments suivants : 1) les redevances; 2) les conditions de renouvellement des licences d'exploration; 3) les travaux statutaires exigibles auprès des détenteurs de licences ; 4) les documents requis par la Régie de l'énergie et les éléments dont elle doit tenir compte pour l'étude des projets de production pétrolière et gazière.

- 1) Nous rappelons que le régime de redevances devra être compétitif afin de susciter, auprès des investisseurs, un intérêt renouvelé à l'égard du potentiel pétrolier et gazier du Québec. Ce régime de redevances devra par ailleurs tenir compte du faible degré de maturité de l'industrie sur notre territoire ainsi de certaines spécificités propres au Québec : risques géologiques importants liés au fait qu'aucun bassin ne soit encore en production ; absence d'infrastructures dans plusieurs régions; lourdeur et complexité administrative ; délais importants pour délivrer les autorisations requises à chacune des étapes de l'exploration et de la production. Un régime de redevances compétitif, prévisible et équitable est essentiel au déploiement de capital dans le secteur des hydrocarbures. Nous accueillons par ailleurs favorablement l'intention du gouvernement d'allouer une partie des redevances perçues au « Fonds de transition énergétique ».
- 2) L'article 24 du projet de Loi indique que « La période de validité d'une licence d'exploration est de cinq ans. Le ministre la renouvelle pour les périodes et aux conditions que le gouvernement détermine par règlement ».

La loi sur les Mines prévoyait que les permis d'exploration puissent, après l'écoulement initial de la période de cinq ans, être automatiquement renouvelés pour une seconde période de cinq années.

- 3) Les articles 28 et 33 du projet de Loi indiquent que le niveau d'investissements en travaux minimums que doit effectuer le titulaire d'une licence ainsi que les droits annuels qu'il doit payer seront déterminés par règlement.

Les items 2) et 3) représentent des préoccupations importantes pour Junex qui, à titre de PME québécoise, a depuis 1999 investi des sommes considérables (plus de 85 M\$)

dans l'exploration du sous-sol québécois. Nous l'avons par ailleurs fait à une époque où personne ne croyait au potentiel du Québec et sur la base d'une réglementation claire. Il est donc impératif que les règlements à venir soient conformes à ceux qui étaient en vigueur quand les permis ont été délivrés ou, à tout le moins, que les des mécanismes protègent les droits des entreprises qui, comme Junex, ont pris des risques financiers importants depuis plusieurs années. Sans encore connaître la portée des règlements qui définiront ces articles du projet de Loi, nous recommandons par ailleurs (voir recommandation #13 de ce document) que des droits acquis soient reconnus en faveur des détenteurs actuels des permis d'exploration émis par le gouvernement.

- 4) L'article 41 indique que « le gouvernement détermine, par règlement, les documents requis pour l'étude de la demande par la Régie ainsi que les éléments dont elle doit tenir compte et ceux sur lesquels elle doit se prononcer ».

D'entrée de jeu, nous sommes inquiets de la mise en place de ce processus additionnel et nous ferons, dans la section *Commentaires spécifiques à certains articles du projet de loi*, des recommandations précises à l'égard des articles 38 à 64 qui traitent de la Régie de l'énergie.

Dans la mesure où la Régie de l'énergie devait être impliquée dans la décision d'approuver les projets de production d'hydrocarbures, il est essentiel que le règlement qui viendra préciser «les éléments dont elle doit tenir compte et ceux sur lesquels elle doit se prononcer » donne instruction à la Régie d'analyser dans une perspective globale et non pas seulement au travers le prisme des objectifs de réduction de GES du Québec.

La grille d'analyse devrait évaluer le bien-fondé des projets en sol québécois en tenant compte, notamment, des alternatives de remplacement et des bénéfices économiques engendrés par les projets pour l'ensemble de la collectivité québécoise. À titre d'exemple, si le pétrole de la Gaspésie permet de remplacer la production de brut en provenance d'autres juridictions, les normes environnementales de ces états, de même que la production additionnelle de GES et les risques environnementaux liés au transport du pétrole importé, devraient être tenus en compte dans la grille d'analyse devant mener à l'acceptation ou au refus des projets.

De plus, ce processus décisionnel devrait tenir compte du fait qu'une production locale permet un contrôle strict des normes environnementales et des autres règles qui l'encadrent, ce qu'il est impossible de faire pour la production importée d'autre juridictions dont les normes environnementales ou sociales peuvent parfois être très différentes de celles du Québec.

En résumé, tant que le Québec consomme du pétrole, que ce soit pour fins de transport ou pour la pétrochimie, il va de soi que l'analyse des projets de production en sol québécois devrait être faite en comparaison avec les alternatives d'importation. Enfin, cette grille d'analyse devrait considérer le fait que les redevances découlant de la production de pétrole et de gaz naturel contribueront à financer les objectifs de transition énergétique.

Nous souhaitons ajouter en guise de conclusion à nos commentaires généraux que le projet de Loi 106 augmentera la lourdeur administrative, les délais dans l'exécution des travaux et les coûts que doivent assumer les titulaires de licence. Plusieurs articles du projet de loi imposent de nouvelles contraintes ou obligations aux entreprises. Le changement plus notable étant celui d'accorder à la Régie de l'énergie le mandat d'étudier les projets de mise en production d'hydrocarbures.

Plusieurs ministères et organismes sont déjà impliqués dans la délivrance des permis et autorisations requis par les compagnies. Les délais d'émission de ceux-ci sont souvent très longs et ils s'additionnent parfois d'une autorisation à l'autre puisque certains permis ou autorisations représentent des prérequis à l'analyse de certaines autres! C'est ainsi que les délais s'additionnent et qu'il en résulte que plusieurs mois sont nécessaires avant la réception d'un simple permis de forage. Notons que le même processus dans certaines juridictions canadiennes ou américaines se compte plutôt en nombre de quelques jours.

Nous déplorons donc le manque de coordination des différentes unités administratives et regrettons le fait que le projet de Loi ne prévoit pas la mise en place d'un guichet unique chargé de coordonner l'encadrement réglementaire des activités pétrolières et gazières. À cet égard, les juridictions de la Colombie Britannique et de l'Alberta pourraient représenter des exemples de gestion efficace et centralisée des activités de pétrole et de gaz naturel.

Enfin, nous ne pouvons qu'observer le fait que le projet de loi accorde au Ministre plusieurs pouvoirs discrétionnaires qui se superposent à la loi et aux règlements et qui ont pour effet de rendre imprévisibles les règles du jeu. Les lois et règlements, nous le rappelons, doivent être claires et prévisibles si le gouvernement a l'intention de développer la filière des hydrocarbures.

Commentaires spécifiques à certains articles du projet de loi

Article 1.

L'article 1. du projet de loi statue que celui-ci a pour objet, notamment, de régir le développement et la mise en valeur des hydrocarbures en « conformité avec les cibles de réduction de gaz à effet de serre établies par le gouvernement ».

Or, la Politique énergétique déposée par le gouvernement du Québec en avril 2016 est présentée comme étant celle de la transition énergétique. Cette période de transition, tous en conviennent, est absolument essentielle à l'atteinte de nos objectifs. Nous rappelons que le Québec consomme quotidiennement environ 300 000 barils de pétrole par jour et chacun sait que nous ne parviendrons pas à décarboniser notre économie sans une transition qui durera plusieurs années, voire quelques décennies.

L'article 1 du projet de loi devrait par conséquent refléter cette réalité factuelle et référer plutôt aux objectifs de transition énergétique établis par la Politique énergétique du Québec.

Pour toutes ces raisons, nous recommandons de modifier l'article 1 de la façon suivante :

Recommandation #1

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 objectifs de transition énergétique établis par la politique énergétique 2016-2030 du gouvernement.

Article 9

L'article 9 du projet de loi pourrait représenter une interférence grave aux lois les plus élémentaires du marché. Les entreprises qui font l'acquisition de licences ou d'autorisations pour produire de la saumure sont réputées acquérir un bien sur lequel ils détiennent un droit de propriété indiscutable, à condition bien sûr qu'elles respectent tous les engagements exigés par le gouvernement. Ce bien immobilier est d'ailleurs clairement établi par l'article 13 du projet de loi.

Ce bien, en raison des investissements souvent très risqués consentis par les entreprises, pourrait prendre ou perdre de la valeur en fonction des résultats obtenus lors des phases d'exploration ou de mise en valeur. Les entreprises doivent pouvoir disposer de ce bien en fonction des lois du marché et sans aucune interférence gouvernementale indue. Dans le cas contraire, la valeur des licences et autorisations de produire de la saumure, aussi bien pour le

gouvernement que pour les entreprises qui en ont fait l'acquisition, sera toujours altérée par l'incertitude quant à de futures approbations gouvernementales.

Pour cette raison, nous recommandons que le l'article 9. Soit abrogé.

Recommandation #2

Abroger l'article 9 du projet de loi.

Article 25.

Cet article comporte pour les titulaires de licence d'exploration l'obligation de constituer un comité de suivi pour chacune des licences détenues, et ce, dans les trente jours suivant l'attribution de la licence.

Les compagnies, en vertu du projet de loi et du projet de règlement du 13 juillet, sont déjà soumises à une multitude d'obligations en matière de communication avec les autorités locales et les citoyens.

Si nous comprenons par ailleurs les objectifs poursuivis par la mise en place d'un comité de suivi, nous signalons qu'il s'agit d'une obligation administrative et opérationnelle extrêmement lourde pour les entreprises et absolument non-nécessaire avant la phase des travaux de forage.

À titre indicatif, soulignons que la Loi sur mines exige qu'un tel comité de suivi soit formé suite à la délivrance d'un bail minier autorisant la phase d'exploitation. Aucune exigence de la sorte n'est donc nécessaire à l'étape de l'exploration, incluant celle des forages miniers.

L'article 25 tel que proposé par le projet de loi est abusif et superflu en ce sens qu'il obligerait les entreprises à former des dizaines de comités de suivi différents (Junex par exemple détient présentement des dizaines de permis d'exploration) dont plusieurs à propos de permis sur lesquels aucun travaux de terrain ne sont même planifiés! Former un comité de suivi sans au préalable détenir une connaissance géologique suffisante permettant d'amorcer la phase de forage est proprement inutile.

De plus, il serait impératif qu'un représentant officiel du gouvernement du Québec fasse partie du comité de suivi. Le gouvernement est non seulement le législateur qui encadre toutes les activités de pétrole et de gaz naturel, mais, au surplus, il est aussi le propriétaire ultime de la ressource. À ce titre, il devrait être représenté sur le comité de suivi ainsi, d'ailleurs, que dans toutes les communications publiques officielles touchant les activités de pétrole et gaz.

Il est donc impératif que l'article 25 soit modifié.

Recommandation #3

Que le comité de suivi soit formé au plus tard dans les 30 jours précédant le début de travaux de forages et qu'un représentant officiel du gouvernement du Québec soit nommé sur le comité.

Article 36

Cet article indique que « le titulaire d'une licence d'exploration doit, dans les quatre ans suivant sa découverte, présenter un projet de production d'hydrocarbures à la Régie de l'énergie conformément à l'article 38 et demander une licence de production au ministre. À défaut, le ministre peut révoquer partiellement ou complètement la licence d'exploration, sans indemnité, et procéder à l'adjudication d'une licence de production pour le territoire visé par cette révocation, conformément à l'article 46. »

Cette obligation n'est absolument pas compatible avec la lourdeur administrative imposée aux entreprises œuvrant dans le secteur des hydrocarbures au Québec ; ni avec le degré de maturité de l'industrie au Québec ou avec les aléas des ressacs socio-politiques qui affectent la cadence de développement des projets sur notre territoire.

À titre d'exemple, la découverte de gaz naturel des Shales d'Utica, dans les Basses-Terres du St-Laurent, a été faite dans le cours des années 2008 et 2009. Or, quelque sept années plus tard, aucun plan de mise en production n'est envisageable à court terme.

Déposséder de leurs droits les entreprises ayant investis les centaines de millions de dollars ayant permis cette découverte, de surcroit sans indemnité, serait à la fois injuste et arbitraire. Surtout dans le contexte particulier du Québec où l'avancement des projets pétroliers et gaziers est tributaire d'une série de conditions souvent hors du contrôle des entreprises.

Enfin, la licence d'exploration étant un bien immobilier, les entreprises ayant eu l'audace d'investir plusieurs millions de dollars de capital extrêmement risqué durant la phase d'exploration méritent, en cas de découverte, de pouvoir jouir d'une grande flexibilité à l'égard de la phase de développement.

Recommandation #4

Modifier l'article 36 de la façon suivante :

Le titulaire d'une licence d'exploration doit, dans les dix ans suivant sa découverte, présenter un projet de production d'hydrocarbures à la Régie de l'énergie conformément à l'article 38 et demander une licence de production au ministre. À défaut, le ministre peut révoquer partiellement ou complètement la licence d'exploration, sans indemnité, et procéder à l'adjudication d'une licence de production pour le territoire visé par cette révocation, conformément à l'article 46.

Section IV – Articles 38 à 64

Par définition, une entreprise qui acquière des permis ou licences d'exploration a, de tout temps, conclue avec l'émetteur de ces droits, le Gouvernement du Québec, une entente tacite à l'effet que les ressources découvertes sur lesdites licences pourraient faire l'objet d'une mise en valeur. Sans cette prémisse de base, aucune entreprise n'investirait en phase exploration. Il en va ainsi des entreprises minières comme des entreprises pétrolières et gazières. Émettre une licence d'exploration sous-tend donc le droit implicite de produire les ressources qui pourraient être découvertes et qui font l'objet du travail d'exploration. Le gouvernement devrait donc considérer cette prémisse essentielle AVANT de délivrer une licence d'exploration.

11

Nous sommes par conséquent très préoccupés par l'incertitude, les délais administratifs et les coûts engendrés par l'étape additionnelle projetée entre la phase exploration et la phase exploitation et qui consiste à soumettre le projet de mise en valeur à la Régie de l'énergie.

Il est primordial de rappeler, encore une fois, que les règles doivent être clairement établies afin de favoriser l'investissement en exploration et que le déploiement de ce type de capital, extrêmement risqué, ne peut se faire que dans la mesure où les entreprises obtiennent, préalablement, une garantie raisonnable que les découvertes engendrées par l'exploration pourront être produites.

Il est donc impératif de définir avec précision les critères sur lesquels la Régie de l'énergie fondera ses décisions d'accepter ou non un projet de production. Ces règles doivent être transparentes, prévisibles et rigoureuses, sans quoi aucune entreprise n'investira le capital requis par la phase exploration. Nous vous invitons à ce propos à lire nos propositions dans la section *Commentaires généraux sur le projet de Loi* de ce document.

Soulignons également que les entreprises qui se voient refuser la mise en production des ressources découvertes sur leurs licences d'exploration devraient minimalement se voir rembourser les capitaux investis lors de la phase exploration et la valeur des ressources sur les permis faisant l'objet du refus. Encore une fois, si le gouvernement a délivré une licence

d'exploration, cela sous-tend qu'il ne peut raisonnablement, par la suite, empêcher la production des ressources sur les licences d'exploration qu'il a lui-même émises.

Enfin, nous croyons que seuls les projets de production d'une certaine envergure (plus de 5 000 barils de pétrole équivalent par jour) devraient être soumis à la Régie de l'énergie. Les plus petits projets de production, souvent menés par des PME québécoises, ont un impact beaucoup moindre et devraient être exclus de ce processus pour être approuvés directement par le MERN.

Recommandation #5

Que seuls les projets de production de plus de 5 000 barils équivalents de pétrole par jour soient soumis au processus d'approbation de la Régie de l'énergie.

Tel que recommandé dans la section *Commentaires généraux sur le projet de Loi* de ce document, nous suggérons que la grille d'analyse de la Régie tienne compte des facteurs tels que l'enrichissement des Québécois, les retombées économiques, la Politique de transition énergétique et les impacts comparés de l'alternative à la production locale, soit l'importation des hydrocarbures. Cette grille d'analyse doit être connue avant même l'octroi de licence d'exploration. Elle doit en outre être rigoureuse et prévisible en plus de reposer sur la prémisse que les entreprises pourront raisonnablement prétendre à la mise en valeur des ressources découvertes sur leurs licences d'exploration.

En cas de refus de la Régie, une indemnisation minimale correspondant aux sommes dépensées pour tous les travaux effectués (ajustés à l'inflation) soit consentie aux détenteurs de licence dont le projet est refusé. Qu'un processus d'arbitrage soit mis en place pour déterminer la valeur des ressources en place et l'ampleur de l'indemnité à payer par le gouvernement en cas de refus de la Régie.

Article 66

Il est difficile de comprendre pourquoi la période de validité d'une autorisation d'exploiter la saumure est de seulement deux ans. Il s'agit d'une période d'exploitation extrêmement courte pour laquelle il sera difficile de justifier les investissements initiaux de mise en production. L'achat des équipements de production nécessite en effet une période d'amortissement beaucoup plus longue que deux ans. De plus, la production de saumure naturelle implique la signature de contrats avec des distributeurs de ce type de produit. Les engagements du producteur à cet égard doivent être supérieurs à deux années. Il est donc essentiel que la durée d'une autorisation de production soit allongée de plusieurs années afin de justifier les coûts initiaux de mise en production et de sécuriser l'approvisionnement des distributeurs du produit.

Recommandation #6

Nous recommandons que la période de validité d'une autorisation d'exploiter la saumure soit de vingt ans, soit une durée identique aux permis de produire du pétrole et du gaz naturel tel que stipulé à l'article 51 du projet de Loi.

Articles 88 et 89

Ces articles ne sont pas nécessaires puisque les opérations qui en découlent peuvent être déterminées par le règlement de l'article 84.

Recommandation #7

Nous recommandons d'abroger les articles 88 et 89 déjà couverts par le règlement de l'article 84.

Article 92

Cet article stipule que « le titulaire d'une autorisation doit transmettre un rapport au ministre : dans les 90 jours suivant la fin du levé géochimique ou du levé géophysique ou dans les 30 jours suivant la fin du sondage, du forage, de la complétion, du parachèvement et du reconditionnement et de la fermeture ».

Ces délais sont beaucoup trop courts pour procéder à l'analyse, au traitement et à la présentation des données sous forme d'un rapport.

Recommandation #8

Nous recommandons que les délais pour le dépôt des rapports soit de un an.

CHAPITRE IV– Articles 95 à 107

Ce chapitre traite du plan de fermeture définitive de puits et de restauration de site. Notamment des garanties d'exécution de travaux qui doivent être fournies par les entreprises.

Notons d'abord que ce chapitre de la loi doit être cohérent avec le règlement modifié du 13 juillet qui propose, entre autres, un nouveau chapitre complet (Chapitre VI.1.) qui encadrerait désormais toutes les « Mesures de réaménagement et de restauration ». À cet égard, il est impératif que l'article 16 du règlement modifié du 13 juillet reflète cette nouvelle réalité et que soit donc abrogée la caution de 10% exigée par le Ministère lors d'une demande de permis de

forage. Cette caution étant rendue caduque puisque déjà remplacée par les exigences prescrites au Chapitre VI. 1. du règlement modifié le 13 juillet.

De plus, nous constatons que plusieurs articles de ce chapitre reposent sur le jugement du Ministre qui se voit investi d'un pouvoir qui pourrait parfois reposer sur un jugement arbitraire.

Nous sommes particulièrement préoccupés par l'article 106 :

« Le ministre se déclare satisfait des travaux de fermeture définitive de puits et de restauration de site et remet la garantie lorsque :

1° les travaux de fermeture définitive et de restauration de site ont été réalisés, à son avis, conformément au plan qu'il a approuvé et qu'aucune somme ne lui est due en raison de l'exécution de ces travaux;

2° l'état du territoire affecté par les activités ne présente plus, à son avis, de risque pour l'environnement et pour la santé et la sécurité des personnes;

3° il a obtenu un avis favorable du ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs;

4° il a reçu l'attestation prévue à l'article 105 ».

Nous sommes d'avis que cette garantie devrait être libérée dès que les travaux ont été réalisés conformément au plan de fermeture définitive et de restauration de site déposé et approuvé par le Ministre.

14

D'autant plus que, tel que stipulé à l'article 105, dès « l'achèvement des travaux prévus au plan, le titulaire de l'autorisation de forage doit transmettre au ministre une attestation d'un expert, dont le nom figure sur la liste dressée en vertu de l'article 31.65 de la Loi sur la qualité de l'environnement, établissant que les travaux visés à la section IV.2.1 du chapitre I de cette loi ont été réalisés conformément aux exigences du plan ».

L'attestation de cet expert a pour objet de valider et de certifier le fait que les travaux ont été réalisés conformément au plan approuvé. Il devrait donc en découler automatiquement une libération de la garantie d'exécution sans autre jugement du Ministre.

Recommandation #9 :

Les items 1° et 2° devraient être modifiés ainsi :

1° les travaux de fermeture définitive et de restauration de site ont été réalisés, tel que démontré l'avis d'expert exigé à l'article 105 de la Loi, conformément au plan qu'il a approuvé et qu'aucune somme ne lui est due en raison de l'exécution de ces travaux;

2° l'état du territoire affecté par les activités ne présente plus, tel que démontré l'avis d'expert exigé à l'article 105 de la Loi, de risque pour l'environnement et pour la santé et la sécurité des personnes;

Article 119

Cet article prévoit notamment une pleine responsabilité « sans égard à la faute de quiconque » y compris dans le « cas de force majeure ». Nous postulons que ces responsabilités sans égard à la faute, y compris en cas de force majeure (donc lors d'un événement absolument hors de contrôle du titulaire de permis) sont injustes et qu'elles devraient être révisées.

Article 130

La seconde partie de cet article stipule que les renseignements transmis par les compagnies « à la suite du forage d'un puits le deviennent (public) deux ans après la date de fermeture définitive de ce puits ».

En Alberta par exemple, les données fournies par les compagnies deviennent public un an après la fin des travaux d'exploration (et non pas après la date de fermeture qui peut –être beaucoup plus longue). Une règle comparable devrait s'appliquer au Québec dans le but de permettre à la connaissance scientifique de circuler et d'être intégrée par tous les joueurs présents sur le territoire. Il serait par ailleurs à l'avantage du gouvernement du Québec de rendre ces données public deux ans après la fin des travaux de façon à créer de la valeur pour les bassins géologiques sur lesquels il procédera à la mise aux enchères de permis.

Recommandation # 10

Que la dernière phrase de l'article 130 soit modifiée ainsi : « ; ceux transmis au ministre par le titulaire d'une licence d'exploration, de production ou de stockage à la suite du forage d'un puits le deviennent deux ans après la date de la fin du forage de ce puits ».

Articles 131 à 138

Ces articles accordent au Ministre des pouvoirs dont il pourrait user de manière arbitraire, imprévisible et déraisonnable, ce qui aurait pour conséquence de créer incertitude et perte de confiance auprès des investisseurs et des détenteurs de licences au Québec.

Les pouvoirs de révocation de licence; de soustraction à toute activité d'exploration ou d'exploitation tout terrain par arrêté ministériel ; de suspension de la période de validité d'une licence tels que prescrit aux articles 131, 134 et 135 font en sorte que les détenteurs de licence ou de bail d'exploitation pourraient se voir abroger leurs droits à tout moment, sans recours et avec des compensations minimales.

Car si le point 4° de l'article 135 prévoit une indemnité correspondant « aux sommes dépensées pour tous les travaux effectués », il n'en demeure pas moins que les compagnies pourraient se voir dépouiller de la valeur de leurs permis contre une compensation qui ne reflète en rien la valeur au marché de leurs biens (lire un gisement de pétrole, de gaz ou de saumure naturelle).

Recommandation #11

Qu'une indemnisation minimale correspondant aux sommes dépensées pour tous les travaux effectués (ajustés à l'inflation) soit consentie aux détenteurs de licence dont, en tout ou en partie, les droits d'exploration et/ou de production sont révoqués, soustraits ou suspendus. Qu'un processus d'arbitrage soit mis en place pour déterminer la valeur des ressources en place et l'ampleur de l'indemnité à payer par le gouvernement si des ressources en place ont été trouvées sur les licences pour lesquelles des droits sont révoqués, soustraits ou suspendus.

Articles 189 à 196

Ces articles établissent le niveau des montants d'amendes à payer en cas d'infraction. Nous notons d'abord que ces amendes peuvent être démesurément élevées (jusqu'à six millions de dollars) et, d'autre part, qu'il existe un écart majeur entre le minimum et le maximum de ces amendes. Encore une fois, cet écart important laisse place à l'arbitraire. Par exemple, qui et comment seront déterminés les montants d'une amende pouvant aller « de 7 500\$ à 1 500 000\$ » ?

Recommandation #12

Nous recommandons que les montants de ces amendes soient mieux circonscrits et qu'ils soient fonction escaladés en fonction de nombre de leurs occurrences par la même entreprise.

Article 249

Pour les mêmes raisons déjà évoquées à la section «Articles 38 à 64 » nous recommandons que seuls les projets de production de plus de 5 000 barils de pétrole équivalent soient assujettis à cet article.

Recommandation #13

Nous recommandons de modifier l'article de la façon suivante :

« Les travaux visés par la Loi sur les hydrocarbures (indiquer ici l'année, le numéro de chapitre de la présente loi ainsi que le numéro de l'article de la présente loi qui édicte la Loi sur les hydrocarbures) qui sont liés à la production de plus de 5 000 barils équivalents de pétrole par jour et au stockage d'hydrocarbures;

Article 252

Cet article fait en sorte que les permis de recherche déjà délivrés en vertu de la Loi sur les mines seront convertis en licences d'exploration automatiquement assujetties à Loi sur les hydrocarbures pour la durée non écoulée des permis.

Cette conversion change radicalement les règles du jeu pour les entreprises qui ont investi (plus 85 M\$ pour Junex et ses partenaires) depuis plusieurs années les capitaux d'exploration très risqués ayant mené aux découvertes que l'on connaît aujourd'hui. Ces investissements ont été réalisés de bonne foi et sur la base de règles qui étaient clairement édictées par la Loi sur les mines. Il nous apparaît injuste de changer les règles en cours de route.

Tel que discuté dans la section *Commentaires généraux sur le projet de Loi* de ce document, nous recommandons que le nouvelle loi reconnaisse aux détenteurs actuels de permis d'exploration des droits acquis en vertu de le Loi sur les Mines.

Recommandation # 14

Nous recommandons que les détenteurs actuel de permis de recherche jouissent de droits acquis quant aux conditions de renouvellement des permis d'exploration ; au montant des travaux statutaires; et à l'allocation des travaux statutaires excédentaires dépensés sur un permis de recherche.

Article 258

Selon cet article « le titulaire d'un droit minier accordé en vertu de la Loi sur les mines dont le puits n'est pas fermé définitivement en date de l'entrée en vigueur du présent article doit, dans les 90 jours suivant cette date, fournir au ministre un plan de fermeture définitive de puits et de restauration de site ainsi que la garantie prévue au chapitre IV.

Préparer les plans de fermeture nécessitera beaucoup de travail et le délai de 90 jours pourrait être correct pour les entreprises qui n'ont qu'un ou deux puits mais il est beaucoup trop court pour les entreprises comme Junex ayant plusieurs puits. Ce processus devrait plutôt se faire sur quelques années quand les entreprises ont plus de dix puits.

Recommandation #15

Le délai, pour les entreprises ayant plus de dix puits forés, devrait être de trois ans plutôt que de 90 jours.

Conclusion

Le projet de loi sur les hydrocarbures demeure incomplet jusqu'à ce que tous les règlements s'y rapportant ne soient déposés. Pour cette raison, il est difficile d'y poser un jugement clair.

Il est toutefois entendu que ce projet de loi rendra encore plus complexe la lourdeur administrative liée aux travaux d'exploration et de production d'hydrocarbures, entraînant ainsi des coûts et des délais qui risquent de rendre le Québec encore moins attrayant pour l'industrie. Rappelons à cet égard que le sondage 2015 de l'institut Fraser place le Québec dans le groupe mondial des dix juridictions les moins propices à attirer les investissements en hydrocarbures, tout juste devant des pays comme la Lybie, le Bangladesh et la Syrie¹.

Nous sommes convaincus qu'une industrie locale du pétrole et gaz peut se développer au Québec dans le respect de l'environnement et au bénéfice de l'ensemble de nos concitoyens. Pour ce faire, la mise en place d'un encadrement législatif clair et prévisible qui ne laisse aucune place à des décisions politiques arbitraires est absolument essentielle. À cet égard, plusieurs articles du projet de loi nous inquiètent et nous souhaitons que les commentaires exprimés dans ce document soient pris en compte lors du dépôt du projet de loi final et des règlements qui l'accompagneront.

¹ "The 10 least attractive jurisdictions for investment (starting with the worst) are Libya, Venezuela, Syria, Ecuador, US Offshore—Pacific, Russia—Other, Bangladesh, Quebec, Ukraine, and Timor Gap (JPDA)". Fraser Institute, Global Petroleum Survey 2015, p. 2.