

ANNEXE 3

CLASSIFICATION DU POTENTIEL DE RISQUE D'UN PUIITS

Lors de la classification du potentiel de risque d'un puits, si un puits remplit les critères de différents niveaux de risque, le plus haut risque doit primer.

Classification des puits	Type de puits	Géologie	Statut avant la fermeture temporaire
Risque faible	Puits de gaz < 28 000 m ³ /jour Puits de pétrole sans écoulement et sans H ₂ S Puits tubé avec un contenu en H ₂ S < 5%, non perforé	Formations géologiques non problématiques	Puits non problématique Puits dont les pressions sont contrôlées
Risque modéré	Puits de gaz ≥ 28 000 m ³ /jour Puits de pétrole sans écoulement, avec un contenu en H ₂ S ≥ 5% Puits de pétrole avec écoulement Puits d'injection	Formations géologiques problématiques (exemple: karsts)	Problématiques répertoriées et non contrôlées (exemple: communication entre les puits avoisinants)
Risque élevé	Puits contenant du gaz avec un contenu en H ₂ S ≥ 5% Puits de gaz acide	Non applicable	Non applicable

68779

Projet de règlement

Loi sur les hydrocarbures
(chapitre H-4.2)

Licences d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures et autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline

Avis est donné par les présentes, conformément aux articles 10 et 11 de la Loi sur les règlements (chapitre R-18.1), que le projet de règlement sur les licences d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures et sur l'autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline, dont le texte apparaît ci-dessous, pourra être édicté par le gouvernement à l'expiration d'un délai de 45 jours à compter de la présente publication.

Ce projet de règlement a pour objet de fixer les modalités relatives à la mise aux enchères ainsi que les conditions pour l'attribution d'une licence d'exploration, de production et

de stockage d'hydrocarbures en plus d'en déterminer les conditions d'exercice. Il prévoit aussi les conditions d'octroi et d'exercice d'une autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline. Il détermine les documents et les renseignements devant être transmis à la Régie de l'énergie pour examen dans le cadre d'un projet de production ou de stockage d'hydrocarbures ou d'un projet de construction ou d'utilisation d'un pipeline. De plus, ce règlement établit le montant jusqu'à concurrence duquel le titulaire d'une licence ou d'une autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline est tenu, sans égard à la faute, de réparer le préjudice causé par le fait ou à l'occasion de ses activités, en fonction du milieu où est situé son projet. Par ailleurs, il reprend les modalités de la Loi sur les mines (chapitre M-13.1) et du Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains (chapitre M-13.1, r. 1) concernant les redevances pétrolières et gazières qui s'appliqueront jusqu'à l'adoption d'un nouveau régime d'imposition sur les hydrocarbures. Finalement, ce règlement prend en compte les préoccupations, commentaires et observations reçus lors de la première période de publication.

L'étude du dossier révèle que ce projet de règlement aura des incidences sur les entreprises actuellement titulaires de droits visant la recherche et l'exploitation de pétrole et de gaz ou de réservoir souterrain qui deviendront titulaires de licence et qui devront démontrer leur solvabilité pour le montant jusqu'à concurrence duquel elles seront tenues aux fins du régime sans égard à la faute. Ces mêmes entreprises, si elles sont responsables d'un pipeline existant, devront aussi démontrer leur solvabilité pour le montant jusqu'à concurrence duquel elles seront tenues aux fins du régime sans égard à la faute relativement à ce pipeline. Elles devront également assumer une hausse des droits annuels, en plus d'avoir à composer avec une reddition de comptes accrue, notamment quant aux informations transmises au ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles.

En outre, pour favoriser l'acceptabilité sociale des projets, les titulaires de licence devront mettre en place des comités de suivi et transmettre des avis aux municipalités, aux municipalités régionales de comté et aux citoyens sur la base des modalités fixées dans ce projet de règlement. Ces exigences additionnelles peuvent constituer, dans certains cas, un fardeau significatif. Les incidences sur les citoyens se limitent aux avis qu'ils recevront des titulaires, notamment lors de l'attribution d'une licence ou d'une autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline.

Des renseignements additionnels concernant ce projet de règlement peuvent être obtenus en s'adressant à madame Marie-Eve Bergeron, directrice du Bureau des hydrocarbures, ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, 5700, 4^e Avenue Ouest, bureau A-422, Québec (Québec) G1H 6R1, téléphone : 418 627-6385, poste 8131, téléphone sans frais : 1 800 363-7233, poste 8131, télécopieur : 418 644-1445, courriel : marie-eve.bergeron@mern.gouv.qc.ca.

Toute personne intéressée ayant des commentaires à formuler à ce sujet est priée de les faire parvenir par écrit, avant l'expiration du délai de 45 jours mentionné ci-dessus, à madame Luce Asselin, sous-ministre associée à l'Énergie, ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, 5700, 4^e Avenue Ouest, bureau A-407, Québec (Québec) G1H 6R1.

*Le ministre de l'Énergie et
des Ressources naturelles et
ministre responsable du Plan Nord,*
PIERRE MOREAU

Règlement sur les licences d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures et sur l'autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline

Loi sur les hydrocarbures

(chapitre H-4.2, a. 11, 2^e al., 17, 20, 2^e al., 25, 4^e al., 27, 2^e al., 28, 4^e et 5^e al., 29, 31, 1^{er} et 3^e al., 36 à 38, 39, 1^{er} al., 40, 1^{er} al., 44, 48, 1^{er} al., 51, 2^e et 5^e al., 54, 2^e al., 57, 61, 1^{er} al., 62, 2^e al., 63, 64, 1^{er} al., 65, 2^e al., 66, 67, 117, 118, 2^e al., 119, 1^{er} al., 121, 1^{er} al., 122, 4^e al., 123, 124, 126, 2^e al., 128, 1^{er} et 3^e al., 150, 2^e al., 152, 191, 207, par. 1^o et 4^o à 6^o et a. 287)

CHAPITRE I

DISPOSITIONS GÉNÉRALES

1. Le présent règlement établit les conditions d'exercice de la recherche d'hydrocarbures ou de réservoirs souterrains, de la production ou du stockage d'hydrocarbures et de la construction ou de l'utilisation d'un pipeline, tout en assurant la sécurité des personnes et des biens, la protection de l'environnement et la récupération optimale de la ressource.

2. Dans le présent règlement, on entend par :

« essai aux tiges » opération visant à recueillir des échantillons des fluides contenus dans les roches afin de déterminer les caractéristiques de l'écoulement et de mesurer les pressions des réservoirs en utilisant les tiges de forage comme conduite d'écoulement dans le trou de forage ainsi que des équipements dédiés;

« évaluateur de réserves qualifié » personne physique membre d'un ordre professionnel reconnu par la loi dans un territoire du Canada, possédant les compétences professionnelles et l'expérience requises pour effectuer l'estimation, l'évaluation et l'examen des données géologiques, hydrauliques, pétrophysiques et économiques relatives aux réserves, de l'information sur les ressources et de l'information connexe;

« isobathe » courbe de niveau reliant les points d'égale profondeur sur une surface géologique définie en relation avec une surface horizontale de référence;

« valeur au puits » prix moyen de vente au détail de la substance extraite, à l'exclusion de toute taxe et déduction faite des coûts moyens de transport à partir du puits jusqu'aux lieux de livraison, des coûts de mesurage et, le cas échéant, de ceux de purification.

3. Tous les documents devant être transmis au ministre en vertu du présent règlement, à l'exception des offres à la suite d'une mise aux enchères, doivent aussi l'être en version électronique, en format PDF.

La version électronique des documents suivants doit aussi être transmise :

1^o pour les données brutes des diagraphies, en fichiers ASCII ou dans un format équivalent;

2^o pour les données produites dans un logiciel de système d'information géographique (SIG), en fichier de forme.

4. Dans les documents exigés en vertu du présent règlement, les unités de mesure doivent être exprimées selon le système international d'unité (SI).

CHAPITRE II

DISPOSITIONS PARTICULIÈRES APPLICABLES AUX LICENCES D'EXPLORATION, DE PRODUCTION ET DE STOCKAGE D'HYDROCARBURES

SECTION I

AVIS AUX PROPRIÉTAIRES OU AUX LOCATAIRES, AUX MUNICIPALITÉS LOCALES ET AUX MUNICIPALITÉS RÉGIONALES DE COMTÉ

5. L'avis d'attribution d'une licence, prévu aux articles 29 et 57 de la Loi sur les hydrocarbures (chapitre H-4.2), doit contenir les éléments suivants :

1^o le nom et les coordonnées du titulaire;

2^o le numéro, la date d'attribution et la date d'expiration de la licence;

3^o la date et le numéro d'inscription de la licence au registre public des droits réels et immobiliers relatifs aux hydrocarbures;

4^o les démarches entreprises pour la constitution du comité de suivi prévu à l'article 28 de la Loi;

5^o les municipalités locales et les municipalités régionales de comté dans lesquelles se trouve le territoire faisant l'objet de la licence;

6^o le nom et les coordonnées de la personne à contacter pour obtenir des renseignements supplémentaires.

Le titulaire transmet par la poste l'avis au propriétaire ou au locataire de la terre faisant l'objet de la licence. Il le transmet aussi aux municipalités locales et aux municipalités régionales de comté par poste recommandée.

6. Cet avis doit être accompagné d'une carte à une échelle suffisante pour illustrer les limites du territoire faisant l'objet de la licence, celles des municipalités locales et celles des municipalités régionales de comté.

SECTION II COMITÉ DE SUIVI

7. Un membre du comité de suivi est réputé ne pas être indépendant :

1^o s'il a, de manière directe ou indirecte, des relations ou des intérêts de nature financière ou commerciale avec le titulaire de la licence;

2^o s'il est ou a été, au cours des 2 années précédant la date de sa nomination, employé par le titulaire ou par l'une de ses filiales en propriété exclusive, ou s'il est lié à une personne qui occupe un tel emploi;

3^o s'il est employé par le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles ou du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques;

4^o s'il est un employé ou un régisseur de la Régie de l'énergie.

Pour l'application du présent article, on entend par personnes liées des personnes liées par les liens du sang, du mariage, de l'union civile, de l'union de fait ou de l'adoption.

8. Le mandat d'un membre du comité est de 2 ans et peut être renouvelé.

9. Le titulaire doit fournir au comité une copie des documents suivants :

1^o sa licence et, le cas échéant, les actes relatifs à son renouvellement, son transfert, son abandon, sa suspension, sa révocation ou son expiration;

2^o dans le cas d'une licence d'exploration, le sommaire des travaux prévus pour la durée de la licence fourni au ministre conformément au paragraphe 4^o de l'article 33;

3^o dans le cas d'une licence de production ou de stockage, le plan de production ou de stockage d'hydrocarbures;

4° les actes et les documents mentionnés aux paragraphes 2° à 4° du premier alinéa de l'article 150 de la Loi et tout autre acte ou document inscrit au registre public des droits réels et immobiliers relatifs aux hydrocarbures;

5° un sommaire des programmes de sécurité et d'engagement communautaire prévus au Règlement sur les activités d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures en milieu terrestre, édicté par le décret (*insérer ici le numéro et la date du décret*), ou au Règlement sur les activités d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures en milieu hydrique, édicté par le décret (*insérer ici le numéro et la date du décret*), selon le cas;

6° les avis transmis en application des articles 29 et 57 de la Loi;

7° les avis transmis en application des articles 63, 67, 89, 93 et, le cas échéant, ceux transmis en application des articles 119 et 123;

8° les autorisations, les permis et les certificats obtenus par le titulaire et délivrés par une autre autorité que le ministre.

10. Le titulaire fournit le soutien technique nécessaire au comité, incluant le recours à des expertises externes lorsque cela est requis.

Il met à sa disposition un site Internet réservé aux activités du comité et présentant le projet du titulaire à la communauté locale.

11. Le comité se réunit au moins une fois par année.

Au plus tard 15 jours après chaque réunion, le comité transmet au titulaire un compte rendu de celle-ci. Le titulaire le publie sur le site Internet dans les 15 jours ouvrables qui suivent sa réception.

12. Toute demande de renseignement ou de document adressée par le comité au titulaire doit être formulée par écrit et viser des données nécessaires à l'accomplissement du mandat du comité.

Dans les 15 jours qui suivent la réception de la demande, le titulaire doit fournir les renseignements et les documents ou motiver son refus.

13. Toutes les dépenses de fonctionnement du comité sont supportées par le titulaire.

À la demande du comité et sur présentation des pièces justificatives, le titulaire rembourse les frais reliés aux déplacements et à l'hébergement des membres du comité.

14. Le comité doit notamment réviser le plan de communication du titulaire avec les communautés locales.

15. Un rapport annuel des activités et des dépenses du comité correspondant à l'exercice financier du titulaire doit être publié par le titulaire sur le site Internet et transmis au ministre avant le 30 juin de chaque année.

Le comité prépare la portion du rapport concernant ses activités et la transmet au titulaire au moins 15 jours ouvrables avant la date maximale pour publier le rapport.

Le titulaire produit l'autre portion du rapport concernant les dépenses du comité.

16. Le titulaire d'une licence qui se voit attribuer une autre licence n'a pas à créer un nouveau comité de suivi si les territoires qui font l'objet de ses licences sont contigus. Il doit, dans les 30 jours suivant l'attribution de la nouvelle licence, présenter son programme de travaux au comité de suivi existant.

Le premier alinéa s'applique jusqu'à un maximum de 5 licences.

CHAPITRE III LICENCE D'EXPLORATION

SECTION I MISE AUX ENCHÈRES

§1. *Processus*

§§1. *Liste de personnes qualifiées*

17. Pour déposer une offre dans le cadre d'une mise aux enchères, une personne doit être inscrite à la liste des personnes qualifiées.

La liste est publiée sur le site Internet du ministère.

18. En vue de constituer la liste de personnes qualifiées, le ministre publie un avis d'ouverture de la liste sur le site Internet du ministère. Cet avis peut aussi être publié dans des revues spécialisées et des journaux.

Cet avis indique les conditions d'admissibilité, l'endroit où obtenir des renseignements supplémentaires, l'endroit prévu pour la réception des demandes d'inscription ainsi que la date et l'heure avant lesquelles elles doivent être reçues.

19. Est inscrite à la liste la personne qui :

1° fournit au ministre son nom et ses coordonnées;

2° respecte les conditions d'admissibilité prévues dans l'avis;

3° fournit un engagement à prouver, si elle remporte une mise aux enchères, qu'elle est solvable pour le montant prévu à l'article 160;

4° paie les droits de 75 \$.

20. Une personne n'est pas admissible à la liste si, au cours des 5 années précédant la date de sa demande d'inscription, une licence dont elle était titulaire ou pour laquelle elle détenait une quote-part a été révoquée.

Une personne inscrite à la liste en est retirée si une licence dont elle est titulaire ou pour laquelle elle détient une quote-part est révoquée.

21. La liste a une durée de 5 ans.

22. Une personne qui n'est pas inscrite à la liste peut, pendant un processus de mise aux enchères, déposer une demande d'inscription afin de pouvoir déposer une offre. Les articles 19 et 20 s'appliquent, compte tenu des adaptations nécessaires.

Cette inscription vaut pour la durée de validité restante de la liste.

§§2. *Documents de mise aux enchères et présentation d'une offre*

23. Le ministre transmet un avis de mise aux enchères d'une licence d'exploration aux personnes inscrites à la liste de personnes qualifiées et le publie sur le site Internet du ministère. Cet avis peut aussi être publié dans des revues spécialisées et des journaux.

Cet avis fait partie des documents de mise aux enchères et contient notamment :

1° une description sommaire de la licence et du territoire qui en fait l'objet;

2° l'endroit prévu ainsi que la date et l'heure du début de la période pour la réception des offres;

3° la date et l'heure limites pour la réception des offres, le délai de réception ne pouvant être inférieur à 150 jours à compter du début de la période pour la réception des offres;

4° l'endroit où obtenir les documents de mise aux enchères ainsi que le moment où ils seront disponibles;

5° l'endroit où obtenir des renseignements supplémentaires;

6° la mention que la mise aux enchères sera remportée par la personne ayant déposé l'offre admissible la plus élevée;

7° les conditions et les règles applicables à une demande d'inscription à la liste de personnes qualifiées pendant le processus de mise aux enchères.

24. Au début de la période pour la réception des offres, les documents de mise aux enchères sont publiés sur le site Internet du ministère. Ils comprennent notamment :

1° une copie de la licence à être attribuée;

2° la description du territoire faisant l'objet de la licence et de sa géologie;

3° les conditions d'admissibilité et de conformité des offres;

4° les modalités d'ouverture des offres;

5° la forme admissible de la garantie de mise aux enchères;

6° le montant et la forme admissible de la preuve de solvabilité prévue à l'article 165 qui devra être remise au ministre avant l'octroi de la licence;

7° la liste des documents exigibles de l'adjudicataire avant l'octroi de la licence;

8° la mention des droits exigés.

25. L'enchérisseur doit, avec son offre, fournir une garantie de mise aux enchères d'un montant de 10 000 \$ et payer des droits de 154 \$.

26. Les conditions d'admissibilité et de conformité doivent indiquer les cas qui entraînent le rejet automatique d'une offre, dont notamment :

1° le non-respect de la date et de l'heure limites fixées pour la réception des offres, le défaut de payer les droits exigés et le non-respect de l'endroit prévu pour sa réception;

2° la présentation d'une garantie ne respectant pas la forme et les conditions exigées.

Les conditions de conformité doivent aussi indiquer que le dépôt, par une personne, de plusieurs offres pour une même mise aux enchères, entraîne le rejet automatique de toutes ses offres. Pour l'application du présent alinéa, la transmission d'une même offre par voie électronique et sur support papier est réputée être un dépôt de plusieurs offres.

27. Le ministre peut modifier ses documents de mise aux enchères au moyen d'un addenda transmis aux personnes concernées par la mise aux enchères et publié sur le site Internet du ministère.

L'addenda doit être transmis et publié au moins 30 jours avant la date limite de réception des offres; si ce délai ne peut être respecté, la date limite de réception des offres doit être reportée d'autant de jours qu'il en faut pour que ce délai minimal soit respecté.

§2. Sélection et attribution

§§1. Sélection de l'adjudicataire

28. Le ministre prend connaissance des offres admissibles en présence d'un témoin à la date et à l'heure limites fixées pour la réception des offres.

Il procède alors à leur examen en vérifiant leur conformité.

29. Si le ministre rejette une offre parce qu'elle n'est pas admissible ou qu'elle est non conforme, il en informe l'enchérisseur en mentionnant le motif de rejet au plus tard 15 jours après la publication du nom de l'adjudicataire.

30. La mise aux enchères est remportée par l'enchérisseur ayant déposé l'offre admissible la plus élevée.

En cas d'égalité, l'adjudicataire est sélectionné par tirage au sort.

31. Le ministre informe l'adjudicataire qu'il a été sélectionné et publie son nom et le montant de son offre sur le site Internet du ministère.

32. La licence ne peut être octroyée à un enchérisseur qui fait une déclaration fautive ou trompeuse.

§§2. Attribution de la licence

33. Au plus tard 45 jours après avoir été informé qu'il a été sélectionné, l'adjudicataire doit fournir au ministre :

- 1° le montant offert pour la licence;
- 2° la preuve de solvabilité prévue à l'article 165;

3° le processus de nomination des membres du comité de suivi ou, s'il n'a pas à constituer un nouveau comité en vertu du premier alinéa de l'article 16, identifier le comité de suivi qui sera consulté pour cette licence;

4° un sommaire des travaux d'exploration anticipés pour la durée de la licence qui précise leurs objectifs, leur nature et leur étendue;

5° le paiement des droits annuels exigibles en vertu de l'article 42 pour la première année de la licence.

34. Le ministre attribue la licence lorsque l'adjudicataire lui fournit les éléments mentionnés à l'article 33 et qu'il approuve le processus de nomination des membres du comité de suivi.

À défaut pour l'adjudicataire de lui fournir ces éléments, le ministre peut sélectionner un nouvel adjudicataire. L'article 30 s'applique à cette nouvelle sélection.

35. Les droits d'attribution de la licence d'exploration sont de 10 000 \$.

La garantie de mise aux enchères fournie par l'adjudicataire est conservée par le ministre et sert au paiement des droits d'attribution de la licence.

36. Dans les 30 jours suivant l'attribution de la licence, le ministre remet la garantie aux enchérisseurs n'ayant pas remporté la mise aux enchères.

37. Le ministre peut conserver la garantie de mise aux enchères lorsque l'adjudicataire refuse de conclure la licence.

SECTION II TRAVAUX MINIMUMS

38. Le montant des travaux minimums que le titulaire d'une licence d'exploration doit réaliser chaque année est :

1° pour la première année de la période de validité de la licence, le plus élevé entre 100 \$ le km² ou 6 000 \$;

2° pour la deuxième année de la période de validité de la licence, le plus élevé entre 200 \$ le km² ou 12 000 \$;

3° pour la troisième année de la période de validité de la licence, le plus élevé entre 300 \$ le km² ou 18 000 \$;

4° pour la quatrième année de la période de validité de la licence, le plus élevé entre 400 \$ le km² ou 24 000 \$;

5° pour la cinquième année de la période de validité de la licence, le plus élevé entre 500 \$ le km² ou 30 000 \$;

6° à partir du premier renouvellement de la licence fait en application de l'article 49, le plus élevé entre 500 \$ le km² ou 40 000 \$.

39. Les travaux liés aux activités suivantes sont admissibles au calcul du montant des travaux minimums :

- 1^o un levé géophysique ou géochimique;
- 2^o un sondage stratigraphique;
- 3^o le forage ou la réentrée d'un puits;
- 4^o la complétion d'un puits;
- 5^o la fracturation d'un puits;
- 6^o le reconditionnement d'un puits;
- 7^o un essai d'extraction d'hydrocarbures ou d'utilisation d'un réservoir souterrain;
- 8^o la fermeture temporaire d'un puits;
- 9^o la fermeture définitive d'un puits ou d'un réservoir;
- 10^o la restauration d'un site;
- 11^o l'évaluation économique d'un gisement ou d'un réservoir.

40. Le rapport de travaux prévu au deuxième alinéa de l'article 31 de la Loi doit contenir les éléments suivants :

- 1^o une description détaillée des travaux réalisés pendant l'année ainsi que les montants ventilés qui leur sont attribuables permettant de distinguer ce qui est admissible de ce qui ne l'est pas;
- 2^o le résultat des travaux et leur impact sur la poursuite des activités;
- 3^o le cas échéant, le montant des travaux admissibles excédant le montant des travaux minimums requis des années antérieures qui est reporté à l'année en cours; le titulaire doit identifier l'année au cours de laquelle cet excédent a été réalisé;
- 4^o le cas échéant, le montant des travaux admissibles excédant le montant des travaux minimums requis réalisés sur le territoire d'une autre licence que le titulaire désire appliquer à la licence pour l'année en cours; le titulaire doit identifier la licence de laquelle l'excédent provient;
- 5^o le cas échéant, le montant des travaux admissibles excédant le montant des travaux minimums requis que le titulaire désire appliquer à une ou plusieurs autres licences pour l'année en cours; le titulaire doit identifier les licences auxquelles il désire appliquer l'excédent et en détailler la répartition entre celles-ci;

6^o le cas échéant, le montant des travaux admissibles excédant le montant des travaux minimums requis pour l'année en cours qui pourra être reporté à une année ultérieure;

7^o le cas échéant, le montant des travaux minimums requis qu'il aurait dû réaliser pour l'année en cours et le montant versé en contrepartie conformément à l'article 32 de la Loi.

La ventilation des montants des travaux doit permettre d'associer un coût direct pour chacune des activités prévues à l'article 39, le cas échéant.

41. Le rapport prévu à l'article 40 doit être certifié par un comptable professionnel agréé auditeur indépendant.

Sur demande du ministre, le titulaire lui fournit les pièces justificatives des travaux admissibles réalisés pendant l'année.

SECTION III DROITS ANNUELS

42. Les droits annuels payables par le titulaire d'une licence d'exploration sont :

- 1^o pour la première période de validité de la licence, de 51,50 \$ le km²;
- 2^o à partir du premier renouvellement de la licence fait en application de l'article 49, de 103 \$ le km²;
- 3^o à partir du renouvellement de la licence fait en application de l'article 50, de 257,50 \$ le km².

SECTION IV RAPPORT ANNUEL

43. Le rapport annuel prévu à l'article 37 de la Loi doit contenir les éléments suivants :

- 1^o un sommaire des travaux réalisés, signé et scellé par un géologue ou un ingénieur;
- 2^o un sommaire des dépenses d'exploration réalisées sur le territoire de la licence au cours de l'année;
- 3^o un bilan en termes d'actifs d'exploration et d'évaluation détenus par le titulaire depuis l'émission de la licence sur le territoire de celle-ci, certifié par un comptable professionnel agréé auditeur indépendant;
- 4^o un sommaire des nouvelles connaissances acquises au cours de l'année sur le territoire de la licence;

5° lorsqu'un avis de découverte importante ou exploitable a été inscrit au registre public des droits réels et immobiliers relatifs aux hydrocarbures, la mise à jour de l'estimation des réserves et des ressources contingentes en hydrocarbures présentes sur le territoire faisant l'objet de la licence, établie conformément au «*Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook (COGEH)*» par un évaluateur de réserves qualifié indépendant, si elle a été réalisée;

6° le statut des puits et le montant des garanties fournies conformément à l'article 103 de la Loi.

Tout document justificatif ou de référence doit être transmis en même temps que le rapport annuel.

44. Le rapport annuel doit être accompagné d'une carte illustrant le périmètre de l'étendue du levé géophysique et du levé géochimique, les lignes de levé, les traverses et les points de source d'énergie pour le levé géophysique, le périmètre de l'étendue du levé et les points d'échantillonnage pour le levé géochimique, les sondages stratigraphiques et les forages réalisés sur le territoire faisant l'objet de la licence de même que les équipements et les installations en place.

SECTION V AVIS DE DÉCOUVERTE

45. L'avis de découverte importante prévu à l'article 38 de la Loi doit contenir les éléments suivants :

1° le nom et les coordonnées du titulaire ainsi que le numéro de la licence;

2° le nom et le numéro du puits;

3° l'intervalle de profondeur et la description des formations géologiques porteuses ainsi que des zones de découverte;

4° la localisation de la découverte;

5° une section longitudinale du forage de découverte indiquant sa position;

6° la description des hydrocarbures et de leur relation avec les formations géologiques porteuses;

7° les données et les analyses qui justifient l'étendue de l'accumulation d'hydrocarbures;

8° la profondeur des essais réalisés;

9° une estimation des ressources découvertes en hydrocarbures établie conformément au «*Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook (COGEH)*» par un évaluateur de réserves qualifié indépendant ainsi que les données et les analyses ayant permis d'établir cette estimation;

10° les résultats des essais d'extraction.

46. L'avis de découverte exploitable prévu à l'article 39 de la Loi doit contenir les éléments suivants :

1° le nom et les coordonnées du titulaire ainsi que le numéro de la licence;

2° le nom et le numéro des puits ayant permis la découverte et la délimitation de la zone de découverte exploitable;

3° l'intervalle de profondeur et la description des formations géologiques porteuses ainsi que des zones de découverte;

4° la projection verticale en surface du toit du gisement ainsi que les isobathes du toit du gisement en utilisant le niveau de la mer comme référence;

5° une section longitudinale des puits visés au paragraphe 2° indiquant leurs positions;

6° la description des hydrocarbures et de leur relation avec les formations géologiques porteuses;

7° les données et les analyses qui justifient l'étendue de l'accumulation d'hydrocarbures;

8° la profondeur des essais réalisés;

9° les résultats des essais d'extraction.

47. L'avis de découverte exploitable doit également présenter une estimation des ressources contingentes et, le cas échéant, des réserves d'hydrocarbures établie conformément au «*Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook (COGEH)*» par un évaluateur de réserves qualifié indépendant ainsi que les données et les analyses ayant permis d'établir cette estimation. De plus, l'avis de découverte exploitable devra expliquer la nature des contingences qui ne permettent pas de qualifier les ressources contingentes de réserves et les étapes qui devront être traversées pour lever ces contingences. Advenant qu'il y ait un calcul de réserves, l'avis de découverte exploitable devra présenter la valeur actualisée nette des produits d'activités ordinaires nets futurs conformément aux parties 1 à 3 de l'Annexe 51-101A1 du Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et

gazières (chapitre V-1.1, r. 23), compte tenu des adaptations nécessaires, déterminée par un évaluateur de réserves qualifié indépendant.

48. Lorsque le titulaire d'une licence d'exploration transmet au ministre un avis de découverte importante ou de découverte exploitable, il transmet une copie de cet avis aux municipalités locales et aux municipalités régionales de comté situées sur le territoire faisant l'objet de la licence par poste recommandée et un sommaire de cet avis contenant les renseignements visés aux paragraphes 1^o, 2^o, 4^o et 9^o de l'article 45 ou aux paragraphes 1^o, 2^o et 9^o de l'article 46.

SECTION VI RENOUVELLEMENT

49. Le ministre renouvelle la licence d'exploration pour une période d'un an, au plus 5 fois, pourvu que le titulaire :

1^o demande le renouvellement avant la fin de la période de validité antérieure;

2^o paie les droits annuels exigibles en vertu de l'article 42;

3^o ait respecté les dispositions de la Loi et de ses règlements au cours de la période de validité antérieure;

4^o transmette un sommaire des travaux planifiés pour la prochaine période de validité précisant leurs objectifs, leur nature et leur étendue, signé et scellé par un ingénieur;

5^o ait fait inscrire, au registre public des droits réels et immobiliers relatifs aux hydrocarbures, un avis de découverte importante avant la fin de la période de validité antérieure ou justifie la pertinence de la poursuite des travaux d'exploration.

50. Après le cinquième renouvellement, le ministre renouvelle la licence d'exploration pour une période de 8 ans, pourvu que le titulaire :

1^o demande le renouvellement avant la fin de la période de validité antérieure;

2^o paie les droits annuels exigibles en vertu de l'article 42 pour la première année du renouvellement;

3^o ait fait inscrire, au registre public des droits réels et immobiliers relatifs aux hydrocarbures, un avis de découverte exploitable avant la fin de la période de validité antérieure;

4^o ait respecté les dispositions de la Loi et de ses règlements au cours de la période de validité antérieure;

5^o transmette un sommaire des travaux planifiés pour la prochaine période de validité précisant leurs objectifs, leur nature et leur étendue, signé et scellé par un ingénieur.

À l'expiration de la période de 8 ans, le ministre peut autoriser la prolongation de la période de validité de la licence pour la période nécessaire à l'obtention de la décision et des autorisations prévues au premier alinéa de l'article 48 de la Loi ainsi qu'à l'émission de la licence de production ou de stockage.

CHAPITRE IV LICENCE DE PRODUCTION

SECTION I ATTRIBUTION D'UNE LICENCE DE PRODUCTION

§1. Attribution au titulaire d'une licence d'exploration

51. Le ministre attribue une licence de production lorsque le titulaire d'une licence d'exploration lui transmet :

1^o la preuve de solvabilité prévue à l'article 165;

2^o une copie des autorisations obtenues conformément à l'article 48 de la Loi;

3^o le paiement des droits annuels exigibles en vertu de l'article 68 pour la première année de la licence;

4^o le paiement des droits d'attribution de la licence de 10 000 \$.

52. Le titulaire d'une licence d'exploration transmet les éléments mentionnés à l'article 51 au plus tard 45 jours après avoir obtenu la dernière autorisation ou décision favorable prévue à l'article 48 de la Loi.

§2. Attribution par adjudication

53. Lorsque la licence de production est attribuée par adjudication, les articles 17 à 32 s'appliquent, compte tenu des adaptations nécessaires.

54. En plus d'informer l'adjudicataire conformément à l'article 31, le ministre informe aussi l'enchérisseur ayant présenté la deuxième offre la plus élevée.

Le ministre remet la garantie de mise aux enchères aux autres enchérisseurs.

55. L'adjudicataire et l'enchérisseur ayant présenté la deuxième offre la plus élevée doivent présenter leur projet de production à la Régie de l'énergie au plus tard 45 jours après en avoir été avisés par le ministre conformément aux articles 31 et 54.

La Régie ne prend connaissance du projet de l'enchérisseur ayant présenté la deuxième offre la plus élevée que si l'adjudicataire n'obtient pas une décision favorable sur son projet.

56. L'enchérisseur ayant présenté la deuxième offre la plus élevée peut, en tout temps, se retirer du processus en avisant le ministre et la Régie de l'énergie par écrit. Le ministre lui remet alors sa garantie de mise aux enchères.

57. Au plus tard 45 jours après avoir obtenu la dernière autorisation ou décision favorable prévue à l'article 48 de la Loi, l'adjudicataire ou, le cas échéant, l'enchérisseur ayant présenté la deuxième offre la plus élevée, doit fournir au ministre :

- 1° le montant offert pour la licence;
- 2° la preuve de solvabilité prévue à l'article 165;
- 3° une copie des autorisations obtenues conformément à l'article 48 de la Loi;
- 4° le processus de nomination des membres du comité de suivi ou, s'il n'a pas à constituer un nouveau comité de suivi en vertu du premier alinéa de l'article 16, identifier le comité de suivi qui sera consulté pour cette licence;
- 5° le paiement des droits annuels exigibles en vertu de l'article 68 pour la première année de la licence.

58. Le ministre attribue une licence de production lorsqu'il reçoit les éléments mentionnés à l'article 57 et qu'il approuve le processus de nomination des membres du comité de suivi, le cas échéant.

59. Les droits d'attribution de la licence de production sont de 10 000 \$.

La garantie de mise aux enchères fournie par celui à qui est attribuée la licence est conservée par le ministre et sert au paiement des droits d'attribution de la licence.

60. Dans les 30 jours suivant l'attribution de la licence, le ministre remet la garantie de mise aux enchères à celui qui n'a pas obtenu la licence.

61. Le ministre peut conserver la garantie de mise aux enchères lorsque l'adjudicataire ou, le cas échéant, l'enchérisseur ayant présenté la deuxième offre la plus élevée refuse de conclure la licence.

SECTION II EXAMEN DU PROJET PAR LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

§1. Demande

62. Celui qui désire obtenir une licence de production soumet à la Régie de l'énergie, pour qu'elle se prononce sur son projet de production, les documents et renseignements suivants :

1° une présentation générale du projet comprenant notamment :

- a) l'historique des activités réalisées;
- b) la date d'inscription de l'avis de découverte exploitable au registre public des droits réels et immobiliers relatifs aux hydrocarbures;
- c) les partenaires, leurs intérêts respectifs ainsi que leurs capacités techniques et financières à réaliser le projet;
- d) une carte illustrant la projection verticale du gisement en surface ainsi que les équipements et les installations nécessaires à la réalisation du projet;
- e) une carte topographique à une échelle suffisante pour illustrer notamment :
 - i. le périmètre du territoire qui fera l'objet de la licence;
 - ii. les municipalités se trouvant sur le territoire qui fera l'objet de la licence;
 - iii. les routes comprises sur le territoire qui fera l'objet de la licence;
 - iv. les terres publiques et privées;
 - v. les milieux terrestres et hydriques;
- f) le calendrier des travaux envisagés;
- g) une description générale de l'évolution des installations dans le temps;
- h) la liste des documents techniques et des données utilisés dans la préparation du projet;
- i) si la présentation du projet se fait à la suite d'un processus de mise aux enchères, le résumé de la façon dont sera réglé tout passif financier imputable aux activités envisagées précisant les moyens qui seront pris afin d'obtenir les fonds nécessaires ainsi que le moment où seront mobilisés ces fonds;

j) la liste des permis, des licences et des autorisations nécessaires à la réalisation du projet;

k) le cas échéant, la description des modifications apportées au projet à la suite des conditions imposées par d'autres ministères ou organismes;

2^o un rapport comprenant notamment :

a) un aperçu de la géologie régionale;

b) la géologie structurale et la géologie de réservoir;

c) une analyse pétrologique du réservoir et des roches encaissantes;

d) une analyse géophysique portant sur les données géophysiques disponibles, notamment des levés sismiques et des diagraphies, et ayant pour objectif de caractériser la géométrie du gisement et des roches encaissantes ainsi que leurs propriétés physiques;

e) une modélisation géologique du gisement;

f) une analyse pétrophysique de réservoir permettant notamment d'établir un modèle volumétrique qui tient compte de la porosité, de la perméabilité et de la saturation en eau ainsi que la méthodologie retenue et les données brutes utilisées aux fins de l'analyse;

g) les résultats des essais aux tiges;

h) les propriétés des fluides rencontrés dans le réservoir;

i) les pressions, les volumes et les températures dans le réservoir;

j) la démonstration que l'espacement des puits permet une délinéation adéquate du gisement;

3^o une évaluation des ressources contingentes et, le cas échéant, des réserves d'hydrocarbures établie conformément au « *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook (COGEH)* » par un évaluateur de réserves qualifié indépendant;

4^o un plan de production d'hydrocarbures comprenant notamment :

a) la chronologie détaillée des activités prévues au cours du développement du gisement;

b) l'emplacement des puits afin de viser la production du gisement dans son ensemble;

c) la liste des facteurs pouvant affecter le projet notamment les contraintes physiques et les aspects géotechniques;

d) une description des installations de production et de transport;

e) la présentation de l'approche de gestion technique concernant les contractants, les fournisseurs et la sous-traitance;

f) la méthode de tarissement du gisement incluant, le cas échéant, un plan de récupération assistée;

g) la stratégie de gestion du gisement et de mise en marché des hydrocarbures;

h) un modèle de simulation de production;

i) la stratégie de fermeture de puits, de démantèlement des équipements et des installations et de restauration des sites de travaux;

5^o un plan d'intervention d'urgence conforme à la norme CSA-Z731, « Planification des mesures et interventions d'urgence », publiée par l'Association canadienne de normalisation;

6^o un plan d'exploitation et de maintenance établissant les objectifs de gestion du réservoir et les considérations opérationnelles courantes, notamment les essais, les analyses, la surveillance et le contrôle de la performance du gisement;

7^o une évaluation économique du projet comprenant notamment :

a) les dépenses engagées préalablement à la préparation du projet pour des installations qui serviront au cours de la phase de production;

b) les coûts de préparation du projet;

c) une estimation des coûts en capitaux du projet de développement, notamment les coûts de forage, de complétion et de fracturation des puits, le coût des installations d'extraction, de purification, de fractionnement, de liquéfaction, de compression, de mesurage et de transport jusqu'au lieu de livraison, les coûts de fermeture, de démantèlement et de restauration de site ainsi que les coûts indirects;

d) une estimation des coûts d'exploitation et de maintenance, notamment pour le support administratif et technique ainsi que les coûts d'exploitation, d'extraction,

de purification, de fractionnement, de liquéfaction, de compression, de mesurage et de transport jusqu'au lieu de livraison et les coûts indirects;

e) une présentation des scénarios de production et des prévisions de revenus;

f) une évaluation de la récupération dans le gisement;

g) les facteurs de contingence affectant la récupération éventuelle des hydrocarbures découverts non récupérables;

h) un scénario des redevances à verser;

i) une analyse de sensibilité économique;

j) dans le cas de réserves d'hydrocarbures, la valeur actualisée nette des produits d'activités ordinaires nets futurs, conformément aux parties 1 à 3 de l'Annexe 51-101A1 du Règlement 51-101 (chapitre V-1.1, r. 23) sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières, compte tenu des adaptations nécessaires, déterminée par un évaluateur de réserves qualifié indépendant;

8° un plan de retombées locales et régionales présentant notamment les prévisions de dépenses effectuées dans le milieu, les retombées fiscales et les emplois qui s'y rattachent ainsi que les impacts financiers négatifs;

9° un bilan des consultations publiques réalisées préalablement au dépôt du projet;

10° la description des mesures d'atténuation envisagées pour harmoniser l'utilisation du territoire et pour minimiser les perturbations sur les communautés locales et sur l'environnement.

Le document exigé en vertu du paragraphe 2° doit être signé et scellé par un géologue ou un ingénieur et ceux exigés en vertu des paragraphes 4° à 6° doivent l'être par un ingénieur.

63. Dès qu'il a soumis sa demande à la Régie de l'énergie, celui qui désire obtenir une licence de production transmet un avis au ministre contenant les éléments suivants :

1° son nom et ses coordonnées et, s'il est titulaire d'une licence d'exploration, le numéro de sa licence;

2° la date du dépôt de la demande à la Régie et le numéro du dossier.

64. Lors de l'examen du projet, la Régie de l'énergie doit notamment tenir compte des éléments suivants :

1° la création d'emplois;

2° l'estimation des revenus pour l'État;

3° les impacts économiques positifs et négatifs du projet;

4° la probabilité de réalisation du projet.

65. Lorsqu'elle rend sa décision, la Régie de l'énergie doit notamment se prononcer sur la pertinence économique globale du projet.

§2. Modifications au projet de production

66. Le titulaire d'une licence qui désire modifier son projet de production soumet, au préalable, cette modification à la Régie de l'énergie.

Elle doit notamment contenir les éléments suivants :

1° la présentation des modifications du projet;

2° une mise à jour des documents déjà soumis;

3° la différence des coûts du projet ainsi que la proportion que représentent ces coûts par rapport à ceux de la plus récente version du projet qui a fait l'objet d'une décision favorable de la Régie;

4° la justification de tout changement à la nature de la plus récente version du projet qui a fait l'objet d'une décision favorable de la Régie en raison d'une modification technique, ou les motifs pour lesquels la modification n'entraîne pas un tel changement.

67. Dès qu'il a soumis une modification à la Régie de l'énergie, le titulaire en avise le ministre.

L'avis doit être accompagné de la présentation des modifications au projet de production et il doit mentionner le numéro de dossier à la Régie.

SECTION III DROITS ANNUELS ET REDEVANCES

68. Le titulaire d'une licence de production paie des droits annuels de 361 \$ le km².

69. Les redevances que doit verser mensuellement le titulaire d'une licence de production sont fixées selon la quantité d'hydrocarbures extraits déclarée dans le rapport mensuel prévu à l'article 71.

Les redevances sont de :

1^o sur le pétrole extrait du territoire faisant l'objet de sa licence :

a) lorsque la production moyenne quotidienne par puits en production est de 7 m³ ou moins, 5 % de la valeur au puits;

b) lorsque la production moyenne quotidienne par puits en production est supérieure à 7 m³, mais inférieure à 30 m³ :

i. 5 % de la valeur au puits sur les premiers 7 m³;

ii. 10 % de la valeur au puits sur l'excédent;

c) lorsque la production moyenne quotidienne par puits en production est supérieure à 30 m³ :

i. 8,75 % de la valeur au puits sur les premiers 30 m³;

ii. 12,5 % de la valeur au puits sur l'excédent;

2^o sur le gaz extrait du territoire faisant l'objet de sa licence :

a) lorsque la production moyenne quotidienne par puits en production est égale ou inférieure à 84 000 m³, 10 % de la valeur au puits;

b) lorsque la production moyenne quotidienne par puits en production est supérieure à 84 000 m³ :

i. 10 % de la valeur au puits sur les premiers 84 000 m³;

ii. 12,5 % de la valeur au puits sur l'excédent.

70. Le paiement des redevances doit être effectué en espèces, par chèque ou mandat-poste, payable à l'ordre du ministre des Finances.

SECTION IV RAPPORTS

§1. Rapport mensuel

71. Le rapport mensuel de production, prévu à l'article 62 de la Loi, doit notamment contenir les éléments suivants :

1^o le nom et les coordonnées du titulaire ainsi que le numéro de la licence;

2^o un sommaire des activités sur les puits et sur les installations ainsi que des opérations de production;

3^o la nature et le volume d'hydrocarbures produits quotidiennement par chaque puits ainsi que le cumul mensuel et annuel de ce volume;

4^o le montant des redevances payables sur les hydrocarbures produits, par type d'hydrocarbures, comprenant notamment :

a) le volume mensuel de chaque type d'hydrocarbures produit par l'ensemble des puits sur le territoire faisant l'objet de la licence;

b) les revenus mensuels de production pour chaque type d'hydrocarbures;

c) les coûts de mesurage, de transport et de purification;

d) la valeur au puits moyenne mensuelle pour chaque type d'hydrocarbures;

e) le montant mensuel total des redevances pour les hydrocarbures produits au courant de l'année visée.

Ce rapport doit être transmis dans les 20 premiers jours du mois suivant.

§2. Rapport annuel

72. Le rapport annuel, prévu à l'article 64 de la Loi, doit notamment contenir les éléments suivants :

1^o le nom et les coordonnées du titulaire ainsi que le numéro de la licence;

2^o un sommaire des éléments suivants :

a) les activités sur les puits et les installations sur le territoire faisant l'objet de la licence;

b) les opérations de production;

c) les activités du comité de suivi;

3^o une description des équipements et des installations utilisés en surface et dans les puits;

4^o une analyse technique concernant les caractéristiques de production et les données de suivi annuel de ces caractéristiques comprenant notamment :

a) les résultats des vérifications et des contrôles effectués sur les équipements ainsi que sur les puits;

b) le débit, le type de substance et le volume des fluides et des hydrocarbures produits ou injectés dans les puits;

c) les résultats des essais de production, des relevés de pression et les analyses des fluides et des hydrocarbures;

d) une description des procédés de traitement de raffinage des hydrocarbures sur le site de production;

e) une copie des diagraphies de production réalisées avant la cessation des opérations d'un puits producteur, le cas échéant;

f) les résultats des autres essais, mesures et diagraphies réalisés;

5° la description des compteurs transactionnels destinés au mesurage pour facturation et leurs spécifications ainsi qu'une carte les localisant;

6° la date du dernier étalonnage des compteurs transactionnels destinés au mesurage pour facturation;

7° les résultats des mesures de la pression statique, lesquelles doivent être réalisées au moins une fois par année pour chaque puits qui a été en production pendant l'année;

8° la nature et le volume d'hydrocarbures produits quotidiennement par puits ainsi que le cumul mensuel et annuel de ce volume;

9° le volume annuel de chaque type d'hydrocarbures produits par l'ensemble des puits sur le territoire faisant l'objet de la licence;

10° les données historiques de production de chaque puits producteur, sous forme de courbe indiquant le débit mensuel et la pression qui décline;

11° les revenus annuels de production pour chaque type d'hydrocarbures, qui comprennent notamment le prix de vente, le volume vendu ainsi que la personne impliquée dans la transaction;

12° le montant mensuel total des redevances pour les hydrocarbures produits au courant de l'année visée;

13° le résultat de la réévaluation annuelle des réserves et des ressources contingentes en hydrocarbures préparée conformément au « *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook (COGEH)* » par un évaluateur de réserves qualifié indépendant;

14° la révision annuelle de l'évaluation économique du projet soumise à la Régie de l'énergie.

Tout document justificatif de référence doit être transmis en même temps que le rapport annuel.

73. Le rapport annuel doit être accompagné d'une carte illustrant le périmètre de l'étendue du levé géophysique ou du levé géochimique, les lignes de levé, les traverses et les points de source d'énergie pour le levé géophysique, le périmètre de l'étendue du levé et les points d'échantillonnage pour le levé géochimique, les sondages stratigraphiques et les forages réalisés sur le territoire faisant l'objet de la licence de même que les équipements et les installations en place.

SECTION V RENOUVELLEMENT

74. Le ministre renouvelle la licence de production pour une période de 10 ans, au plus 5 fois, pourvu que le titulaire :

1° paie les droits exigibles en vertu de l'article 68 pour la première année du renouvellement;

2° ait respecté les dispositions de la Loi et de ses règlements au cours de la période de validité antérieure;

3° démontre qu'il a produit des hydrocarbures pendant au moins 24 mois au cours des 5 années précédant la demande de renouvellement;

4° démontre que son approche de développement du gisement permet une récupération optimale et sécuritaire des hydrocarbures.

Après ces périodes, le ministre peut autoriser la prolongation de la période de validité de la licence pour la période qu'il détermine, lorsque le titulaire en fait la demande conformément au premier alinéa et qu'il démontre la pertinence économique du gisement pour la période de prolongation.

La demande de renouvellement doit être transmise au moins 120 jours avant la fin de la période de validité antérieure à défaut de quoi le titulaire s'expose à la sanction administrative pécuniaire prévue au paragraphe 1° de l'article 187 de la Loi.

75. Si le titulaire n'a pas demandé le renouvellement à la date d'expiration de la licence, il doit transmettre au ministre le rapport annuel qu'il avait l'obligation de lui transmettre en vertu de l'article 72.

CHAPITRE V LICENCE DE STOCKAGE

SECTION I PÉRIMÈTRE DE PROTECTION

76. Pour la délimitation du territoire visé par une licence de stockage prévue à l'article 11 de la Loi, le périmètre de protection correspond à 10% de la largeur maximale de la superficie de la projection verticale sur le sol du réservoir mesurée à son point le plus large.

SECTION II ATTRIBUTION D'UNE LICENCE DE STOCKAGE

§1. Attribution au titulaire d'une licence d'exploration ou de production

77. Le ministre attribue une licence de stockage au titulaire d'une licence d'exploration ou de production lorsque ce dernier lui transmet :

- 1° la preuve de solvabilité prévue à l'article 165;
- 2° une copie des autorisations obtenues conformément à l'article 48 de la Loi;
- 3° le paiement des droits annuels exigibles en vertu de l'article 97 pour la première année de la licence;
- 4° le paiement des droits d'attribution de la licence de 10 000 \$.

78. Le titulaire d'une licence d'exploration ou de production transmet les éléments mentionnés à l'article 77 au plus tard 45 jours après avoir obtenu la dernière autorisation ou décision favorable prévue à l'article 48 de la Loi.

§2. Attribution par adjudication

79. Lorsque la licence de stockage est attribuée par adjudication, les articles 17 à 32 s'appliquent, compte tenu des adaptations nécessaires.

80. En plus d'informer l'adjudicataire conformément à l'article 31, le ministre informe aussi l'enchérisseur ayant présenté la deuxième offre la plus élevée.

Le ministre remet la garantie de mise aux enchères aux autres enchérisseurs.

81. L'adjudicataire et l'enchérisseur ayant présenté la deuxième offre la plus élevée doivent présenter leur projet de stockage à la Régie de l'énergie au plus tard 45 jours après en avoir été avisés par le ministre conformément aux articles 31 et 80.

La Régie ne prend connaissance du projet de l'enchérisseur ayant présenté la deuxième offre la plus élevée que si l'adjudicataire n'obtient pas une décision favorable sur son projet.

82. L'enchérisseur ayant présenté la deuxième offre la plus élevée peut, en tout temps, se retirer du processus en avisant le ministre et la Régie de l'énergie par écrit. Le ministre lui remet alors sa garantie de mise aux enchères.

83. Au plus tard 45 jours après avoir obtenu la dernière autorisation ou décision favorable prévue à l'article 48 de la Loi, l'adjudicataire ou, le cas échéant, l'enchérisseur ayant présenté la deuxième offre la plus élevée, doit fournir au ministre :

- 1° le montant offert pour la licence;
- 2° la preuve de solvabilité prévue à l'article 165;
- 3° une copie des autorisations obtenues conformément à l'article 48 de la Loi;
- 4° le processus de nomination des membres du comité de suivi ou, s'il n'a pas à constituer un nouveau comité de suivi en vertu du premier alinéa de l'article 16, identifier le comité de suivi qui sera consulté pour cette licence;
- 5° le paiement des droits annuels exigibles en vertu de l'article 97 pour la première année de la licence.

84. Le ministre attribue la licence de stockage lorsqu'il reçoit les éléments mentionnés à l'article 83 et qu'il approuve le processus de nomination des membres du comité de suivi, le cas échéant.

85. Les droits d'attribution de la licence de stockage sont de 10 000 \$.

La garantie de mise aux enchères fournie par celui à qui est attribuée la licence est conservée par le ministre et sert au paiement des droits d'attribution de la licence.

86. Dans les 30 jours suivant l'attribution de la licence, le ministre remet la garantie à celui qui n'a pas obtenu la licence.

87. Le ministre peut conserver la garantie de mise aux enchères lorsque l'adjudicataire ou, le cas échéant, l'enchérisseur ayant présenté la deuxième offre la plus élevée refuse de conclure la licence.

SECTION III**EXAMEN DU PROJET PAR LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE****§1. Demande**

88. Celui qui désire obtenir une licence de stockage soumet à la Régie de l'énergie, pour qu'elle se prononce sur son projet de stockage, les documents et renseignements suivants :

1^o une présentation générale du projet comprenant notamment :

a) l'historique des activités réalisées qui inclut notamment, dans le cas d'un réservoir souterrain qui découle du tarissement d'un gisement, un historique du développement réalisé et de la production;

b) les partenaires, leurs intérêts respectifs ainsi que leurs capacités techniques et financières à réaliser le projet;

c) une carte illustrant la projection verticale du réservoir en surface ainsi que les équipements et les installations nécessaires à la réalisation du projet;

d) une carte topographique à une échelle suffisante pour illustrer notamment :

- i.* le périmètre du territoire qui fera l'objet de la licence;
- ii.* les municipalités se trouvant sur le territoire qui fera l'objet de la licence;
- iii.* les routes comprises sur le territoire qui fera l'objet de la licence;
- iv.* les terres publiques et privées;
- v.* les milieux terrestres et hydriques;
- e)* le calendrier des travaux envisagés;

f) une description générale de l'évolution des installations dans le temps;

g) la liste des documents techniques et des données utilisés dans la préparation du projet;

h) si la présentation du projet se fait à la suite d'un processus de mise aux enchères, le résumé de la façon dont sera réglé tout passif financier imputable aux activités envisagées précisant les moyens qui seront pris afin d'obtenir les fonds nécessaires ainsi que le moment où seront mobilisés ces fonds;

i) la liste des permis, des licences et des autorisations nécessaires à la réalisation du projet;

j) le cas échéant, la description des modifications apportées au projet à la suite des conditions imposées par d'autres ministères ou organismes;

2^o un rapport comprenant notamment :

a) un aperçu de la géologie régionale;

b) la géologie structurale et la géologie de réservoir;

c) une analyse pétrologique du réservoir et des roches encaissantes;

d) une analyse géophysique portant sur les données géophysiques disponibles, notamment des levés sismiques et des diagaphies, et ayant pour objectif de caractériser la géométrie du réservoir et des roches encaissantes ainsi que leurs propriétés physiques;

e) une modélisation géologique du réservoir;

f) une analyse pétrophysique de réservoir permettant notamment d'établir un modèle volumétrique qui tient compte de la porosité, de la perméabilité et de la saturation en eau ainsi que la méthodologie retenue et les données brutes utilisées aux fins de l'analyse;

g) les résultats des essais aux tiges;

h) les propriétés des fluides rencontrés dans le réservoir;

i) les pressions, les volumes et les températures dans le réservoir;

j) une étude d'intégrité du réservoir;

k) une estimation de la capacité volumétrique commerciale du réservoir incluant la méthodologie justifiant ce calcul;

l) la modélisation du comportement des fluides;

m) l'approche permettant de maintenir la pression et les capacités de production;

n) les taux d'injection et de soutirage maximaux journaliers;

3^o dans le cas d'un réservoir souterrain qui découle du tarissement d'un gisement, un historique de la production des hydrocarbures indigènes accompagné d'une évaluation de la ressource en place préalablement au projet de

stockage, établie conformément au « *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook (COGEH)* » par un évaluateur de réserves qualifié indépendant;

4^o un plan de stockage d'hydrocarbures composé notamment de :

- a) la stratégie de gestion du stockage;
- b) la chronologie détaillée des activités prévues au cours du développement du réservoir de stockage ainsi que des installations et équipements nécessaires;
- c) une description des installations d'injection et de soutirage ainsi que de transport;
- d) la liste des facteurs pouvant affecter le projet notamment les contraintes physiques et les aspects géotechniques;
- e) la présentation de l'approche de gestion technique concernant les contractants, les fournisseurs et la sous-traitance;
- f) la description du marché visé accompagné d'un modèle de simulation de stockage présentant les volumes mensuels injectés et soutirés en fonction du marché visé ainsi que les revenus anticipés sur la durée de vie du projet;
- g) la stratégie de fermeture de puits, de démantèlement des équipements et des installations ainsi que de restauration des sites de travaux;

5^o un plan d'intervention d'urgence conforme à la norme CSA-Z731, « Planification des mesures et interventions d'urgence », publiée par l'Association canadienne de normalisation;

6^o un plan d'exploitation et de maintenance incluant les objectifs de gestion du réservoir et les considérations opérationnelles courantes, notamment les essais, les analyses, la surveillance et le contrôle de la performance du réservoir;

7^o une évaluation économique du projet comprenant notamment :

- a) les dépenses engagées préalablement à la préparation du projet pour des installations qui serviront au cours du projet;
- b) les coûts de préparation du projet;
- c) une estimation des coûts en capitaux du projet de développement, notamment les coûts de forage, de complétion et de fracturation des puits, le coût des installations

d'injection et de soutirage, de purification, de fractionnement, de liquéfaction, de compression, de mesurage et de transport jusqu'au lieu de livraison, les coûts de fermeture, de démantèlement et de restauration de site ainsi que les coûts indirects;

d) une estimation des coûts d'exploitation et de maintenance, notamment pour le support administratif et technique, ainsi que pour l'injection et le soutirage, la purification, le fractionnement, la liquéfaction, la compression, le mesurage et le transport jusqu'au lieu de livraison ainsi que les coûts indirects;

e) une présentation des scénarios d'injection, de stockage et de soutirage ainsi que des prévisions de revenus;

f) un scénario des droits à verser sur les substances soutirées;

g) une analyse de sensibilité économique;

8^o un plan de retombées locales et régionales présentant notamment les prévisions de dépenses effectuées dans le milieu et les emplois qui s'y rattachent ainsi que les impacts financiers négatifs;

9^o un bilan des consultations publiques réalisées préalablement au dépôt du projet;

10^o la description des mesures d'atténuation envisagées pour harmoniser l'utilisation du territoire et pour minimiser les perturbations sur les communautés locales et sur l'environnement.

Le document exigé en vertu du paragraphe 2^o doit être signé et scellé par un géologue ou un ingénieur et ceux exigés en vertu des paragraphes 4^o à 6^o doivent l'être par un ingénieur.

89. Dès qu'il a soumis sa demande à la Régie de l'énergie, celui qui désire obtenir une licence de stockage transmet un avis au ministre contenant les éléments suivants :

1^o son nom et ses coordonnées, et s'il est titulaire d'une licence d'exploration ou de production, le numéro de sa licence;

2^o la date du dépôt de la demande à la Régie et le numéro du dossier.

90. Lors de l'examen du projet, la Régie de l'énergie doit notamment tenir compte des éléments suivants :

1^o la création d'emplois;

- 2° l'estimation des revenus pour l'État;
- 3° les impacts économiques positifs et négatifs du projet;
- 4° la probabilité de réalisation du projet.

91. Lorsqu'elle rend sa décision, la Régie de l'énergie doit notamment se prononcer sur la pertinence économique globale du projet.

§2. Modifications au projet de stockage

92. Le titulaire d'une licence qui désire modifier son projet de stockage soumet, au préalable, cette modification à la Régie de l'énergie.

Elle doit notamment contenir les éléments suivants :

- 1° la présentation des modifications du projet;
- 2° une mise à jour des documents déjà soumis;
- 3° la différence des coûts du projet ainsi que la proportion que représentent ces coûts par rapport à ceux de la plus récente version du projet qui a fait l'objet d'une décision favorable de la Régie;
- 4° la justification de tout changement à la nature de la plus récente version du projet qui a fait l'objet d'une décision favorable de la Régie en raison d'une modification technique, ou les motifs pour lesquels la modification n'entraîne pas un tel changement.

93. Dès qu'il a soumis une modification à la Régie de l'énergie, le titulaire en avise le ministre.

L'avis doit être accompagné de la présentation des modifications du projet de stockage et il doit mentionner le numéro de dossier à la Régie.

SECTION IV OBLIGATIONS PARTICULIÈRES D'UN TITULAIRE DE LICENCE DE STOCKAGE

94. Une licence de stockage donne à son titulaire le droit d'utiliser un réservoir souterrain pour y stocker et en soutirer du gaz naturel.

95. Le titulaire de la licence ne peut soutirer du réservoir souterrain une quantité de substances supérieure à celle injectée sauf lors de la fermeture définitive d'un réservoir souterrain et de ses puits.

96. Le titulaire de la licence de stockage doit aviser le ministre sans délai de tout changement aux caractéristiques du réservoir souterrain.

SECTION V DROITS ANNUELS ET DROITS SUR LES SUBSTANCES SOUTIRÉES

97. Le titulaire d'une licence de stockage paie des droits annuels de 361 \$ le km².

98. Les droits sur les substances soutirées que doit verser mensuellement le titulaire d'une licence de stockage sont fixés selon la quantité de substances soutirées déclarée dans le rapport mensuel prévu à l'article 100.

Les droits sont de :

1° 258 \$ par million de mètres cubes sur les premiers 50 millions de mètres cubes soutirés dans l'année;

2° 515 \$ par million de mètres cubes sur les volumes entre 50 et 100 millions de mètres cubes soutirés dans l'année;

3° 772 \$ par million de mètres cubes sur les volumes entre 100 et 250 millions de mètres cubes soutirés dans l'année;

4° 1 074 \$ par million de mètres cubes sur l'excédent.

Toutefois, pour chaque année, le total des droits sur les substances soutirées ne peut être inférieur à la somme de 10 074 \$. Le dernier versement mensuel doit être ajusté à la hausse si le total des sommes versées en est inférieur.

99. Le paiement des droits sur les substances soutirées doit être effectué en espèces, par chèque ou mandat-poste, payable à l'ordre du ministre des Finances.

SECTION VI RAPPORTS

§1. Rapport mensuel

100. Le rapport mensuel d'injection et de soutirage prévu à l'article 65 de la Loi doit notamment contenir les renseignements suivants :

1° le nom et les coordonnées du titulaire ainsi que le numéro de la licence;

2° un sommaire des activités sur les puits et sur les installations ainsi que des opérations d'injection et de soutirage;

3° la nature et le volume de substances injectées et soutirées mensuellement par puits ainsi que le cumul annuel de ce volume;

4^o le montant des droits payables sur les substances soutirées comprenant notamment :

a) le volume mensuel de substances soutirées par l'ensemble des puits sur le territoire faisant l'objet de la licence;

b) une estimation du volume de substances qui devraient être soutirées dans l'année en cours;

c) le montant mensuel des droits à verser pour les substances soutirées au courant du mois visé;

d) le montant cumulé des droits versés sur les substances soutirées pour l'année en cours.

Ce rapport doit être transmis dans les 30 jours suivant la dernière journée de chaque mois.

101. Le rapport doit notamment être accompagné des rapports quotidiens d'injection et de soutirage ainsi que des relevés de transaction officiels avec des tiers concernant ces activités.

§2. Rapport annuel

102. Le rapport annuel prévu à l'article 67 de la Loi doit notamment contenir les renseignements suivants :

1^o le nom et les coordonnées du titulaire ainsi que le numéro de la licence;

2^o un sommaire des éléments suivants :

a) les activités sur les puits et les installations sur le territoire faisant l'objet de la licence;

b) les opérations d'injection et de soutirage;

c) les activités du comité de suivi;

3^o la description des compteurs transactionnels destinés au mesurage pour facturation et leurs spécifications ainsi qu'une carte les localisant;

4^o la date du dernier étalonnage des compteurs transactionnels destinés au mesurage pour facturation;

5^o la nature et le volume de substances injectées et soutirées quotidiennement par puits ainsi que le cumul mensuel et annuel;

6^o le montant des droits payables sur les substances soutirées comprenant notamment :

a) le volume annuel de substances soutirées par l'ensemble des puits sur le territoire faisant l'objet de la licence;

b) les montants mensuels des droits versés sur les substances soutirées pour l'année visée;

c) l'ajustement aux droits payables sur les substances soutirées en fonction du volume annuel réel soutiré par l'ensemble des puits sur le territoire faisant l'objet de la licence;

7^o une projection des activités d'injection et de soutirage de substances pour l'année à venir.

Tout document justificatif ou de référence doit être transmis en même temps que le rapport annuel.

103. Le rapport annuel doit être accompagné d'une carte illustrant le périmètre de l'étendue du levé géophysique ou du levé géochimique, les lignes de levé, les traverses et les points de source d'énergie pour le levé géophysique, le périmètre de l'étendue du levé et les points d'échantillonnage pour le levé géochimique, les sondages stratigraphiques et les forages réalisés sur le territoire faisant l'objet de la licence de même que les équipements et les installations en place.

SECTION VII RENOUVELLEMENT

104. Le ministre renouvelle la licence de stockage pour une période de 10 ans, au plus 5 fois, pourvu que le titulaire :

1^o paie les droits exigibles en vertu de l'article 97 pour la première année du renouvellement;

2^o ait respecté les dispositions de la Loi et de ses règlements au cours de la période de validité antérieure;

3^o démontre qu'il a injecté, stocké ou soutiré des hydrocarbures pendant 24 mois au cours des 5 dernières années de la période de validité antérieure;

4^o démontre que son approche d'utilisation du réservoir permet d'injecter, de stocker et de soutirer les hydrocarbures d'une manière optimale et sécuritaire.

Après ces périodes, le ministre peut autoriser la prolongation de la période de validité de la licence pour la période qu'il détermine, lorsque le titulaire en fait la demande conformément au premier alinéa et qu'il démontre la pertinence économique de l'exploitation du réservoir souterrain pour la période de prolongation.

La demande de renouvellement doit être transmise au moins 120 jours avant la fin de la période de validité antérieure à défaut de quoi le titulaire s'expose à la sanction administrative pécuniaire prévue au paragraphe 1^o de l'article 187 de la Loi.

105. Si le titulaire n'a pas demandé le renouvellement à la date d'expiration de la licence, il doit transmettre au ministre le rapport annuel qu'il avait l'obligation de lui transmettre en vertu de l'article 102.

CHAPITRE VI ABANDON, RÉVOCATION ET CESSION D'UNE LICENCE D'EXPLORATION, DE PRODUCTION OU DE STOCKAGE D'HYDROCARBURES

SECTION I ABANDON

106. Le titulaire d'une licence qui désire abandonner en tout ou en partie son droit doit en faire la demande au ministre et avoir obtenu la déclaration de satisfaction prévue à l'article 114 de la Loi à l'égard de tous les puits ou réservoirs dont il est responsable, situés sur le territoire faisant l'objet de l'abandon.

La demande doit être accompagnée du paiement des droits de 250\$.

107. Dans le cas d'une demande d'abandon partiel d'un droit d'exploration, le titulaire doit transmettre au ministre une mise à jour du sommaire des travaux d'exploration déposé en vertu du paragraphe 4^o de l'article 33.

108. Dans le cas d'une demande d'abandon partiel d'un droit de production ou de stockage, la superficie du territoire faisant l'objet de l'abandon ne peut être inférieure à 2 km².

SECTION II RÉVOCATION

109. Le titulaire dont le ministre révoque une licence doit, dans les 6 mois de la date à laquelle la révocation devient exécutoire, avoir procédé à la fermeture définitive des puits dont il est responsable sur le territoire faisant l'objet de la licence, et ce, conformément aux plans de fermeture définitive de puits ou de réservoir et de restauration de site.

Dans le cas d'un réservoir souterrain bénéficiant d'une licence de stockage et de ses puits, ce délai est de 24 mois.

Le ministre peut accorder un délai supplémentaire si le titulaire en démontre la nécessité.

Les articles 297 à 314 du Règlement sur les activités d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures en milieu terrestre et les articles 266 à 287 du Règlement sur les activités d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures en milieu hydrique, selon le cas, s'appliquent aux travaux de fermeture et de restauration, compte tenu des adaptations nécessaires.

SECTION III CESSION

§1. Dispositions générales

110. Le titulaire d'une licence qui veut la céder, en tout ou en partie, ne doit pas être en défaut de respecter les obligations qui lui incombent en vertu de la Loi et de ses règlements.

111. Une personne ne peut obtenir, par cession, une licence ou une quote-part du droit qu'elle confère, si une licence dont elle était titulaire a été révoquée dans les 5 dernières années.

§2. Cession de licence

112. Le cessionnaire d'une licence doit faire la demande de cession par écrit au ministre.

La demande doit être accompagnée d'une mise à jour de la preuve de solvabilité prévue à l'article 165 et, si la licence cédée est une licence d'exploration, d'une mise à jour du sommaire des travaux d'exploration déposé en vertu du paragraphe 4^o de l'article 33.

113. Pour chaque puits qui se trouve sur le terrain faisant l'objet de la licence et qui n'est pas fermé définitivement, le cessionnaire doit aussi faire une demande d'autorisation de forage prévue au Règlement sur les activités d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures en milieu terrestre ou au Règlement sur les activités d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures en milieu hydrique, selon le cas.

114. Le cessionnaire qui désire modifier le processus de nomination des membres du comité de suivi doit, au préalable, en soumettre un nouveau au ministre pour approbation.

115. Une fois la licence cédée, le cessionnaire doit aviser les propriétaires ou locataires, les municipalités locales et les municipalités régionales de comté de la cession selon les modalités prévues à l'article 5, compte tenu des adaptations nécessaires.

§3. *Cession d'une quote-part du droit d'exploration, de production ou de stockage*

116. Le cessionnaire d'une quote-part du droit d'exploration, de production ou de stockage doit faire la demande de transfert par écrit au ministre.

La demande doit être accompagnée :

1^o si le cessionnaire est une personne morale, de l'état financier annuel le plus récent vérifié par un auditeur indépendant;

2^o si le cessionnaire acquiert la majorité des parts dans le droit d'exploration, de production ou de stockage, une mise à jour de la preuve de solvabilité prévue à l'article 165;

3^o la désignation d'un représentant auprès du ministre.

117. Le représentant désigné agit auprès du ministre à titre de mandataire pour l'ensemble des détenteurs de quote-part. Son nom et ses coordonnées sont inscrits au registre public des droits réels et immobiliers relatifs aux hydrocarbures. Chaque détenteur de quote-part est lié par les actes et les omissions du représentant désigné dans l'exécution de son mandat.

CHAPITRE VII
AUTORISATION DE CONSTRUCTION OU
D'UTILISATION D'UN PIPELINE

SECTION I
EXAMEN DU PROJET PAR LA RÉGIE
DE L'ÉNERGIE

§1. *Demande*

118. Celui qui désire obtenir une autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline soumet à la Régie de l'énergie, pour qu'elle se prononce sur son projet de construction ou d'utilisation d'un pipeline, les documents et renseignements suivants :

1^o une description détaillée du projet ainsi que le contexte qui le justifie;

2^o pour un projet de construction, un programme technique de construction du pipeline, signé et scellé par un ingénieur, qui porte notamment sur les équipements, les outils, les matériaux d'assemblage ainsi que sur les systèmes de mesure, de contrôle et de sécurité;

3^o une carte à l'échelle 1 : 10 000 illustrant les installations réelles ou envisagées, y compris tous ses éléments, le tracé réel ou projeté du pipeline, et le respect des distances prévues à l'article 131;

4^o les critères employés pour déterminer le tracé projeté, le cas échéant;

5^o une description de l'emplacement et de la superficie des aires de travail temporaires;

6^o le calendrier d'exécution des travaux de construction, d'utilisation, d'entretien et de mise hors service temporaire ou définitive du pipeline, incluant notamment une description détaillée de chaque activité prévue;

7^o une démonstration, signée et scellée par un ingénieur, que la conception du pipeline, incluant notamment la construction, l'utilisation, l'entretien et la mise hors service temporaire ou définitive, est conforme aux normes prévues à l'article 132 et qu'elle assure la sécurité des personnes et des biens, et la protection de l'environnement;

8^o une estimation des coûts ventilés des travaux de construction, d'utilisation, d'entretien et de mise hors service temporaire ou définitive, ainsi que des revenus envisagés pour l'utilisation du pipeline;

9^o la liste des permis, des licences et des autorisations nécessaires à la réalisation du projet;

10^o la liste des licences d'exploration, de production et de stockage en vigueur sur le territoire visé par le projet de pipeline et, le cas échéant, son lien d'affaires avec leurs titulaires;

11^o les partenaires, leurs intérêts respectifs ainsi que leurs capacités techniques et financières à réaliser le projet;

12^o un bilan des consultations publiques réalisées préalablement au dépôt du projet;

13^o la description des mesures d'atténuation envisagées pour harmoniser l'utilisation du territoire et pour minimiser les perturbations sur les communautés locales et sur l'environnement.

Au besoin et en fonction des milieux traversés par le tracé du pipeline, la personne qui désire obtenir une autorisation peut, aux fins du paragraphe 3^o du premier alinéa, soumettre plusieurs types de cartes dont notamment une carte topographique et une carte bathymétrique.

119. Dès qu'elle a soumis sa demande à la Régie de l'énergie, la personne qui désire obtenir une autorisation transmet un avis au ministre contenant les informations suivantes :

- 1° son nom et ses coordonnées;
- 2° la date du dépôt de la demande à la Régie et le numéro du dossier.

120. Lors de l'examen du projet, la Régie de l'énergie doit notamment tenir compte des éléments suivants :

- 1° la probabilité de réalisation du projet;
- 2° les impacts économiques positifs et négatifs;
- 3° la conception du pipeline, incluant notamment les travaux de construction, d'utilisation, d'entretien et de mise hors service temporaire ou définitive;
- 4° les besoins en collecte et en transport d'hydrocarbures sur le territoire visé par le projet.

121. Lorsqu'elle rend sa décision, la Régie de l'énergie doit notamment se prononcer sur la pertinence économique globale du projet et sur sa conformité avec les meilleures pratiques généralement reconnues.

§2. Modifications au projet

122. Le titulaire de l'autorisation qui désire modifier son projet soumis, au préalable, cette modification à la Régie de l'énergie.

Elle doit notamment contenir les éléments suivants :

- 1° la présentation des modifications du projet;
- 2° une mise à jour des documents déjà soumis;
- 3° la différence des coûts du projet ainsi que la proportion que représentent ces coûts par rapport à ceux de la plus récente version du projet qui a fait l'objet d'une décision favorable de la Régie;
- 4° la justification de tout changement à la nature de la plus récente version du projet qui a fait l'objet d'une décision favorable de la Régie en raison d'une modification technique, ou les motifs pour lesquels la modification n'entraîne pas un tel changement.

123. Dès qu'il a soumis une modification à la Régie de l'énergie, le titulaire en avise le ministre.

L'avis doit être accompagné de la présentation des modifications au projet et il doit mentionner le numéro de dossier à la Régie.

SECTION II **ATTRIBUTION ET MODIFICATION** **DE L'AUTORISATION**

124. Au plus tard 120 jours après avoir obtenu la dernière autorisation nécessaire ou la décision favorable de la Régie de l'énergie, celui qui désire obtenir une autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline doit en faire la demande au ministre par écrit.

125. La demande doit contenir les documents et renseignements suivants :

- 1° le nom et les coordonnées du demandeur;
- 2° la preuve de solvabilité prévue à l'article 165;
- 3° les documents suivants, signés et scellés par un ingénieur :

a) un programme de gestion de l'intégrité, conforme à la norme CSA-Z662, «Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz», incluant ses annexes, publiée par l'Association canadienne de normalisation;

b) un programme de gestion de la sécurité et des pertes, conforme à l'Annexe A de la norme CSA-Z662, «Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz», publiée par l'Association canadienne de normalisation;

c) un programme de gestion de la sûreté, conforme à la norme CSA-Z246.1, «Gestion de la sûreté des installations liées à l'industrie du pétrole et du gaz naturel», incluant ses annexes, publiée par l'Association canadienne de normalisation;

d) un programme de gestion des situations d'urgence, conforme aux normes CSA-Z662, «Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz», CSA-Z731, «Planification des mesures et interventions d'urgence» et CSA-Z246.2, «Préparation et intervention d'urgence pour les installations liées à l'industrie du pétrole et du gaz naturel», incluant leurs annexes, publiées par l'Association canadienne de normalisation;

e) un programme de prévention des dommages pour la protection des infrastructures souterraines, conforme à la norme CSA-Z247, «Prévention des dommages pour la protection des infrastructures souterraines», incluant ses annexes, publiée par l'Association canadienne de normalisation;

f) un plan de remise en état des aires de travail temporaires du pipeline;

g) un programme relatif aux inspections avant et après la mise en service du pipeline portant notamment sur les essais de pression, les inspections non destructives, les essais destructifs et les examens visuels;

h) un programme de surveillance et de contrôle visant notamment à assurer la sécurité des personnes, des biens et du pipeline ainsi que la protection de l'environnement;

i) un manuel de construction, d'utilisation et d'entretien comprenant notamment les méthodes pour promouvoir la sécurité des personnes et des biens, la protection de l'environnement et le rendement du pipeline;

j) le cas échéant, un plan détaillé pour les traversées de cours d'eau conforme aux normes prévues à l'article 132 et comprenant notamment les techniques prévues pour chaque cours d'eau;

4° un programme de sécurité et d'engagement communautaire détaillant les éléments susceptibles d'avoir un impact sur la sécurité des personnes et des biens dont notamment la description des mesures d'atténuation qui seront mises en place pour tenir compte de l'harmonisation de l'utilisation du territoire ainsi que pour minimiser les perturbations sur les communautés locales;

5° la liste des références consultées, notamment les normes d'organismes reconnus et les directives des autres juridictions canadiennes;

6° tout autre renseignement ou document jugé nécessaire par le ministre.

Elle doit être accompagnée des documents soumis à la Régie de l'énergie, pour l'examen du projet en vertu de l'article 118 et du paiement des droits de 1 \$ par mètre linéaire de pipeline envisagé.

Les dispositions des sous-paragraphes *a*, *b*, *c*, *d*, et *e* du paragraphe 3° du premier alinéa ne s'appliquent pas à une demande de construction ou d'utilisation visant :

1° un pipeline de moins de 2 km;

2° un pipeline localisé dans une emprise existante utilisée aux mêmes fins;

3° un pipeline destiné pour la collecte ou le transport de gaz naturel de moins de 30 cm de diamètre conçu pour une pression inférieure à 4 000 kPa.

126. Dans le cas d'une modification du projet, dès qu'il obtient une décision favorable de la Régie de l'énergie sur la modification du projet soumis en vertu de l'article 122, le titulaire de l'autorisation fournit au ministre une mise à jour des documents déjà soumis lors de la demande d'autorisation. Elle doit être accompagnée du paiement des droits de pipeline supplémentaire envisagé.

SECTION III AVIS AUX PROPRIÉTAIRES OU LOCATAIRES, AUX MUNICIPALITÉS LOCALES ET AUX MUNICIPALITÉS RÉGIONALES DE COMTÉ

127. L'avis d'attribution d'une autorisation de construction ou d'utilisation de pipeline, prévu à l'article 124 de la Loi, doit contenir les informations suivantes :

1° le nom et les coordonnées du titulaire;

2° le numéro, la date d'attribution et la date d'expiration de l'autorisation;

3° la date et le numéro d'inscription de l'autorisation au registre public des droits réels et immobiliers relatifs aux hydrocarbures;

4° les municipalités locales et les municipalités régionales de comté traversées par le pipeline;

5° le nom et les coordonnées de la personne à contacter pour obtenir des renseignements supplémentaires.

Le titulaire transmet par la poste l'avis au propriétaire ou au locataire de la terre traversée par le pipeline. Il le transmet aussi aux municipalités locales et aux municipalités régionales de comté selon les modalités prévues à l'article 5, compte tenu des adaptations nécessaires.

128. Ces avis doivent être accompagnés de cartes topographiques ou bathymétriques à une échelle suffisante pour illustrer le tracé du pipeline, les limites du territoire des municipalités locales et celles des municipalités régionales de comté traversées par le pipeline.

SECTION IV CONDITIONS D'EXERCICE

§1. Délais et avis de début des travaux

129. Le titulaire de l'autorisation doit commencer les travaux de construction du pipeline au plus tard 12 mois après avoir obtenu la dernière autorisation nécessaire ou la décision favorable de la Régie de l'énergie.

Le ministre peut accorder un délai supplémentaire pour commencer les travaux de construction si le titulaire en démontre la nécessité.

130. Le titulaire de l'autorisation doit, au moins 7 jours avant, aviser le ministre du début des travaux suivants :

- 1^o l'aménagement des aires de travail temporaires;
- 2^o la mise en terre d'une conduite ou de tout réseau de conduite, ainsi que les éléments contenus dans une conduite;
- 3^o la mise en service du pipeline;
- 4^o le début de l'utilisation du pipeline;
- 5^o la réalisation d'une inspection du pipeline;
- 6^o la mise hors service temporaire ou définitive du pipeline.

Dans le cas où le titulaire ne peut respecter la date prévue de début, il doit dès que possible en aviser le ministre, par écrit, en indiquant les motifs justifiant ce retard. Il doit en outre aviser le ministre, par écrit, de la nouvelle date prévue, si elle est prévue dans les 7 jours du premier avis de retard, ou de son intention de ne pas procéder.

§2. Conception, construction, utilisation, entretien et mise hors service

131. Le titulaire de l'autorisation qui conçoit et construit un pipeline ne peut le positionner à moins de 100 m d'un parc national ou d'une aire protégée inscrite au Registre des aires protégées prévu à l'article 5 de la Loi sur la conservation du patrimoine naturel (chapitre C-61.01).

132. Le titulaire de l'autorisation qui conçoit, construit, utilise, entretient ou cesse temporairement ou définitivement d'utiliser un pipeline doit s'assurer de le faire conformément aux normes CSA-Z662, « Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz », CSA-Z246.1, « Gestion de la sûreté des installations liées à l'industrie du pétrole et du gaz naturel », CSA-Z246.2, « Préparation et intervention d'urgence pour les installations liées à l'industrie du pétrole et du gaz naturel », CSA-Z731, « Planification des mesures et interventions d'urgence » et CSA-Z247, « Prévention des dommages pour la protection des infrastructures souterraines », incluant leurs annexes, publiées par l'Association canadienne de normalisation.

Cependant, s'il s'agit d'un pipeline utilisé pour la collecte ou le transport d'hydrocarbures en vue du stockage souterrain, le titulaire doit s'assurer de le

faire conformément à la norme CSA-Z341, « *Storage of hydrocarbons in underground formations* », incluant ses annexes, publiée par l'Association canadienne de normalisation.

133. Pendant les travaux de construction du pipeline, le titulaire de l'autorisation doit s'assurer que les personnes présentes sur les aires de travail temporaires sont informées des pratiques et des procédures à suivre pour assurer leur sécurité.

134. Le titulaire de l'autorisation doit conserver sur le site des aires de travail temporaires une copie du manuel de construction, d'utilisation et d'entretien. Il doit être accessible en tout temps.

135. Les essais de pression doivent être supervisés par un ingénieur qui n'est pas à l'emploi de l'entreprise qui réalise les travaux de construction.

136. Le titulaire de l'autorisation doit inspecter le déroulement des travaux de construction afin de s'assurer de la sécurité des personnes et des biens, et de la protection de l'environnement.

Le titulaire tient et conserve, jusqu'à la fin des travaux de construction, un registre de ces inspections. Il y inscrit notamment tout incident mettant en cause la construction du pipeline ainsi que les mesures correctives réalisées ou prévues et leurs échéanciers.

137. Le titulaire de l'autorisation s'assure que les stations de pompage ou de compression sont :

- 1^o conçues de manière à ce que leur accès soit sécuritaire pour le personnel;
- 2^o conçues de manière à permettre l'accès uniquement aux personnes autorisées;
- 3^o pourvues d'installations servant au confinement, à la manutention et à l'élimination des déchets qui résultent de leur utilisation.

138. Le titulaire de l'autorisation doit inspecter annuellement le pipeline afin de s'assurer de la sécurité des personnes et des biens, et de la protection de l'environnement.

Le titulaire tient et conserve, jusqu'à la fin de la période de validité de son autorisation, un registre de ces inspections. Il y inscrit notamment les cas de non-conformité ainsi que les mesures correctives réalisées ou prévues et leurs échéanciers.

139. Le titulaire de l'autorisation doit, dans les 24 heures, aviser le ministre de tout incident relatif au pipeline déclenchant le plan d'intervention d'urgence. Il lui soumet, dans les 7 jours suivant l'incident, un rapport détaillé comprenant notamment les mesures correctives réalisées ou prévues et leurs échéanciers.

140. Le titulaire de l'autorisation doit aviser le ministre, sans délai, de tout déversement ou de toute fuite provenant du pipeline et prendre immédiatement les mesures indiquées dans le programme de gestion des situations d'urgence soumis au ministre en vertu du sous-paragraphe *d* du paragraphe 3^o du premier alinéa de l'article 125.

141. Après avoir reçu un avis d'incident en vertu de l'article 139 ou 140, le ministre peut demander un rapport d'événement détaillé qui porte notamment sur les causes de l'incident. Le titulaire de l'autorisation doit confier la réalisation du rapport à un expert qui n'est pas à l'emploi du titulaire de l'autorisation.

142. Le titulaire de l'autorisation doit inspecter régulièrement les raccords et les éléments structuraux de tout équipement servant à contrôler la pression afin de garantir leur sécurité de fonctionnement.

Le titulaire tient et conserve, jusqu'à la mise hors service définitive du pipeline, un registre de ces inspections.

143. Après une mise hors service temporaire, le titulaire de l'autorisation doit transmettre annuellement un rapport, signé et scellé par un ingénieur qui n'est pas à l'emploi du titulaire de l'autorisation, qui démontre que la mise hors service, le programme de contrôle de la corrosion et les autres activités d'entretien sont conformes à la norme CSA-Z662, «Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz», incluant ses annexes, publiée par l'Association canadienne de normalisation.

§3. *Remise en état*

§§1. *Fin des travaux de construction*

144. Le titulaire de l'autorisation doit s'assurer que, 90 jours après la fin des travaux de construction d'un pipeline, les aires de travail temporaires sont remises dans un état permettant l'harmonisation du site avec l'utilisation du territoire.

Sur demande, le ministre peut accorder un délai supplémentaire pour la remise en état si le titulaire en démontre la nécessité. Le titulaire doit, au moins 30 jours avant la fin de la période de 90 jours, aviser le ministre, par écrit, des motifs qui empêchent la remise en état dans la période prescrite.

145. Le titulaire de l'autorisation transmet au ministre, dans les 60 jours suivant la fin des travaux de remise en état des aires de travail temporaires, un rapport décrivant les activités réalisées sur le site, signé et scellé par un ingénieur qui n'est pas à l'emploi de l'entreprise qui réalise les travaux de remise en état. Ce rapport doit être accompagné de photographies de l'ensemble du site avant son aménagement pour les travaux de construction, lors de la mise en terre de la conduite ou de tout réseau de conduites et après sa remise en état.

§§2. *Mise hors service définitive*

146. Le titulaire de l'autorisation doit mettre hors service définitivement le pipeline avant la fin de la période de validité de l'autorisation prévue aux articles 153 et 154.

147. Le titulaire de l'autorisation doit s'assurer que, 12 mois après la mise hors service définitive du pipeline, le site où se trouve ce pipeline est remis dans un état permettant son harmonisation avec l'utilisation du territoire.

Sur demande, le ministre peut accorder un délai supplémentaire pour la remise en état si le titulaire en démontre la nécessité. Le titulaire doit, au moins 30 jours avant la fin de la période de 12 mois, aviser le ministre, par écrit, des motifs qui empêchent la remise en état dans la période prescrite.

148. Le titulaire de l'autorisation doit transmettre au ministre, dans les 60 jours suivant la fin des travaux de remise en état, un rapport qui démontre que la mise hors service est conforme à la norme CSA-Z662, «Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz», incluant ses annexes, publiée par l'Association canadienne de normalisation, signé et scellé par un ingénieur qui n'est pas à l'emploi de l'entreprise qui réalise la mise hors service.

SECTION V RAPPORT JOURNALIER, RAPPORT DE FIN DE TRAVAUX ET RAPPORT ANNUEL

149. Le titulaire de l'autorisation doit préparer un rapport journalier des travaux de construction et le conserver sur les aires de travail temporaires.

Le rapport journalier doit contenir tous les éléments qui sont applicables à la journée déclarée dont notamment :

1^o le nom et les coordonnées du titulaire ainsi que le numéro de l'autorisation;

2^o le nombre de soudures exécutées;

3^o le nombre de portions de conduites mises en place ainsi que les éléments qui y sont contenus;

- 4° le résultat des inspections réalisées;
- 5° les problèmes opérationnels rencontrés et les mesures correctives prises ou planifiées;
- 6° la mention de tout événement ayant perturbé le déroulement planifié des travaux;
- 7° tout autre renseignement ou document jugé nécessaire par le ministre.

150. Le titulaire de l'autorisation doit transmettre au ministre, tous les mardis, les rapports journaliers de la semaine précédente, et ce, jusqu'à la fin des travaux de construction. Si le mardi est un jour férié, le rapport est transmis le premier jour ouvrable qui suit.

151. Le titulaire de l'autorisation doit, dans les 90 jours suivant la fin des travaux de construction, transmettre au ministre un rapport de fin de travaux signé par un ingénieur comprenant notamment :

- 1° le nom et les coordonnées du titulaire ainsi que le numéro de l'autorisation;
- 2° le sommaire des travaux réalisés selon leur ordre chronologique;
- 3° la description technique de l'état du pipeline après les travaux de construction;
- 4° une démonstration que les travaux de construction ont été exécutés conformément aux normes prévues à l'article 132 et aux meilleures pratiques généralement reconnues;
- 5° les résultats du programme relatif aux inspections du pipeline, notamment ceux des essais de pression et d'étanchéité, des inspections non destructives, des essais destructifs et des examens visuels;
- 6° des photographies, après les travaux de construction, de l'ensemble du terrain ayant fait l'objet des travaux;
- 7° une carte à l'échelle 1 : 10 000 illustrant tous les éléments du pipeline.

Au besoin et en fonction des milieux traversés par le pipeline, le titulaire peut, aux fins du paragraphe 7° du premier alinéa, soumettre plusieurs types de cartes dont notamment une carte topographique et une carte bathymétrique.

152. Le titulaire de l'autorisation doit transmettre, dans les 90 jours de la date d'anniversaire de l'octroi de son autorisation, un rapport annuel comprenant notamment :

- 1° le nom et les coordonnées du titulaire ainsi que le numéro de l'autorisation;
- 2° le sommaire des opérations;
- 3° les résultats du programme relatif aux inspections du pipeline, notamment ceux des essais de pression et d'étanchéité, des inspections non destructives, des essais destructifs et des examens visuels;
- 4° le débit quotidien moyen et maximal par type de substance ainsi que le volume quotidien, mensuel et annuel de tout hydrocarbure collecté ou transporté;
- 5° la description et les spécifications des différents compteurs destinés au mesurage pour la collecte ou le transport des hydrocarbures;
- 6° un sommaire financier du projet.

Tout document de justification ou de référence doit être transmis en même temps que le rapport annuel.

SECTION VI PÉRIODE DE VALIDITÉ ET RENOUELEMENT

153. La période de validité d'une autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline est de 20 ans.

154. Le ministre renouvelle une autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline pour des périodes de 5 ans, pourvu que le titulaire :

- 1° paie les droits de renouvellement de 0,50 \$ par mètre linéaire de pipeline construit;
- 2° ait respecté les dispositions de la Loi et de ses règlements au cours de la période de validité antérieure;
- 3° démontre qu'il a collecté ou transporté des hydrocarbures au cours des 60 derniers mois de la période de validité antérieure.

La demande de renouvellement doit être transmise au moins 120 jours avant la fin de la période de validité antérieure à défaut de quoi le titulaire s'expose à la sanction administrative pécuniaire prévue au paragraphe 1° de l'article 187 de la Loi.

SECTION VII RÉVOCATION ET CESSIION D'UNE AUTORISATION DE CONSTRUCTION OU D'UTILISATION DE PIPELINE

§1. Révocation

155. Le titulaire dont le ministre révoque l'autorisation doit, dans les 12 mois de la date à laquelle la révocation devient exécutoire, avoir procédé à la mise hors service définitive du pipeline et à la remise en état du site où il se trouve.

Le ministre peut accorder un délai supplémentaire si le titulaire en démontre la nécessité.

Le titulaire transmet alors un rapport qui démontre que la mise hors service est conforme à la norme CSA-Z662, «Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz», incluant ses annexes, publiée par l'Association canadienne de normalisation, signé et scellé par un ingénieur qui n'est pas à l'emploi de l'entreprise qui réalise la mise hors service.

§2. Cession

156. Le titulaire qui désire céder son autorisation de construction ou d'utilisation de pipeline ne doit pas être en défaut de respecter les obligations qui lui incombent en vertu de la Loi et de ses règlements.

157. Une personne ne peut obtenir par cession une autorisation de construction ou d'utilisation de pipeline, si une autorisation dont elle était titulaire a été révoquée dans les 5 dernières années.

158. Le cessionnaire doit faire la demande de cession par écrit au ministre.

La demande doit être accompagnée, compte tenu des adaptations nécessaires, d'une mise à jour des documents et renseignements prévus au premier alinéa de l'article 125.

159. Une fois l'autorisation cédée, le cessionnaire doit aviser les propriétaires ou locataires, les municipalités locales et les municipalités régionales de comté de la cession selon les modalités prévues à l'article 127, compte tenu des adaptations nécessaires.

CHAPITRE VIII RÉGIME DE RESPONSABILITÉ SANS ÉGARD À LA FAUTE

SECTION I MONTANT DE LA SOLVABILITÉ REQUISE AUX FINS DU RÉGIME DE RESPONSABILITÉ SANS ÉGARD À LA FAUTE

§1. Licence d'exploration, de production ou de stockage d'hydrocarbures

160. Le montant jusqu'à concurrence duquel est tenu le titulaire d'une licence d'exploration, de production ou de stockage d'hydrocarbures aux fins du régime de responsabilité sans égard à la faute est de :

1° 10 millions de dollars, lorsque le territoire faisant l'objet de la licence est situé en milieu terrestre;

2° 25 millions de dollars, lorsque le territoire faisant l'objet de la licence est situé en milieu hydrique, à l'exception du milieu marin;

3° 1 milliard de dollars, lorsque le territoire faisant l'objet de la licence est situé dans un lac d'une superficie supérieure à 1 000 km²;

4° 1 milliard de dollars, lorsque le territoire faisant l'objet de la licence est situé en milieu marin.

Lorsque le territoire faisant l'objet d'une licence est situé dans plus d'un milieu, le montant jusqu'à concurrence duquel est tenu le titulaire d'une licence d'exploration, de production ou de stockage d'hydrocarbures aux fins du régime de responsabilité sans égard à la faute est déterminé par le ministre et correspond à la somme des montants exigibles selon les milieux calculés en proportion du rapport de chacun d'eux au total du territoire faisant l'objet de la licence.

§2. Autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline

161. Le montant jusqu'à concurrence duquel est tenu le titulaire d'une autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline aux fins du régime de responsabilité sans égard à la faute, dans le cas d'un pipeline utilisé pour la collecte ou le transport de pétrole, est de :

1° lorsqu'il se situe en milieu terrestre :

a) 10 millions de dollars pour un pipeline dont la capacité nominale est de moins de 5 000 barils par jour;

b) 25 millions de dollars pour un pipeline dont la capacité nominale est de 5 000 à 14 999 barils par jour;

c) 50 millions de dollars pour un pipeline dont la capacité nominale est de 15 000 à 29 999 barils par jour;

d) 200 millions de dollars pour un pipeline dont la capacité nominale est de 30 000 à 49 999 barils par jour;

e) 300 millions de dollars pour un pipeline dont la capacité nominale est de 50 000 à 250 000 barils par jour;

f) 1 milliard de dollars pour un pipeline dont la capacité nominale est de plus de 250 000 barils par jour;

2° lorsqu'il se situe en milieu hydrique :

a) 25 millions de dollars pour un pipeline dont la capacité nominale est de moins de 5 000 barils par jour;

b) 40 millions de dollars pour un pipeline dont la capacité nominale est de 5 000 à 14 999 barils par jour;

c) 75 millions de dollars pour un pipeline dont la capacité nominale est de 15 000 à 29 999 barils par jour;

d) 200 millions de dollars pour un pipeline dont la capacité nominale est de 30 000 à 49 999 barils par jour;

e) 300 millions de dollars pour un pipeline dont la capacité nominale est de 50 000 à 250 000 barils par jour;

f) 1 milliard de dollars pour un pipeline dont la capacité nominale est de plus de 250 000 barils par jour ou lorsqu'il est situé dans un lac d'une superficie supérieure à 1 000 km² ou en milieu marin.

162. Le montant jusqu'à concurrence duquel est tenu le titulaire d'une autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline aux fins du régime de responsabilité sans égard à la faute, dans le cas d'un pipeline utilisé pour la collecte ou le transport de gaz naturel est déterminé en fonction d'un coefficient qui équivaut à la multiplication du carré du diamètre extérieur du pipeline en cm, par la pression maximale d'exploitation en MPa et par la longueur du pipeline en km.

Ce montant est de :

1° 10 millions de dollars si le coefficient est de moins de 150 000;

2° 25 millions de dollars si le coefficient est de 150 000 à 499 999;

3° 50 millions de dollars si le coefficient est de 500 000 à 1 000 000;

4° 200 millions de dollars si le coefficient est de plus de 1 000 000.

Toutefois, lorsqu'un pipeline utilisé pour la collecte ou le transport de gaz naturel est situé dans un lac d'une superficie supérieure à 1 000 km² ou en milieu marin, ce montant est de 1 milliard de dollars.

163. Lorsqu'un pipeline est situé dans plus d'un milieu, le montant jusqu'à concurrence duquel est tenu le titulaire d'une autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline aux fins du régime de responsabilité sans égard à la faute est déterminé par le ministre et correspond à la somme des montants exigibles selon les milieux en vertu des articles 161 et 162, calculés en proportion du rapport de chacun d'eux au total de la longueur du pipeline.

164. Le titulaire de l'autorisation qui modifie son projet de pipeline de manière à entraîner une révision du montant exigible en vertu des articles 161 à 163 doit en aviser le ministre, au préalable, pour qu'il détermine le nouveau montant jusqu'à concurrence duquel il est tenu aux fins du régime de responsabilité sans égard à la faute.

Il fournit alors au ministre une mise à jour de la preuve de solvabilité prévue à l'article 165.

SECTION II PREUVE DE SOLVABILITÉ

165. Aux fins de démontrer sa solvabilité pour le montant prévu aux articles 160 à 163, la personne qui désire obtenir une licence ou une autorisation de construction ou d'utilisation de pipeline ou le titulaire d'une licence ou d'une telle autorisation doit fournir au ministre une déclaration faisant état de son actif net ou des ententes de financement qu'il a conclues et démontrant qu'il est capable de payer la somme prévue.

La déclaration doit être accompagnée et appuyée par l'un des documents suivants ou d'une combinaison de ceux-ci :

1° l'état financier annuel le plus récent vérifié par un auditeur indépendant ainsi que les derniers états financiers trimestriels et, s'il a reçu une cote de solvabilité d'une agence de notation reconnue et que cette cote est à jour, un document attestant que cette cote est à jour;

2° des obligations émises ou garanties par le Québec ou une autre province au Canada, le Canada ou une municipalité au Canada, et dont la valeur au marché est au moins égale au montant prévu aux articles 160 à 163; les obligations nominatives doivent être accompagnées d'une procuration en faveur du ministre des Finances et, le cas échéant, d'une résolution autorisant le signataire de la procuration;

3° des certificats de dépôts garantis ou à terme, en dollars canadiens, émis en faveur du ministre des Finances par une banque, une caisse d'épargne et de crédit ou une société de fiducie; le certificat de dépôt doit avoir une durée d'au moins 12 mois, être automatiquement renouvelable pour toute la durée de la licence ou de l'autorisation et ne pas comporter de restriction quant à l'encaissement en cours de terme;

4° un billet à ordre payable à vue au ministre des Finances, non négociable et inconditionnel, signé et mentionnant expressément le montant pour lequel il est émis; si le billet à ordre émane d'une personne autre que la personne désirant obtenir une licence ou une autorisation, le titulaire de la licence ou de l'autorisation, une banque, une caisse d'épargne et de crédit ou une société de fiducie, il doit être accompagné des états financiers prévus au paragraphe 1° du présent alinéa produits pour cette personne afin que le ministre puisse s'assurer de sa solvabilité pour le montant du billet à ordre;

5° une police d'assurance émise par un assureur ayant reçu une cote de solvabilité égale ou supérieure à A- d'une agence de notation reconnue internationalement couvrant tous les risques prévus à l'article 128 de la Loi, mentionnant que l'assureur renonce à son droit de subrogation envers le ministre et que la police ne peut être annulée à moins qu'un avis ne soit donné au ministre au moins 30 jours avant la date d'annulation; la police d'assurance doit mentionner le ministre en tant qu'assuré supplémentaire, dont la responsabilité est couverte pour les actions ou omissions du titulaire de la licence ou de l'autorisation;

6° une convention d'entiercement à laquelle est partie le ministre précisant le montant qui doit être fourni au dépositaire et conservé dans un compte en fidéicommiss, géré selon les conditions prévues à la convention et prévoyant que le montant est payable dans un délai de 5 jours sur demande du ministre au dépositaire légal;

7° une fiducie constituée conformément aux dispositions du Code civil:

a) ayant pour objet d'assurer la réparation du préjudice prévu à l'article 128 de la Loi;

b) dont les bénéficiaires sont conjointement le ministre des Finances et le titulaire de la licence ou de l'autorisation;

c) dont le fiduciaire est une banque, une caisse d'épargne et de crédit ou une société de fiducie;

d) dont le patrimoine fiduciaire comporte uniquement des sommes en espèces, des obligations ou des certificats de même nature que ceux énumérés aux paragraphes 2° et 3° du présent article.

8° une lettre de crédit irrévocable, non transférable, incessible et inconditionnelle émise en faveur du gouvernement du Québec par une banque, une caisse d'épargne et de crédit ou une société de fiducie;

9° un cautionnement ou un contrat de garantie émis en faveur du gouvernement du Québec par une personne morale légalement habilitée à agir à cette fin.

Les institutions financières visées aux paragraphes 3°, 4°, 7° et 8° du deuxième alinéa doivent être habilitées par la loi à exercer les activités prévues à ces paragraphes.

Les garanties visées aux paragraphes 2° et 3° du deuxième alinéa sont reçues en dépôt par le ministre des Finances en application de la Loi concernant les dépôts au Bureau général de dépôts pour le Québec (chapitre D-5.1).

166. La déclaration faisant état de l'actif net ou des ententes de financement que le titulaire a conclues, prévue au premier alinéa de l'article 165, doit notamment contenir :

1° l'actif et le passif total du titulaire;

2° la description de la structure organisationnelle du titulaire et, s'il y a lieu, de toute société affiliée ou mère, y compris un organigramme montrant les rapports entre eux;

3° le résumé de la façon dont sera réglé tout passif financier imputable aux activités envisagées précisant les moyens qui seront pris afin d'obtenir les fonds nécessaires ainsi que le moment où seront mobilisés ces fonds.

167. Dans le cas d'une preuve de solvabilité fournie selon les paragraphes 3° et 7° du deuxième alinéa de l'article 165, le contrat constituant la preuve de solvabilité doit prévoir les conditions suivantes :

1° son objet est d'assurer la réparation du préjudice prévu à l'article 128 de la Loi;

2° nul ne peut effectuer un retrait ou obtenir un remboursement avant la fin de la période de validité de la licence ou de l'autorisation; cette interdiction s'applique également à toute forme de compensation qui pourrait être opérée par la banque, la caisse d'épargne et de crédit, la société de fiducie ou le fiduciaire;

3° à défaut pour le titulaire de réparer le préjudice causé, le paiement est exigible sur simple demande du ministre;

4° la banque, la caisse d'épargne et de crédit, la société de fiducie ou le fiduciaire fournit au ministre les renseignements qu'il détient relativement au contrat;

5° en cas de contestation, seuls les tribunaux québécois sont compétents;

6° dans le cas d'une fiducie :

a) le fiduciaire doit être domicilié au Québec;

b) le fiduciaire assure la gestion de la fiducie aux frais du constituant ou du titulaire de licence ou de l'autorisation;

c) la fiducie prend fin lorsque le ministre exerce la condition prévue au paragraphe 3° ou en même temps que la licence.

Le titulaire de la licence ou de l'autorisation doit remettre au ministre une copie certifiée conforme de l'original du contrat.

168. La lettre irrévocable et inconditionnelle de crédit prévue au paragraphe 8° du deuxième alinéa de l'article 165 doit avoir pour objet d'assurer la réparation du préjudice prévu à l'article 128 de la Loi. Le contrat doit avoir une durée d'au moins 12 mois et il doit prévoir les conditions suivantes :

1° en cas de non-renouvellement, de résiliation, de révocation ou d'annulation, le ministre doit être avisé par le garant au moins 90 jours avant la date fixée pour l'expiration, la résiliation, la révocation ou l'annulation de la lettre garantie;

2° en cas de non-renouvellement, de résiliation, de révocation ou d'annulation, le garant demeure responsable, en cas de préjudice, jusqu'à la fin de la période de validité de la licence ou de l'autorisation à moins que la personne visée ait déposé une preuve de solvabilité de remplacement, de la réparation des dommages antérieurs à la date d'expiration, de résiliation, de non-renouvellement ou de révocation, et ce, jusqu'à concurrence du montant couvert par la lettre de crédit;

3° le montant est payable dans un délai de 5 jours sur demande du ministre;

4° en cas de contestation, seuls les tribunaux québécois sont compétents.

Une copie certifiée conforme de l'original doit être remise au ministre.

169. Le cautionnement et le contrat de garantie prévus au paragraphe 9° du deuxième alinéa de l'article 165 doivent avoir pour objet d'assurer la réparation

du préjudice prévu à l'article 128 de la Loi. Le contrat doit avoir une durée d'au moins 12 mois et il doit prévoir les conditions suivantes :

1° en cas de non-renouvellement, de résiliation, de révocation ou d'annulation, le ministre doit être avisé par le garant au moins 60 jours avant la date fixée pour l'expiration, la résiliation, la révocation ou l'annulation de la garantie;

2° en cas de non-renouvellement, de résiliation, de révocation ou d'annulation, le garant demeure responsable, en cas de préjudice, jusqu'à la fin de la période de validité de la licence ou de l'autorisation à moins que la personne visée ait déposé une preuve de solvabilité de remplacement, de la réparation des dommages antérieurs à la date d'expiration, de résiliation, de non-renouvellement ou de révocation, et ce, jusqu'à concurrence du montant couvert par le cautionnement ou le contrat de garantie;

3° si la caution ou le garant n'est pas une banque, une caisse d'épargne et de crédit ou une société de fiducie, le cautionnement ou le contrat de garantie doit être accompagné des états financiers de la caution ou du garant prévus au paragraphe 1° du deuxième alinéa de l'article 165 afin que le ministre puisse s'assurer de la solvabilité de cette personne pour ce montant;

4° à défaut pour le titulaire de la licence ou de l'autorisation de réparer le préjudice causé, le paiement du montant nécessaire à la réparation est exigible sur simple demande du ministre;

5° en cas de contestation, seuls les tribunaux québécois sont compétents.

Le titulaire de la licence ou de l'autorisation doit remettre au ministre une copie certifiée conforme de l'original du contrat.

170. La preuve de solvabilité doit demeurer en vigueur pour toute la durée de validité de la licence ou de l'autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline en vertu de laquelle celle-ci est exigée.

En tout temps, la preuve de solvabilité fournie peut être remplacée par une autre preuve de solvabilité conforme aux exigences du présent règlement. Le titulaire de la licence ou de l'autorisation en avise le ministre sans délai et lui transmet la nouvelle preuve de solvabilité.

171. À la date d'anniversaire de la licence ou de l'autorisation, le titulaire fournit au ministre une mise à jour de la preuve de solvabilité.

CHAPITRE IX PUBLICITÉ DES DROITS

172. Outre les droits, les actes et les documents prévus à l'article 150 de la Loi, doivent être inscrits au registre public des droits réels et immobiliers relatifs aux hydrocarbures les actes ou documents suivants :

1^o le renouvellement, le transfert, la suspension, la révocation ou l'expiration d'une autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline;

2^o le nom et les coordonnées de la personne désignée en vertu du paragraphe 3^o du deuxième alinéa de l'article 116 pour représenter les détenteurs de quote-part du droit d'exploration, de production et de stockage.

173. Les frais exigibles pour le registre public sont de :

1^o 155 \$ pour l'inscription d'un droit, d'un acte ou d'un autre document prévu ou déterminé en application de l'article 150 de la Loi, à l'exception de la révocation ou de la suspension par le ministre d'un droit ou d'un acte;

2^o 58,86 \$ de l'heure, pour un minimum de 30 minutes, pour la recherche d'un droit, d'un acte ou d'un document inscrit;

3^o 108 \$, à titre de frais de gestion, pour l'obtention d'une copie d'un droit, d'un acte ou d'un autre document qui sont accessibles et peuvent être téléchargés gratuitement à partir du registre;

4^o 0,27 \$ par page pour l'obtention d'une copie;

5^o 26,75 \$ pour l'émission d'un certificat d'inscription d'un droit, d'un acte ou d'un document inscrit;

6^o 21,60 \$ pour l'envoi par la poste d'une copie ou d'un certificat d'inscription.

La consultation en ligne du registre est gratuite.

CHAPITRE X FRAIS, SANCTIONS ADMINISTRATIVES PÉCUNIAIRES ET DISPOSITION PÉNALE

SECTION I FRAIS

174. Les frais exigibles d'une personne à qui un inspecteur a remis un avis écrit dans lequel il constate le non-respect de dispositions de la Loi ou du présent règlement sont de 500 \$.

175. Les montants des droits et des frais exigibles ainsi que des travaux minimums exigés en vertu de l'article 38 sont indexés au 1^{er} avril de chaque année selon le même taux résultant de l'application de l'article 83.3 de la Loi sur l'administration financière (chapitre A-6.001). Toutefois, ces montants ne sont pas indexés lorsque, dans l'année précédente, ils ont été fixés ou ils ont été augmentés autrement qu'en vertu de cette disposition.

Le résultat de l'indexation est diminué au dollar le plus près s'il comprend une fraction de dollar inférieure à 0,50 \$. Il est augmenté au dollar le plus près s'il comprend une fraction de dollar égale ou supérieure à 0,50 \$. L'application de cette règle d'arrondissement ne peut avoir pour effet de diminuer les montants à un seuil inférieur à celui qui était prévu avant leur indexation.

Lorsque le résultat de l'indexation ne peut être arrondi au dollar supérieur le plus près, les indexations annuelles sont reportées et cumulées jusqu'à ce que les montants exigibles comportent une décimale de 0,5 ou plus.

Le ministre publie le résultat de l'indexation à la Partie 1 de la *Gazette officielle du Québec*.

176. Les montants des droits, des frais et des redevances exigibles portent intérêt, au taux fixé en vertu du premier alinéa de l'article 28 de la Loi sur l'administration fiscale (chapitre A-6.002), à compter du trentième jour suivant la date où ils sont dus. L'intérêt est capitalisé mensuellement.

SECTION II SANCTIONS ADMINISTRATIVES PÉCUNIAIRES

177. Une sanction administrative pécuniaire d'un montant prévu à l'article 187 de la Loi peut être imposée à toute personne qui contrevient à l'une des dispositions des articles 3 à 6, 9, 10, du deuxième alinéa de l'article 11, du deuxième alinéa de l'article 12, du deuxième alinéa de l'article 13, du premier alinéa de l'article 15, du premier alinéa de l'article 16, du deuxième alinéa de l'article 41, des articles 63, 67, 75, 89, 93, 96, 105, 107, 114, 115, 119, 123, 127, 128, du premier alinéa de l'article 129, des articles 130, 134, 143, 145, 148 à 150, du premier alinéa de l'article 151 ou des articles 152 ou 159.

178. Une sanction administrative pécuniaire d'un montant prévu à l'article 188 de la Loi peut être imposée à toute personne qui contrevient à l'une des dispositions des articles 94, 95, 126, 131, 132, 135, 136, des paragraphes 2^o et 3^o de l'article 137 ou des articles 138, 141, 142, 144, 164, 170 ou 171.

179. Une sanction administrative pécuniaire d'un montant prévu à l'article 189 de la Loi peut être imposée à toute personne qui contrevient à l'une des dispositions des articles 109, 139, 140, 146, 147 ou 155.

SECTION III DISPOSITION PÉNALE

180. Toute personne qui contrevient à l'une des dispositions du présent règlement commet une infraction et est passible de l'amende prévue au paragraphe 2^o de l'article 199 de la Loi.

CHAPITRE XI DISPOSITIONS TRANSITOIRES ET DISPOSITION FINALE

SECTION I DISPOSITIONS TRANSITOIRES ÉDICTÉES EN VERTU DE L'ARTICLE 287 DE LA LOI

181. Une aire de découverte significative et une découverte de gisement au sens de la Loi sur les mines (chapitre M-13.1), reconnues par le ministre avant le (*indiquer ici la date de l'entrée en vigueur du présent article*), sont réputées être respectivement une découverte significative et une découverte exploitable au sens de la Loi.

Le titulaire d'une licence d'exploration qui a déclaré de telles découvertes avant le (*indiquer ici la date de l'entrée en vigueur du présent article*) doit les faire inscrire au registre public des droits réels et immobiliers relatifs aux hydrocarbures avant la prochaine demande de renouvellement de sa licence.

182. Le titulaire d'une licence d'exploration, de production ou de stockage visée à l'un des articles 269 à 271 de la Loi doit, dans les 12 mois suivant le (*indiquer ici la date de l'entrée en vigueur du présent article*), fournir au ministre la preuve de solvabilité prévue à l'article 165.

L'assurance-responsabilité civile au montant de 1 000 000 \$, dont une copie certifiée de la police a été remise au ministre en vertu de l'article 17 du Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains (chapitre M-13.1, r. 1), doit demeurer valide jusqu'à ce que le titulaire fournisse la preuve de solvabilité au ministre.

183. Le deuxième alinéa de l'article 11 de la Loi ne s'applique pas à l'égard du territoire faisant l'objet d'une licence de stockage visée à l'article 271 de la Loi.

184. Toute personne qui, le (*indiquer ici la date de l'entrée en vigueur du présent article*), utilise un pipeline doit fournir au ministre, compte tenu des adaptations nécessaires, les documents et renseignements prévus au

premier alinéa de l'article 125 ainsi que tout autre document et renseignement similaires en vertu desquels le pipeline a été construit.

Elle doit également payer des droits de 1 \$ par mètre linéaire de pipeline construit, au plus tard 180 jours suivant le (*indiquer ici la date de l'entrée en vigueur du présent article*).

Le ministre lui octroie alors une autorisation d'utilisation de pipeline.

185. Toute personne qui, le (*indiquer ici la date de l'entrée en vigueur du présent article*), est responsable d'un pipeline qui n'est pas utilisé doit en aviser le ministre dans les 180 jours suivant le (*indiquer ici la date de l'entrée en vigueur du présent article*).

L'avis doit contenir le nom et les coordonnées du responsable et être accompagné par une carte à l'échelle 1 : 10 000 illustrant les installations et le tracé du pipeline ainsi que tous ses éléments.

186. Les droits et les loyers perçus depuis le 1^{er} avril 2017 pour un permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain, un bail d'exploitation de pétrole et de gaz naturel et un bail d'exploitation de réservoir souterrain en vertu de la Loi sur les mines sont transférés au Fonds de transition énergétique institué par l'article 17.12.21 de la Loi sur le ministère des Ressources naturelles et de la Faune (chapitre M-25.2).

SECTION II DISPOSITION FINALE

187. Le présent règlement entre en vigueur le quinzième jour suivant la date de sa publication à la *Gazette officielle du Québec*.

68778

Projet de règlement

Loi sur les mines
(chapitre M-13.1)

Pétrole, gaz naturel et réservoirs souterrains — Abrogation

Avis est donné par les présentes, conformément aux articles 10 et 11 de la Loi sur les règlements (chapitre R-18.1), que le projet de Règlement abrogeant le Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains, dont le texte apparaît ci-dessous, pourra être édicté par le gouvernement à l'expiration d'un délai de 45 jours à compter de la présente publication.