

Mémoire à la Commission de l'agriculture, des pêcheries, de l'énergie et des ressources naturelles concernant le projet de loi « visant principalement à mettre fin à la recherche et à la production d'hydrocarbures ainsi qu'au financement public de ces activités » ou « PL 21 ».

Eric Pineault, professeur et président du comité scientifique de l'Institut des sciences de l'environnement de l'UQAM, membre du collectif scientifique sur les enjeux énergétiques au Québec.

21 février 2022

L'objectif du présent mémoire est d'intervenir dans le cadre du processus législatif du PL21, un projet de loi qui vise à mettre fin à la recherche et l'extraction d'hydrocarbures sur le territoire québécois. Ce mémoire vise plus particulièrement le chapitre VI de la loi qui présente et balise un programme d'indemnisation des titulaires de licence révoquée. Il appuie la demande provenant de plusieurs groupes et partis pour que PL21 soit amendé de manière à éliminer la provision visant une indemnisation des titulaires de licences pour l'exploration et l'exploitation de gisements d'hydrocarbures, soit les articles 34 et 35. Nous abordons cette question depuis un angle essentiellement économique. Notre mémoire se présente de la manière suivante : nous allons d'abord placer PL 21 dans son contexte économique en examinant les dépenses d'exploration et d'exploitation de gisements d'hydrocarbures au Québec en deux temps,

- nous nous intéresserons au cycle d'investissement sur une période longue, de 1990 à aujourd'hui
- nous examinerons les dépenses effectuées dans la période de temps retenue par Pl 21, soit de 2015 à aujourd'hui.

Ensuite nous discuterons la question de la valeur des licences d'exploration et d'extraction d'hydrocarbures au Québec dans le contexte de moratoires successifs depuis 2011, en mobilisant la notion d'actif échoué. Notre argument est que ces licences sont, depuis 2011, des actifs échoués. Elles n'ont de valeur que pour un investisseur qui spéculer sur un changement profond de contexte politique et social.

Pour illustrer nous allons comparer deux cas, celui de l'entreprise Talisman qui en 2012 radie de ses livres la valeur de ses permis dans l'Utica et le cas de Questerre qui au contraire a adopté une stratégie particulièrement agressive qui tente de faire valoir auprès du gouvernement et de la société québécoise le bienfondé de ses projets extractifs. En résultent des dépenses d'exploration capitalisées par l'entreprise en 2018 qui ne visent pas à évaluer le potentiel commercial du gisement Utica, mais plutôt à bâtir de « l'acceptabilité sociale ». L'absence d'acceptabilité sociale est – avec le risque géologique – le principal risque su et connu par tous les promoteurs de projets extractifs au Québec depuis l'établissement du moratoire en 2011 jusqu'à Pl21.

Cette réalité est amplement discutée dans la presse financière et spécialisée depuis le premier moratoire. Il n'y pas eu « rupture » comme le clame l'industrie mais tout simplement renforcement d'une tendance bien établie. La majorité des titulaires de licences ont accepté la situation, d'autres se sont mobilisés pour tenter de la changer. Pl21 vient mettre un terme à ces tentatives.

Nous allons conclure avec quelques recommandations et avis, mais le présent mémoire est surtout un document qui vise à appuyer les revendications des groupes qui demandent que la révocation et l'annulation des licences telles que spécifiées aux articles 7 et 8 du projet de loi ne donnent pas lieu à des indemnisations ou compensations pour des actifs dont la valeur n'a pas été démontrée géologiquement ni économiquement.

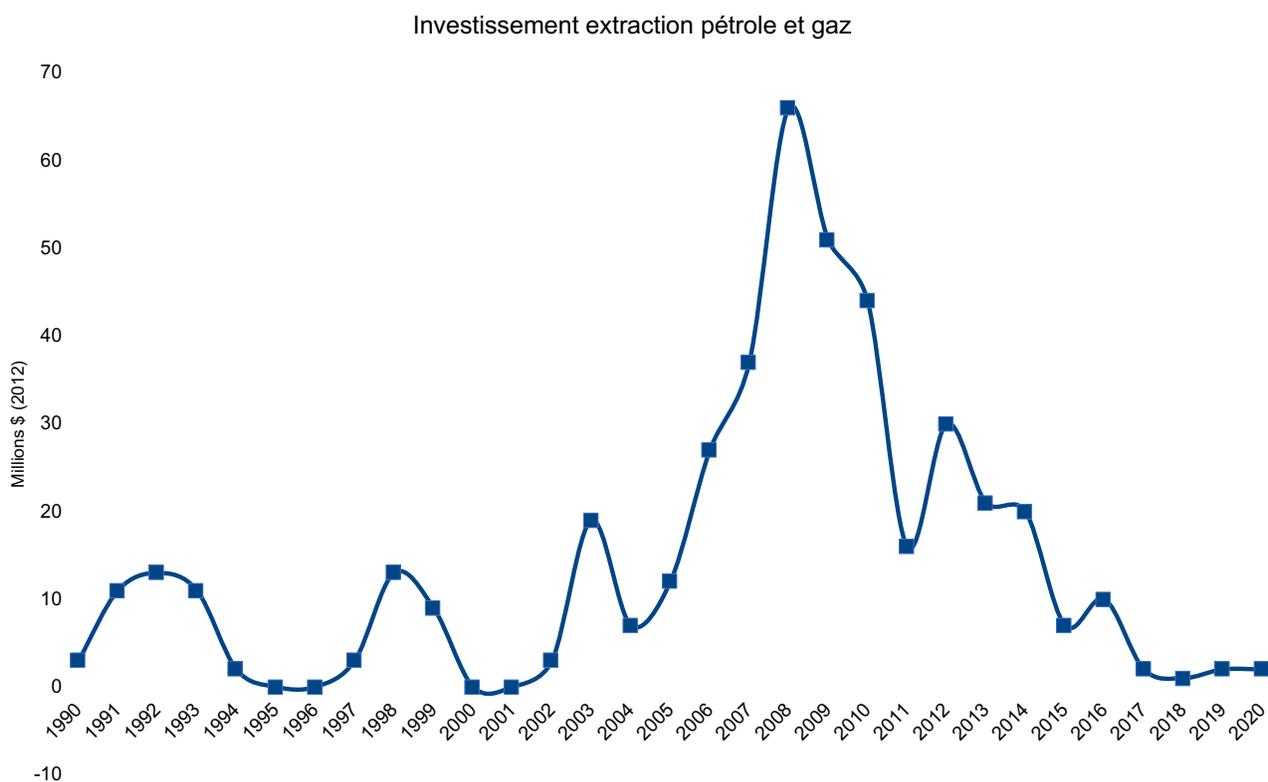
1. Portrait du cycle d'investissement en extraction d'hydrocarbure sur le territoire québécois depuis 2000

1.1 Note sur la source des données

Les données présentées dans les sections 1 et 2 de ce mémoire proviennent du tableau 36-10-0096-01 de Statistique Canada, ayant pour titre « Flux et stocks de capital fixe non résidentiel, selon l'industrie et le type d'actif, Canada, provinces et territoire »¹. Ces données permettent de produire un portrait des cycles d'investissement par secteur industriel et par province. Nous avons retenu pour fin d'analyse du cycle d'investissement dans l'extraction d'hydrocarbures la période 1990 à 2020. Les données sont en dollars enchainés de 2012. Le graphique 1 nous montre l'évolution des dépenses annuelles d'investissement dans l'exploration et l'extraction de pétrole et gaz au Québec.

1.2 Dépenses d'investissements annuelles

Graphique 1



Le cycle d'investissement dans l'extraction d'hydrocarbures connaît ainsi trois phases distinctes depuis 1990 au Québec. Une première période moribonde marquée par de légères fluctuations mais où le niveau d'investissement est relativement bas, ne dépassant pas 15 millions en une année. Un décollage et boom de 2005 à 2010 avec un pic en 2008 à 66 millions. Cette période correspond à l'aventure du gaz de schiste au Québec. Et puis un retournement violent à partir de 2011 avec un effondrement des dépenses - outre le petit pic rattaché à l'aventure pétrolière à Anticosti et en Gaspésie en 2012 et 2013. Après 2015, les investissements atteignent des niveaux historiquement bas et tendent vers 0.

1 Disponible à l'adresse suivante : <https://www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=3610009601>

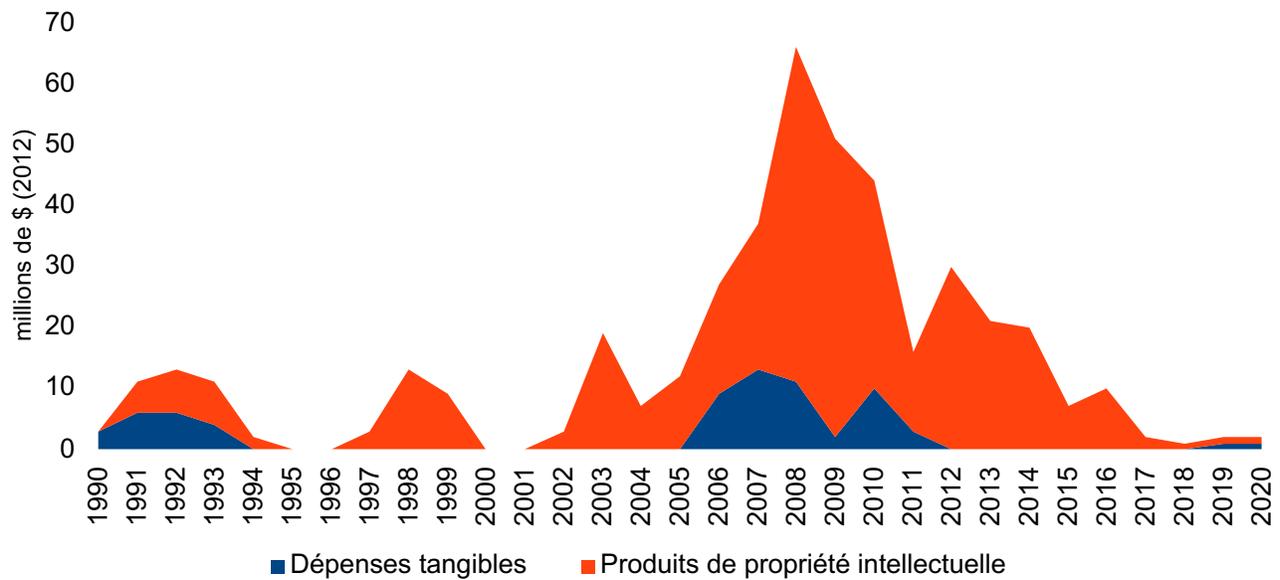
Comme dans tout secteur de l'économie, ces dépenses d'investissements peuvent prendre une forme tangible : achats de machinerie et d'équipement, construction de structures, ou une forme intangible. Dans le secteur des hydrocarbures les investissements intangibles correspondent à des dépenses qui visent à évaluer le potentiel commercial de licences détenues. Ce sont des dépenses d'exploration. Tandis que l'exploitation de gisements et l'extraction d'hydrocarbures impliquent plutôt des dépenses *tangibles* en machinerie, équipement et travaux de génie. Normalement dans un cycle typique, il y aura une phase où prédominent l'accumulation d'actifs intangibles, *l'exploration*, suivi d'un basculement vers l'accumulation d'actifs tangibles, les équipements, machineries et installations extractives qui visent à sortir la ressource, *l'exploitation* du gisement. Par contre, dans le domaine minier et pétrolier, le risque étant ce qu'il est, beaucoup de cycles demeurent pris dans la phase d'exploration et ne se transforment pas en boom d'extractif faute de gisements commercialement exploitables. C'est une réalité avec laquelle compose l'industrie et les gouvernements tentent d'atténuer l'impact de ce risque avec des programmes de subventions et une fiscalité généreuse.

Ce sont les entreprises qui décident la part de leurs dépenses qu'elles vont *capitaliser* comme dépenses d'exploration dans cette première phase avant l'exploitation et l'extraction. Ce montant sera enregistré dans leur bilan annuel comme « produits de propriété intellectuelle ». Il s'agit d'activités qui valorisent les licences d'exploration et d'exploitation, transforment ces droits d'extraire en actifs intangibles. Le spectre de ce qu'une entreprise peut décider de compter comme « dépense d'exploration » est très large, cela inclut évidemment des forages exploratoires, de relevés sismiques, mais aussi des dépenses pour obtenir des autorisations et permis ainsi que, comme nous verrons dans le cas de Questerre, des activités de lobbyisme.

Le graphique 2, ci-dessous, illustre maintenant le cycle d'investissement en exploration et extraction d'hydrocarbures en distinguant le part tangible et la part intangible des dépenses. Ces dernières, comme nous venons de l'expliquer, correspondent à la tentative de valoriser de produits de propriété intellectuelle, ici des licences. Au Québec, depuis 1990, la fraction tangible représente 16% des dépenses d'investissements cumulées tandis que la fraction intangible sous la forme de produits de propriété intellectuelle représente 84% des dépenses cumulées.

Graphique 2

Dépenses d'investissement
Fraction tangible et intangible

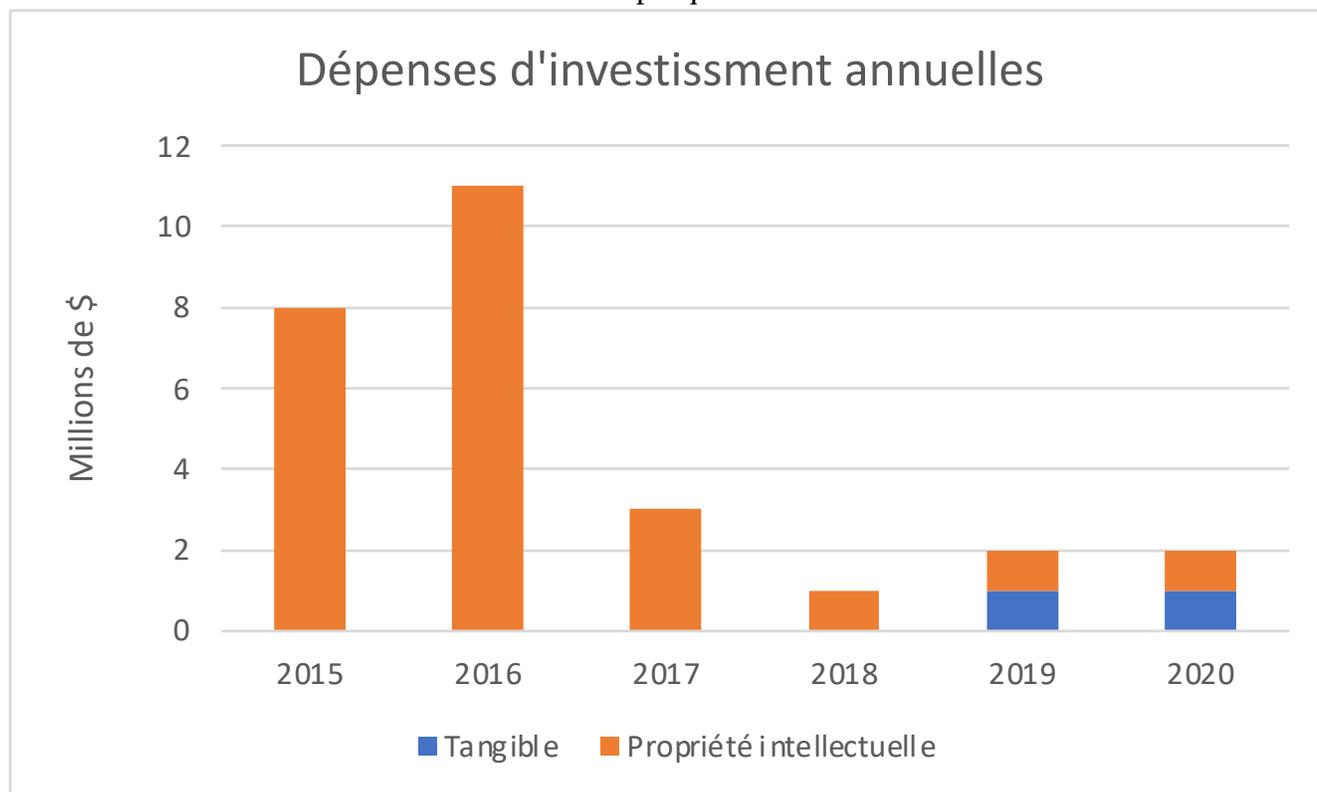


Bien qu'autour du pic de 2008 on remarque une montée de dépenses d'investissements tangibles, celles-ci sont arrimées à l'explosion de dépenses intangibles typique de la phase 1 du cycle. C'est le reflet d'une industrie qui tente encore de trouver des gisements d'hydrocarbures commercialement extractibles plutôt qu'une industrie qui déploie du capital pour extraire des hydrocarbures. Il n'existe pas au Québec une filière industrielle d'extraction d'hydrocarbures, un secteur de « producteurs d'énergie » fossile, il n'y a que de multiples détenteurs de licences qui tentent de valoriser leurs droits d'extraire par le biais d'activités que l'on peut assimiler à de l'exploration.

2. Les dépenses capitalisées lors de la période identifié par le PL 21 2015 -2020.

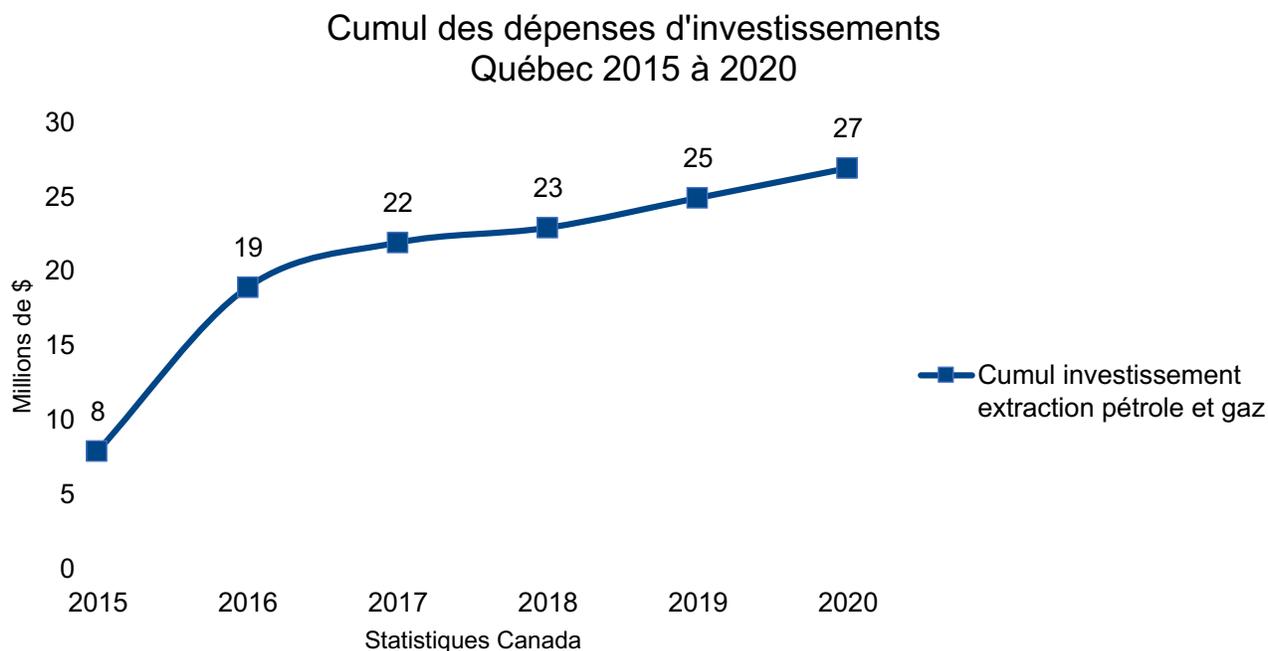
Nous allons maintenant examiner la période de référence retenue par le PL21 pour calculer les dépenses admissibles aux programmes d'indemnisation présenté dans le chapitre VI du projet de loi. Nous utilisons la même base de données qu'en 1, mais les dépenses ici seront comptées en dollars courants plutôt qu'en dollars enchainés. Le graphique 3 ci-dessus présente ces dépenses sur une base annuelle en distinguant les dépenses en actifs tangibles de celles en actifs intangibles, selon la logique déjà établie dans la section précédente.

Graphique 3



La tendance identifiée plus haut se confirme également pour cette période plus courte, il s'agit essentiellement de dépenses d'exploration capitalisées et celles-ci déclinent très rapidement après 2016.

Maintenant si nous faisons le cumul de ces dépenses d'investissement depuis 2015 nous obtenons le chiffre suivant : 27 millions \$. Cela représente, selon Statistique Canada, les dépenses d'investissements cumulatives par le secteur d'extraction de pétrole et gaz de 2015 à 2020. Le graphique 4 ci-dessus illustre ce résultat.



Le gouvernement prévoit une somme de 67 millions \$ pour indemniser les détenteurs de licences, il s'agit de 40 millions de plus que le total des investissements dans le secteur depuis 2015 au Québec.

3. Les dépenses publiques en appui au développement de l'extraction d'hydrocarbures au Québec

Dans cette section nous ne présenterons pas de chiffres mais plutôt un plaidoyer pour que des données soient rendues publiques. Le gouvernement fédéral et Québec offrent une panoplie d'aides et congés fiscaux ou crédits d'impôts pour soutenir l'industrie minière et l'industrie pétrolière et gazière. Ils investissent également dans le développement du secteur via des sociétés d'État et programmes spécifiques. Au Québec, par exemple l'entité « Ressources Québec » investit dans les entreprises extractives présentes sur le territoire. Il s'agit d'un partage de risques et d'éventuels bénéfices. Certaines aides, au contraire, sont de véritables cadeaux à l'industrie, cadeaux qui peuvent avoir un certain sens du point de vue économique pour favoriser l'émergence d'une filière ou consolider le développement d'un secteur jugé stratégique. L'exploration minière, dont celle à la recherche de gisements d'hydrocarbures, est à ce titre particulièrement choyée par le gouvernement canadien et québécois.

Nous avons vu que l'essentiel des investissements fait au Québec depuis les années 1990 sont sous la forme de dépenses d'exploration capitalisées or celles-ci jouissent de ce traitement fiscal favorable par le gouvernement fédéral et par Québec. Mais nous n'avons pas de données qui comptabilisent le montant des aides auxquels a eu droit l'industrie pendant la période retenue dans le PL 21. Par exemple, le Québec, via son programme de « Crédit d'impôt relatif aux ressources », offre un « mécanisme d'aide directe aux sociétés minières admissibles qui

engagent des dépenses d'exploration admissibles sur le territoire québécois »². Celui-ci prévoit depuis 2014 un crédit de 28% des dépenses d'exploration dans les territoires du sud du Québec, avant 2014 ce montant s'élevait à 35%. Ce programme vise à indemniser les *entreprises* en atténuant les risques de l'exploration minière, pétrolière et gazière. D'autres programmes visent plutôt les particuliers qui investissent dans ces entreprises. Cumulé, l'impact de ces programmes sur les coûts d'exploration peut-être considérable. Comme le souligne un tiré à part du site du MERN³, grâce au cumul des programmes, « le coût net d'impôt de 1000 \$ engagés en exploration minière au Québec pour une société en 2016 » était de 500\$.

En l'absence de données sur ces types de programmes, il est impossible de savoir le montant exact – *net* – dépensé par l'industrie, montant qui servira de référence pour calculer les indemnités proposées par Pl 21. Mais il semble que les titulaires de licence qui ont fait des dépenses pour valoriser leurs droits d'extraire ont pu déjà être indemnisés contre les risques inhérents à l'activité économique dans ce secteur.

2 <https://mern.gouv.qc.ca/mines/fiscalite/fiscalite-mesures-ressources.jsp>

3 <https://mern.gouv.qc.ca/publications/mines/fiscalite/cout-net-impot-1000-dollars-exploration-societe-2016.pdf>

4. La question de la valeur des licences d'exploration et d'extraction d'hydrocarbures au Québec dans le contexte de moratoires successifs depuis 2012

Il ne s'agit pas ici de spéculer sur la valeur commerciale d'un volume extractible de gaz ou de pétrole présent dans le sous-sol québécois. Le cycle d'investissement de 2005 à 2012 présenté au graphique 1 nous montre qu'il n'y pas eu d'investissements visant l'extraction, à une échelle commerciale, d'hydrocarbures au Québec. Pendant la période de référence de Pl 21, soit de 2015 à 2022, il n'y a pas eu, non plus, d'exploitation de gisements à une échelle commerciale, ni d'investissement dans une activité extractive. Les investissements faits au Québec avaient pour objectif de valider s'il y avait ou pas des gisements ayant un potentiel commercial d'exploitation et ces recherches n'ont pas été concluantes. Nous ne sommes donc pas devant une situation où un détenteur de licence pourrait faire la démonstration que Pl 21 lui dérobe un profit anticipé d'une valeur de x, y ou z.

Les recherches de l'ingénieur en géologie Marc Durand ont montré toute l'incertitude qui entoure la possibilité d'envisager une exploitation commercialement rentable de gaz de schiste dans la vallée du St-Laurent ou de pétrole en Anticosti et en Gaspésie. Selon ses recherches il n'y a pas, à ce jour, de preuve qu'on retrouve de gisements d'hydrocarbures dont l'extraction serait commercialement viable sur le territoire⁴.

Dans le présent mémoire, je souhaite plutôt m'attarder à l'aspect économique de la valeur des licences d'exploration et d'extraction d'hydrocarbures qu'à cet aspect géologique. Mais il me semble important de garder en tête cette absence de preuve qu'il existe des gisements d'hydrocarbures commercialement exploitables au Québec quand on discute des prétentions des titulaires de licences. Mon argument est que ces licences – à titre de propriété intellectuelle – correspondent à des *actifs échoués* depuis 2011, année où le gouvernement du Québec promulgue un premier moratoire de trois ans sur l'extraction et l'exploration de gaz de schiste. Depuis, ce moratoire a été reconduit et élargi, ce qui a conduit plusieurs détenteurs de licences à radier de leurs livres la valeur des « produits de propriété intellectuelle » qui correspond aux dépenses d'exploration qu'ils ont capitalisées.

Une des radiations les plus importantes fut celle de l'entreprise Talisman (aujourd'hui intégrée dans le groupe espagnol Repsol). En 2012, elle radia de son bilan 109 millions en actifs intangibles. Geste important parce que Talisman à l'époque contrôlait des licences qui couvraient plus du quart des basses terres du St-Laurent (la formation Utica) censées contenir du gaz de schiste fracturable.

Si on se réfère maintenant aux dépenses faites par les titulaires de licences après 2015, soit dans la période de référence de PL21 2015 - 2020, il est indiscutable qu'au moment où ses titulaires décident de faire ces dépenses ils savent tous qu'il n'y a pas d'acceptabilité sociale pour le développement d'une industrie d'extraction d'hydrocarbures au Québec. Ils savent que les moratoires font l'objet d'un consensus politique fort et donc que l'exploitation commerciale d'un éventuel gisement est impossible à court et à moyen terme. Ils savent donc que leurs

4 <https://rochemere.blogspot.com/2017/03/un-projet-pilote-dexploitation-dans-les.html>

dépenses pour tenter de valoriser ces licences (qui *a priori* n'ont aucune valeur comme actif) sont faites dans un contexte extrêmement risqué analogue à du gambling.

C'est ce qui amène, par exemple, l'entreprise Questerre pour l'année 2018 à compter dans ses dépenses capitalisées d'exploration au Québec une somme de 870 000 \$ pour « sécuriser l'acceptabilité sociale » pour un éventuel projet d'extraction de gaz de schiste⁵. C'est donc dire que de son point de vue il n'y a pas d'acceptabilité sociale. Dépense de lobbying qui, semble-t-il, sera admissible dans le cadre des indemnisations que prévoit l'actuel Pl 21!

Dans ses rapports annuels⁶ cette même entreprise répète de 2015 à 2020 que le climat politique et social au Québec est peu propice au développement d'une industrie d'extraction d'hydrocarbures. Elle souligne à ses actionnaires l'impératif de sécuriser une acceptabilité sociale pour ses éventuels projets alors même qu'elle a continué à acquérir des licences auprès de tiers.

Dans la presse spécialisée de l'industrie, cette situation particulière du Québec est ouvertement discutée, comme en témoignent des articles dans Natural Gas Intel ou le Marcellus Drilling News⁷.

On peut donc conclure qu'une entreprise qui détient des licences d'exploration au Québec sait en 2015 que ses « produits » de propriété intellectuelle correspondent à des actifs échoués, sans valeur. Que toute dépense pour tenter de valoriser ces actifs, toute acquisition de nouvelle licence dans ce contexte, est une aventure purement spéculative qui mise sur (et tente de provoquer) un changement réglementaire et légal ainsi qu'un changement de perception sociale. Il est tout à fait légal de faire ce genre de dépenses, mais ce n'est pas à la société québécoise d'indemniser des entrepreneurs qui ont entrepris ces investissements spéculatifs en connaissance de cause et qui ont malheureusement (pour eux) perdu leur mise.

5 <https://1nnkg8vuyki31b0gs1vtf6yt-wpengine.netdna-ssl.com/wp-content/uploads/2020/06/2018-Annual-Report-Final.pdf> Page 25.

6 Ainsi que dans les rapports financiers trimestriels que nous avons pu consulter de 2020 et 2021.

7 <https://www.naturalgasintel.com/questerre-adds-more-utica-shale-prospects-in-quebec/>
<https://marcellusdrilling.com/2021/11/lights-out-for-all-og-production-in-quebec-including-utica-shale/>
<http://www.naturalgasintel.com/questerre-boosts-utica-prospects-in-quebec-despite-drilling-ban/>

5. Principales recommandations et avis

Dans ce court mémoire j'ai pu documenter le cycle d'investissement dans l'extraction d'hydrocarbures au Québec depuis 1990. Ce cycle connaît un pic en 2008 et puis les dépenses d'investissements s'effondrent à partir de 2011. Pendant cette première phase du cycle aucun promoteur ne prend une décision finale d'investissement pour établir des infrastructures d'extraction d'hydrocarbure à une échelle commerciale. Les dépenses capitalisées demeurent des dépenses exploratoires qui tentent de trouver un ou des gisements ayant une valeur commerciale. Après 2011 le montant des investissements s'effondre et ceux-ci demeurent toujours des dépenses d'exploration.

Pendant la période identifiée dans Pl21 de 2015 à 2021 le cumul des dépenses capitalisées selon les statistiques officielles fut de 27 millions de dollars. Un écart de 40 millions avec le montant que prévoit le programme d'indemnisation de Pl21.

Mon principal avis est de ne pas indemniser les titulaires de licences sur la base des dépenses d'exploration qu'ils ont capitalisées entre 2015 et 2021, compte tenu:

- de l'absence de démonstration de l'existence de réserves commercialement exploitables malgré une intense activité d'exploration dans la première phase du cycle d'investissement entre 2005 et 2011;
- de l'existence de programmes de soutien à l'industrie qui visent à atténuer par des généreuses indemnisations fiscales, les risques inhérents à l'exploration pétrolière et gazière;
- du statut su et connu d'actifs échoués des licences d'exploration et d'exploitation pendant la période de 2015 à 2020;
 - cela concerne autant les dépenses « sur le terrain » pour explorer la qualité d'un gisement, les dépenses associées aux maintient des licences que les dépenses liées à l'acquisition de nouvelles licences auprès de détenteurs tiers;
 - surtout dans la mesure où les dépenses « d'exploration » en partie ou totalité pendant la période de référence visaient à renverser un consensus social et politique au Québec, de telles dépenses sont légales mais ne doivent pas être prises en charge par la société, elles sont à la charge des personnes et entreprises qui ont pris ce risque calculé entre 2015 et 2020;
- de l'inconnu que représentent les coûts de fermeture, décontamination et gestion à long terme des puits fermés;
- du manque de transparence dans les appuis financiers, fiscaux et subventions obtenus par les entreprises extractives d'hydrocarbures concernées par la révocation de licences.