

EVIDENCE

OTTAWA, Thursday, October 30, 2025

The Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources met this day at 8:01 a.m. [ET] to examine and report on Newfoundland and Labrador's offshore petroleum industry; and, in camera, for the consideration of a draft agenda.

Senator Josée Verner (*Deputy Chair*) in the chair.

[*Translation*]

The Deputy Chair: Honourable senators, before we begin, I would like to ask all senators to consult the cards on the table for guidelines to prevent audio feedback incidents.

Please make sure that your earpiece is away from all microphones at all times. Do not touch the microphone. Activation and deactivation will be managed by the console operator. Please avoid handling your earpiece while your microphone is on. Earpieces should either remain on the ear or be placed on the designated sticker at each seat.

Thank you for your cooperation.

My name is Josée Verner. I am a senator from Quebec, and I am the deputy chair of the Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources.

I would now like to ask my colleagues to introduce themselves.

[*English*]

Senator Arnot: Good morning, everyone. My name is David Arnot. I'm a senator from Saskatchewan.

Senator Fridhandler: Daryl Fridhandler, senator from Alberta.

Senator D. M. Wells: David Wells, from Newfoundland and Labrador.

Senator McCallum: Mary Jane McCallum, Treaty 10, Manitoba region.

[*Translation*]

Senator Youance: Suze Youance from Quebec.

[*English*]

Senator Lewis: Todd Lewis, Saskatchewan.

TÉMOIGNAGES

OTTAWA, le jeudi 30 octobre 2025

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui, à 8 h 01 (HE), avec vidéoconférence, pour examiner, afin d'en faire rapport, la question de l'industrie du pétrole extracôtier de Terre-Neuve-et-Labrador; et à huis clos, pour étudier un projet d'ordre du jour.

La sénatrice Josée Verner (*vice-présidente*) occupe le fauteuil.

[*Français*]

La vice-présidente : Honorables sénateurs, avant de commencer, je vous invite à prendre connaissance des cartes placées sur les tables dans la salle du comité pour connaître les lignes directrices visant à prévenir les incidents liés au retour de son.

Veuillez garder les oreillettes à l'écart de tous les microphones en tout temps. Ne touchez pas aux microphones. Leur activation et leur désactivation seront contrôlées par l'opérateur de console. Enfin, évitez de manipuler votre oreillette lorsque le microphone est activé. L'oreillette doit rester sur l'oreille ou être déposée sur l'autocollant prévu à cet effet à chaque siège.

Je vous remercie de votre coopération.

Je m'appelle Josée Verner, sénatrice du Québec et vice-présidente du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles.

J'aimerais maintenant demander à mes collègues de se présenter.

[*Traduction*]

Le sénateur Arnot : Bonjour à tous. Je m'appelle David Arnot. Je suis un sénateur de la Saskatchewan.

Le sénateur Fridhandler : Daryl Fridhandler, de l'Alberta.

Le sénateur D. M. Wells : David Wells, de Terre-Neuve-et-Labrador.

La sénatrice McCallum : Mary Jane McCallum, du territoire visé par le Traité n° 10, dans la région du Manitoba.

[*Français*]

La sénatrice Youance : Suze Youance, du Québec.

[*Traduction*]

Le sénateur Lewis : Todd Lewis, de la Saskatchewan.

[Translation]

Senator Aucoin: Réjean Aucoin from Nova Scotia.

Senator Miville-Dechêne: Julie Miville-Dechêne from Quebec.

The Deputy Chair: I would like to welcome everyone who is with us today, as well as those listening to us online on sencanada.ca.

Today, pursuant to the order of reference received from the Senate on October 8, 2025, we are pursuing our study of Newfoundland and Labrador's offshore petroleum industry. We welcome via video conference representatives from the Canada Energy Regulator: Darren Christie, Chief Economist, Transparency and Strategic Engagement; Keith Landra, Chief Safety Officer, Technical Excellence; and Mike Johnson, Technical Leader, Energy Supply and Data.

We also welcome via video conference Wesley Foote, retired professional engineer.

I welcome you and thank you for accepting our invitation. You will have five minutes to make opening remarks, after which we will move on to a question and answer session.

[English]

Darren Christie, Chief Economist, Transparency and Strategic Engagement, Canada Energy Regulator: Good morning, members of the Senate committee. Thank you for inviting the Canada Energy Regulator, or CER, to appear as part of your study on Newfoundland and Labrador's offshore petroleum industry.

I am accompanied by Keith Landra, our Chief Safety Officer, and Mike Johnson, Technical Leader for Energy Supply and Data.

I want to begin by acknowledging that I am appearing before you today from Calgary, located within Treaty 7 territory, the traditional territories of the Blackfoot Confederacy, which includes the Siksika, Piikani and Kainai First Nations. Treaty 7 is also home to the Tsuut'ina First Nation, and the Stoney Nakoda, including the Chiniki, Bearspaw and Goodstoney Nations. We would also like to recognize the Métis who have settled in southern Alberta and call this place home.

[Translation]

In my remarks today, I will speak about three topics and how these relate to your study of Newfoundland and Labrador's offshore petroleum industry: first, the CER's mandate and jurisdiction; second, the CER's cooperation with offshore

[Français]

Le sénateur Aucoin : Réjean Aucoin, de la Nouvelle-Écosse.

La sénatrice Miville-Dechêne : Julie Miville-Dechêne, du Québec.

La vice-présidente : Je tiens à souhaiter la bienvenue aux gens qui sont avec nous aujourd'hui, ainsi qu'à celles et ceux qui nous écoutent à partir du Web sur sencanada.ca.

Aujourd'hui, en vertu de l'ordre de renvoi qui nous a été confié par le Sénat le 8 octobre 2025, nous continuons notre étude sur l'industrie du pétrole extracôtier de Terre-Neuve-et-Labrador. À cet effet, nous accueillons aujourd'hui par vidéoconférence des représentants de la Régie de l'énergie du Canada : Darren Christie, spécialiste en chef économie, Transparence et engagement stratégique; Keith Landra, spécialiste en chef, délégué à la sécurité; Mike Johnson, chef technique, Information sur l'énergie.

Nous accueillons aussi par vidéoconférence, à titre personnel, Wesley Foote, ingénieur à la retraite.

Je vous souhaite la bienvenue et vous remercie d'avoir accepté notre invitation. Vous aurez cinq minutes pour faire votre déclaration préliminaire, après quoi nous passerons à la période des questions.

[Traduction]

Darren Christie, spécialiste en chef économie, Transparence et engagement stratégique (Régie de l'énergie du Canada) : Bonjour, honorables sénateurs. Merci d'avoir invité la Régie de l'énergie du Canada à comparaître dans le cadre de l'étude sur l'industrie du pétrole extracôtier de Terre-Neuve-et-Labrador.

Je suis accompagné de mes collègues, M. Keith Landra, délégué à la sécurité, et M. Mike Johnson, chef technique, Approvisionnement en énergie et données.

Je tiens d'abord à souligner que je me trouve à Calgary, dans les terres visées par le Traité n° 7, qui constituent le territoire traditionnel de la Confédération des Pieds-Noirs, dont font partie les Premières Nations Siksika, Piikani et Kainai. Le territoire visé par le Traité n° 7 abrite aussi les Premières Nations Tsuut'ina et Stoney Nakoda, qui regroupent les nations Chiniki, Bearspaw et Goodstoney. Nous rendons également hommage aux Métis qui se sont établis dans le sud de l'Alberta et qui en ont fait leur domicile.

[Français]

Aujourd'hui, j'aborderai trois sujets et je parlerai de leur lien avec l'étude sur l'industrie pétrolière extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador : premièrement, le mandat et la compétence de la Régie de l'énergie du Canada; deuxièmement,

regulators in Atlantic Canada; and third, the CER's mandate to produce energy information.

[English]

The CER's mandate is to regulate energy infrastructure, specifically international and interprovincial pipelines, international power lines, and offshore energy projects and power lines in a way that prevents harm and ensures the safe, reliable, competitive and environmentally sustainable delivery of energy to Canada and the world.

[Translation]

With respect to the offshore activities, the CER has regulatory responsibilities for oil and gas exploration in those parts of Canada's north and offshore that are not governed by a joint federal-provincial management regime.

[English]

This means that we regulate, among other things, drilling, testing, producing from, and abandonment of, oil and gas wells in the Canadian Arctic offshore, the Hudson, James and Ungava Bays, the Gulf of St. Lawrence and the British Columbia offshore. We regulate these activities under the Canada Oil and Gas Operations Act.

[Translation]

Currently there are no active drilling and exploration programs or producing facilities in offshore areas under the CER's jurisdiction.

[English]

Under the applicable Atlantic Accord Implementation and Offshore Renewable Energy Management Act, the Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Energy Regulator, or C-NLOER, have regulatory jurisdiction over the exploration and development of offshore petroleum resources in the Newfoundland and Labrador offshore area.

Our colleagues at the C-NLOER are best suited to answer questions about regulation of Newfoundland and Labrador's offshore petroleum industry, while we can answer questions on how the CER regulates facilities within our jurisdiction.

la collaboration de la Régie de l'énergie du Canada avec les organismes de réglementation de l'énergie extracôtière du Canada atlantique; troisièmement, le mandat de la Régie de l'énergie du Canada pour ce qui est de produire de l'information sur l'énergie.

[Traduction]

La régie a pour mandat de réglementer l'infrastructure énergétique, en particulier les pipelines internationaux et interprovinciaux, les lignes internationales de transport d'électricité, les projets énergétiques extracôtiers et les lignes de transport d'électricité, de manière à prévenir les préjudices et à assurer que l'énergie est acheminée de manière sécuritaire, fiable, concurrentielle et durable sur le plan de l'environnement partout au Canada et ailleurs dans le monde.

[Français]

En ce qui concerne les activités extracôtières, la Régie de l'énergie du Canada a des responsabilités de réglementation pour l'exploration pétrolière et gazière dans les régions du Nord et au large des côtes du Canada qui ne sont pas régies par un régime de gestion conjoint fédéral-provincial.

[Traduction]

Ainsi, la Régie de l'énergie du Canada réglemente, entre autres, le forage, les essais, la production et la cessation d'exploitation des puits de pétrole et de gaz dans la zone extracôtière de l'Arctique canadien, la baie d'Hudson, la baie James et la baie d'Ungava, le golfe du Saint-Laurent et au large de la Colombie-Britannique sous le régime de la Loi sur les opérations pétrolières au Canada.

[Français]

À l'heure actuelle, il n'y a aucun programme de forage et d'exploration en cours ni aucune installation de production en activité dans les zones extracôtières relevant de la compétence de la Régie de l'énergie du Canada.

[Traduction]

En vertu de la Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada — Terre-Neuve-et-Labrador et sur la gestion de l'énergie renouvelable extracôtière, la Régie Canada-Terre-Neuve-et-Labrador de l'énergie extracôtière, ou RC-TNLEE, a compétence réglementaire sur l'exploration et la mise en valeur des hydrocarbures extracôtiers au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador.

Nos collègues de la RC-TNLEE sont les mieux placés pour répondre aux questions sur la réglementation de l'industrie du pétrole extracôtier de Terre-Neuve-et-Labrador, tandis que nous pouvons répondre, de notre côté, aux questions sur la façon dont la régie réglemente les installations de son ressort.

[Translation]

We can also speak to our expertise with regard to our energy information function, including information and analysis relating to Newfoundland and Labrador's offshore petroleum industry.

[English]

Though we do not have regulatory responsibility for the offshore petroleum industry in Newfoundland and Labrador, the CER does collaborate with the Atlantic offshore regulators through initiatives such as the Frontier and Offshore Regulatory Renewal Initiative, which is a federal-provincial partnership working to modernize the regulatory framework for frontier and offshore oil and gas activities in Canada.

We also have memorandums of understanding with the Atlantic offshore regulators, which are currently being updated. The MOUs, the memorandums of understanding, focus on regulatory cooperation and sharing best practices and relevant data.

[Translation]

Taken together, this helps establish a robust, clear and consistent regulatory framework for the oversight of offshore oil and gas activities across all of Canada's offshore areas.

The CER also has a mandate to produce energy information. We supply data and analysis that clarifies energy-related decision-making and dialogue in Canada.

This includes publishing information and analysis on the petroleum industry in all of Canada's regions, including the offshore areas of Newfoundland and Labrador.

[English]

For example, we develop provincial-territorial profiles where we summarize energy in every province and territory. We write market snapshots to highlight key trends in Canada's energy sector. We issue Canadian oil and gas production statistics aggregated from the provinces. We publish our flagship reports called *Energy Futures* to examine what energy consumption and production might look like in Canada over the coming decades. In addition, we continually monitor oil and gas markets so we can publish up-to-date information and advise our federal partners.

[Français]

Nous pouvons également parler de notre expertise en matière d'information sur l'énergie, y compris en ce qui concerne l'industrie pétrolière extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador.

[Traduction]

Bien que la Régie de l'énergie du Canada n'ait pas de responsabilité réglementaire à l'égard de l'industrie pétrolière extracôtière à Terre-Neuve-et-Labrador, elle collabore avec les organismes de réglementation de la zone extracôtière de l'Atlantique dans le cadre d'initiatives comme l'Initiative de renouvellement de la réglementation concernant les zones pionnières et extracôtières, un partenariat fédéral-provincial visant à moderniser le cadre de réglementation des activités pétrolières et gazières dans de telles zones au Canada.

La Régie a aussi des protocoles d'entente avec les organismes de réglementation de la zone extracôtière de l'Atlantique, dont la mise à jour est en cours. Ces protocoles d'entente sont axés sur la coopération en matière de réglementation et sur l'échange de pratiques exemplaires et de données pertinentes.

[Français]

Tout cela aide à établir un cadre de réglementation solide, clair et uniforme pour la surveillance des activités pétrolières et gazières dans toutes les zones extracôtières du Canada.

La Régie de l'énergie du Canada a aussi un mandat d'information sur l'énergie. Nous fournissons des données et des analyses qui éclairent la prise de décisions et le dialogue sur l'énergie au Canada.

Cela comprend la publication d'information et d'analyses sur l'industrie pétrolière dans toutes les régions du Canada, y compris les zones extracôtières de Terre-Neuve-et-Labrador.

[Traduction]

Par exemple, la régie produit des profils provinciaux et territoriaux dans lesquels les activités liées à l'énergie de chaque province et territoire sont résumées. Elle rédige des aperçus du marché qui mettent en lumière les principales tendances dans le secteur de l'énergie au Canada. Elle publie aussi des statistiques globales sur la production de pétrole et de gaz au Canada à partir des statistiques des provinces, ainsi que son rapport phare sur l'avenir énergétique qui examine à quoi pourraient ressembler la consommation et la production d'énergie au Canada au cours des prochaines décennies. Elle surveille continuellement les marchés du pétrole et du gaz afin de pouvoir publier des renseignements à jour et conseiller ses partenaires fédéraux.

[Translation]

I will conclude by thanking you for the opportunity to speak to you today about the Canada Energy Regulator's work.

[English]

We look forward to your questions.

Wesley Foote, Professional Engineer (Retired), As an Individual: Good morning. Thank you for this opportunity to appear before your committee this morning. I really appreciate you accommodating my virtual participation. I am at the office of the Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Energy Regulator, or C-NLOER, in St. John's, Newfoundland and Labrador, in the traditional territories of diverse Indigenous peoples. I acknowledge with respect the histories and cultures of the Beothuk, Mi'kmaq, Innu and Inuit.

I was invited here in my former capacity as co-chair of the Regional Assessment of Offshore Oil and Gas Exploratory Drilling East of Newfoundland and Labrador, which was completed in February 2020.

I should also note that I currently serve as a board member of the C-NLOER, whose chief executive officer and chief safety officer appeared before you on Tuesday evening.

Members may be interested to know that I have 45 years of private and public sector oil and gas experience, including in industry, education and as the former assistant deputy minister of petroleum development with the Government of Newfoundland and Labrador. Much of my professional life was spent working in the public interest in matters involving the Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Area. So, I have a broad understanding of the technologies and practices of the oil and gas sector in this part of the world, along with its economic importance, challenges and opportunities.

The regional assessment that I was appointed to co-chair was the first conducted under the Impact Assessment Act, 2019, or its predecessor, the Canadian Environmental Assessment Act, 2012. I can say with certainty that our regional assessment successfully improved the efficiency of the environmental assessment process as it applies to oil and gas exploratory drilling, while all the time maintaining the highest standards of environmental protection.

It did so by building upon the experience and knowledge gained from previous projects and using technology to build a tool for efficient presentation of data in time and space. It continues to reduce duplication in processes and information

[Français]

En conclusion, je vous remercie de m'avoir donné l'occasion de m'entretenir avec vous aujourd'hui au sujet du travail de la Régie de l'énergie du Canada.

[Traduction]

Nous avons hâte de répondre à vos questions.

Wesley Foote, ingénieur à la retraite, à titre personnel : Bonjour. Merci de me donner l'occasion de comparaître devant votre comité ce matin. Je vous suis très reconnaissant que vous me permettiez de participer virtuellement. Je suis au bureau de la Régie Canada-Terre-Neuve-et-Labrador de l'énergie extracôtière, ou C-NLOER, à St. John's, Terre-Neuve-et-Labrador, sur les territoires traditionnels de divers peuples autochtones. Je reconnais avec respect les histoires et cultures des Béothuks, des Mi'kmaq, des Innus et des Inuits.

J'ai été invité ici en ma qualité d'ancien coprésident de l'Évaluation régionale du forage exploratoire extracôtier pétrolier et gazier à l'est de Terre-Neuve-et-Labrador, qui a été achevée en février 2020.

Je tiens également à souligner que je siège actuellement au conseil d'administration du C-NLOER, dont le président-directeur général et l'agente principale de la sécurité ont comparu devant vous mardi soir.

Les membres sont peut-être intéressés de savoir que j'ai 45 années d'expérience dans le secteur privé et public du pétrole et du gaz, notamment dans l'industrie, l'éducation et en tant qu'ancien sous-ministre adjoint de l'Exploitation pétrolière au gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador. J'ai consacré une grande partie de ma vie professionnelle à servir l'intérêt public dans des dossiers liés à la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador. J'ai donc une connaissance approfondie des technologies et des pratiques du secteur pétrolier et gazier dans cette région du monde, ainsi que de son importance économique, de ses défis et de ses possibilités.

L'évaluation régionale dont j'ai été nommé coprésident était la première menée en vertu de la Loi sur l'évaluation d'impact de 2019, ou la version précédente, la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale de 2012. Je peux affirmer avec certitude que notre évaluation régionale a amélioré avec succès l'efficacité du processus d'évaluation environnementale qui s'applique au forage exploratoire pétrolier et gazier, tout en maintenant les normes les plus élevées en matière de protection environnementale.

Pour ce faire, elle s'est appuyée sur l'expérience et les connaissances acquises dans le cadre de projets précédents et a utilisé la technologie pour créer un outil afin de présenter efficacement les données dans le temps et l'espace. Elle continue

with more efficient project reviews now enabled through a ministerial regulation that excludes exploratory drilling from the requirements to undergo a project-specific federal impact assessment.

The exemption is limited to a specific offshore area and is conditional on compliance with a series of conditions focused on protecting the environment and ensuring meaningful Indigenous engagement.

The federal Crown consultation approach for the regional assessment was described in publicly available documentation that sets out the approach that was undertaken with Indigenous Peoples.

While our five-member committee disbanded following the submission of our final report, a regional assessment follow-up program was established by the Government of Canada and the Government of Newfoundland and Labrador. It continues to monitor and report on the implementation and effectiveness of the various outcomes of the regional assessment, including commitments made in the associated ministerial response.

The regional assessment follow-up program ensures that the information and analysis remain valid and up to date, and that it continues to fulfill its intended function of informing decision making as it pertains to exploratory drilling and associated activities in the study area.

Its reports are publicly available, and the C-NLOER also hosts the geographic information system, or GIS, decision-support tool that was developed as part of the regional assessment referenced earlier.

I should note that I was not a part of the Regional Assessment of Offshore Wind Development in Newfoundland and Labrador, although I followed that work with interest in my capacity as a C-NLOER board member in light of our expanded mandate.

I would be remiss if I did not take this opportunity to once again thank the then Regional Assessment Committee co-chair, Garth Bangay, as well as our committee colleagues, the task team and technical advisory groups who worked so diligently with us and everyone who contributed to our regional assessment.

I would also like to thank members of your committee for your interest in the Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Area, and for inviting me to meet with you.

I would be pleased to take your questions. Thank you.

de réduire les chevauchements dans les processus et les renseignements grâce à des examens de projets plus efficaces, désormais rendus possibles grâce à une réglementation ministérielle qui exclut les forages exploratoires de se soumettre à une évaluation d'impact fédérale.

L'exemption est limitée à une zone extracôtière précise et est conditionnelle au respect d'une série de modalités axées sur la protection de l'environnement et la garantie d'une participation significative des Autochtones.

L'approche de consultation de la Couronne pour l'évaluation régionale a été décrite dans des documents accessibles au public qui énoncent l'approche adoptée avec les peuples autochtones.

Bien que notre comité composé de cinq membres ait été dissous après la présentation de notre rapport final, un programme de suivi de l'évaluation régionale a été créé par le gouvernement du Canada et le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador. Il continue de surveiller la mise en œuvre et l'efficacité des différents résultats de l'évaluation régionale, et de rendre des comptes à leur sujet, y compris les engagements pris dans le cadre de la réponse ministérielle connexe.

Le programme de suivi de l'évaluation régionale veille à ce que les renseignements et l'analyse demeurent valides et à jour et que les évaluations continuent à remplir leur fonction initiale, soit d'éclairer la prise de décision en matière de forage exploratoire et d'autres activités connexes dans la zone d'étude.

Ses rapports sont accessibles au public, et C-NLOER héberge également le système d'information géographique, ou SIG, un outil d'aide à la prise de décision qui a été élaboré dans le cadre de l'évaluation régionale mentionnée précédemment.

Je tiens à préciser que je n'ai pas participé à l'Évaluation régionale de l'exploitation de l'énergie éolienne extracôtière à Terre-Neuve-et-Labrador, mais que j'ai suivi ces travaux avec intérêt en tant que membre du conseil d'administration du C-NLOER, étant donné que notre mandat a été élargi.

Je m'en voudrais de ne pas saisir cette occasion de remercier à nouveau le coprésident du Comité chargé de l'évaluation régionale de l'époque, Garth Bangay, ainsi que nos collègues du comité, le groupe de travail et les groupes de consultation qui ont travaillé avec tant de diligence avec nous et toutes les personnes qui ont contribué à notre évaluation régionale.

Je tiens également à remercier les membres de votre comité de l'intérêt qu'ils portent à la zone extracôtière Canada-Terre-Neuve-et-Labrador, et de l'invitation à les rencontrer.

Je me ferai un plaisir de répondre à vos questions. Merci.

[Translation]

The Deputy Chair: Thank you for your presentations. We will now move on to the question period. I propose that five minutes be given to each member in this first round, including the question and the answer. We will have a second round if time permits.

Senator Miville-Dechêne: My question is for Mr. Foote.

[English]

Thank you for being here. Since you were there during the regional evaluation, you have gained expertise.

[Translation]

My question is this: What lessons did you learn from your experience in 2020 when you did the regional assessment? What lessons have you learned, positive or negative? What should be done better? It's clear from our notes that, at the time, you felt that you did not have enough time to do the work or to take things further.

Second, what did you find out about the assessment? What aspects of environmental assessment needed to be fixed?

[English]

Mr. Foote: Thank you. In terms of lessons learned, as you correctly pointed out, the project area was some 750,000 square kilometres, which is a very large space. Within that, we had historic wells. We had some data, but much of the area was data poor. Trying to match that up was definitely an issue.

The time given was problematic. The committee was a little bit late getting started. It didn't start until April. There was a request for an extension of time, which was granted. That helped bring us to the finish line.

In terms of what we discovered, some of which I touched on, the massive expansive area that exists there, of course, is not the whole Newfoundland and Labrador offshore area. It's a portion of that. Being able to put all of that together, the biggest discovery that comes to mind for me was that what we saw in terms of the environmental assessments that were occurring before the regional assessment seemed to be cookie-cutter type assessments that were lengthy. There was a lot of cut-and-paste. Our approach was to try to change that and get the information

[Français]

La vice-présidente : Je vous remercie de vos déclarations. Nous allons maintenant passer à la période des questions. Je propose que cinq minutes soient accordées à chaque membre pour ce premier tour de table, y compris la question et la réponse. Nous ferons un deuxième tour de table si le temps nous le permet.

La sénatrice Miville-Dechêne : Ma question s'adresse à M. Foote.

[Traduction]

Je vous remercie d'être ici. Puisque vous étiez là quand l'évaluation régionale a été menée, vous avez acquis une expertise.

[Français]

Ma question est la suivante : quelles sont les leçons que vous avez tirées de votre expérience en 2020 quand vous avez fait ce rapport d'évaluation régional? Quelles leçons avez-vous tirées, qu'elles soient positives ou négatives? Que devrait-on faire mieux? En lisant nos notes, on se rend compte qu'à cette époque, vous aviez jugé que vous n'aviez pas assez de temps pour travailler et qu'il vous manquait du temps pour pousser les choses plus profondément.

Ensuite, qu'avez-vous découvert en ce qui concerne l'évaluation? Qu'y avait-il à corriger en matière d'évaluation environnementale?

[Traduction]

M. Foote : Merci. Pour ce qui est des leçons tirées, comme vous l'avez souligné à juste titre, la superficie du projet était de quelque 750 000 kilomètres carrés, ce qui est très vaste. Sur ce territoire, nous avions des puits historiques. Nous disposions de certaines données, mais une grande partie de la zone était pauvre en données. Il était clairement difficile de faire correspondre tout cela.

Le délai accordé posait problème. Le comité a commencé ses travaux avec un peu de retard. Il ne les a pas entamés avant avril. On a demandé de prolonger le délai, ce qui a été approuvé. Cela nous a aidés à franchir la ligne d'arrivée.

En ce qui concerne nos découvertes — j'en ai mentionné quelques-unes —, la vaste zone qui existe là-bas ne représente bien sûr pas toute la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador. Ce n'est qu'une partie. En regroupant toutes ces données, la plus grande découverte qui me vient à l'esprit a été que les évaluations environnementales réalisées avant l'évaluation régionale semblaient universelles et longues. Il y avait beaucoup de copier-coller. Notre approche visait à changer cela et à communiquer les renseignements dans un format

out in a different format. Part of that was the GIS decision support tool that we created.

Senator Miville-Dechêne: Your last two sentences were somewhat technical. Tell me how should it be changed? I ask because it is still happening. There was another evaluation in March 2023. What should be improved in order to have a better evaluation? What do you think? You are retired now. You can tell us what you think. Please be open about what should be improved. That's part of why we are asking you questions.

Mr. Foote: Yes, most certainly. I'll go back to the GIS, which is a geographical information system. In previous reports, there were literally thousands of pages of documents. As an example, I will just use one species. Let's just say shrimp fishing. There would be maps over time showing where and when that fishing occurred and in that particular area what the impact was in terms of time and space.

Once we were able to develop this GIS decision-support tool, all that information, all that data over time — catches, frequencies, water temperatures, et cetera — was presented on a GIS platform that you could query and ask: What is the fishing of shrimp during these particular months, these years? Is it more? Is it less? It's a very smart tool that enables us to look at a host of data. That was a game changer.

Senator Miville-Dechêne: Thank you.

Senator Arnot: Mr. Foote, in your professional view, do you believe Canada is underestimating stranded asset risk for offshore projects, particularly if global oil demand peaks sooner than assumed?

If you were advising Parliament, would you warn that existing CER and Natural Resources Canada models are overly optimistic about offshore competitiveness beyond 2035?

Are current environmental emergency and response systems designed for worst case — “black swan events” — or best-case probability models from the past decade?

If you don't have time to answer those today, I would ask that you put your answers in writing and submit them to the clerk, but I'm happy to hear your answers to those questions.

Mr. Foote: Thank you, Senator Arnot. Is Canada underestimating our stranded reserves?

Senator Arnot: Stranded asset risk.

différent. Nous avons notamment créé un outil de soutien à la décision basé sur le SIG.

La sénatrice Miville-Dechêne : Vos deux dernières phrases étaient quelque peu techniques. Dites-moi comment elles devraient être modifiées? Je vous pose la question parce que cela continue de se produire. Une autre évaluation a été menée en mars 2023. Que faudrait-il améliorer pour avoir une meilleure évaluation? Qu'en pensez-vous? Vous êtes à la retraite maintenant. Vous pouvez nous dire ce que vous pensez. N'hésitez pas à nous faire part de vos suggestions d'amélioration. C'est en partie pourquoi nous vous posons des questions.

M. Foote : Oui, très certainement. Je vais revenir au SIG, soit le système d'information géographique. Dans les rapports précédents, il y avait littéralement des milliers de pages. Je vais prendre un seul exemple : la pêche à la crevette. Il y avait des cartes indiquant où et quand la pêche avait lieu et, dans cette zone particulière, quelle était l'incidence en ce qui a trait au temps et à l'espace.

Une fois que nous avons pu concevoir cet outil d'aide à la décision, le SIG, toutes les données au fil du temps — prises, fréquences, températures de l'eau, etc. — ont été présentées sur une plateforme sur laquelle vous pouviez faire des recherches et poser des questions : Quelle est la pêche à la crevette pendant ces mois particuliers, ces années? Est-elle plus importante? Est-elle moins importante? C'est un outil très intelligent qui nous permet d'examiner une multitude de données. Cela a changé la donne.

La sénatrice Miville-Dechêne : Merci.

Le sénateur Arnot : Monsieur Foote, de votre point de vue professionnel, croyez-vous que le Canada sous-estime le risque lié aux actifs inutilisables pour les projets extracôtiers, particulièrement si la demande mondiale de pétrole atteint des sommets plus tôt que prévu?

Si vous conseilliez le Parlement, l'avertiriez-vous que les modèles existants de la REC et de Ressources naturelles Canada sont trop optimistes concernant la compétitivité de l'industrie extracôtière après 2035?

Les systèmes actuels d'intervention en cas d'urgence environnementale sont-ils conçus pour les pires scénarios — les événements exceptionnels — ou pour les modèles de probabilité les plus optimistes de la dernière décennie?

Si vous n'avez pas le temps de répondre à ces questions aujourd'hui, je vous demanderais de mettre vos réponses par écrit et de les faire parvenir à la greffière, mais je serais heureux d'entendre vos réponses à ces questions.

M. Foote : Merci, sénateur Arnot. Le Canada sous-estime-t-il ses réserves inexploitées?

Le sénateur Arnot : Le risque lié aux actifs inutilisables.

Mr. Foote: As we move through the transition, which is the period we are going through, and we see our earlier targets of 2030 are now being pushed ahead a little by various operators and countries and our deepwater assets are being targeted mainly because the elephants are located in our offshore. The notion of underestimating this, we know what we have, and it is important to continue to try to develop this.

Is the CER and Natural Resources overly optimistic? Could you repeat your question, please?

Senator Arnot: If you were advising Parliament, would you warn that existing CER and Natural Resources Canada models are overly optimistic about offshore competitiveness beyond 2035?

Mr. Foote: I don't think we are overly optimistic in terms of our competitiveness. There has been quite a lot of work that has been done with respect to our regulatory environment. An example is the regional assessment that has brought Canada in line with other international jurisdictions. I'm reasonably accepting that this is not overly optimistic.

In terms of our current emergency response, a lot of work has been done, particularly in this area, on emergency response and oil spills. We are, in my mind, in terms of what technologies are available, continuing to do desktop exercises, continuing to try to improve the equipment and our systems so people are talking to one another in terms of the Coast Guard, the regulators, Transport Canada. I'm confident a lot of work has been done in recent years to keep us on top.

Senator Arnot: Mr. Johnson, will the CER publish a clear public comparison of emissions intensities, netbacks, and market risks between offshore Newfoundland and Western Canadian production?

Mike Johnson, Technical Leader, Energy Supply and Data, Canada Energy Regulator: I can say right now that I don't expect to, but I'll pass this to Darren. He has a high-level view of what we will be publishing and what we won't.

Mr. Christie: Could you repeat the question? It was about emissions intensity.

Senator Arnot: Will the CER publish a clear public comparison of emission intensities, netbacks and market risk between offshore Newfoundland and Western Canadian production?

M. Foote : Pendant cette période de transition, nous constatons que nos objectifs initiaux pour 2030 sont désormais légèrement repoussés par divers exploitants et pays et que nos actifs en eaux profondes sont principalement visés parce que les gisements les plus importants se trouvent dans nos zones extracôtières. Nous savons ce que nous avons, et il est important de continuer d'exploiter ces ressources, sans sous-estimer leur importance.

La REC et Ressources naturelles Canada sont-ils trop optimistes? Pourriez-vous répéter la question, je vous prie?

Le sénateur Arnot : Si vous conseilliez le Parlement, l'avertiriez-vous que les modèles existants de la REC et de Ressources naturelles Canada sont trop optimistes concernant la compétitivité de l'industrie extracôtière après 2035?

M. Foote : Je ne pense pas que nous soyons trop optimistes en ce qui concerne notre compétitivité. Beaucoup de travail a été accompli en ce qui concerne notre cadre réglementaire. Un exemple est l'évaluation régionale qui a harmonisé le Canada avec d'autres pays. J'estime raisonnablement que ce n'est pas trop optimiste.

En ce qui concerne notre intervention d'urgence actuelle, beaucoup de travail a été accompli, en particulier dans ce secteur, sur les interventions d'urgence et les déversements de pétrole. À mon avis, en ce qui concerne les technologies disponibles, nous continuons de mener des exercices de simulation et d'essayer d'améliorer l'équipement et nos systèmes pour que les gens puissent communiquer entre eux, notamment la Garde côtière, les organismes de réglementation et Transports Canada. Je suis convaincu que beaucoup de travail a été accompli ces dernières années pour nous permettre de rester à la fine pointe.

Le sénateur Arnot : Monsieur Johnson, la REC publiera-t-elle une comparaison publique claire des intensités d'émissions, des revenus nets et des risques liés au marché entre la production extracôtière de Terre-Neuve et celle de l'Ouest canadien?

Mike Johnson, chef technique, Information sur l'énergie, Régie de l'énergie du Canada : Je peux dire à l'heure actuelle que je ne m'y attends pas. Elle a une vue d'ensemble de ce que nous publierons et de ce que nous ne publierons pas.

M. Christie : Pouvez-vous répéter la question? Elle portait sur l'intensité des émissions.

Le sénateur Arnot : La REC publiera-t-elle une comparaison publique claire des intensités d'émissions, des revenus nets et des risques liés au marché entre la production extracôtière de Terre-Neuve et celle de l'Ouest canadien?

Mr. Christie: As part of our energy information program, we aim to provide a range of relevant information. If you look at, for example, our last *Energy Future* report, we did speak to the emissions intensity of the offshore Newfoundland through time in the different scenarios. Then as part of our analysis, we certainly factor in the assumed global prices as well as benchmarks.

I would say that as part of that *Energy Future* series, we do aim to provide that kind of transparent analysis. The last report was June 2023, and we are also working on our next version of that report.

Senator D. M. Wells: Thank you, witnesses.

Mr. Foote, before I ask my question, I want to thank you for your years of service in the offshore industry in Newfoundland and Labrador. You and I have worked together over the years, and I appreciate what you have done.

Could you talk a little bit about the new technologies that we have seen over the years in offshore drilling and production, things such as venturing into deeper water, directional drilling, those extensions we have on a number of the fields and how that might affect the longevity of our offshore?

Mr. Foote: Thank you, Senator Wells. It was always a pleasure working with you.

Yes, new technology. In brief terms of older technology, pretty much drill vertical wells. If the reservoir was 20 metres thick, then the pay zone that you intersected on a vertical well was 20 metres. As technology progressed, we started doing more slanted drilling, then got down to horizontal drilling where the same reservoir that is 20 metres thick could be intersected by a horizontal lateral that is hundreds or thousands of metres long.

In terms of extended-reach drilling from the Hibernia platform, we are well over 8 to 10 kilometres away from our target from the drilling rig. That's certainly a technological improvement.

The typical scenario with drilling technologies, Senator Wells, was that you would use drilling mud. Basically, that mud was a combination to balance the pressures and get rock cuttings back to surface.

Nowadays, at Hibernia and at Hebron, they are using managed pressure drilling techniques where we are cognizant that these fluids can do damage to the reservoirs. If we can maintain a close pressure balance at the reservoir level, less damage could

M. Christie : Dans le cadre de notre programme d'information sur l'énergie, nous nous efforçons de fournir un éventail de renseignements pertinents. Si vous regardez, par exemple, notre dernier rapport intitulé *Avenir énergétique*, nous avons abordé l'intensité des émissions de la production extracôtière de Terre-Neuve au fil du temps dans différents scénarios. Dans le cadre de notre analyse, nous avons pris en considération les prix mondiaux projetés et les points de référence.

Je dirais que dans le cadre de cette série de rapports *Avenir énergétique*, nous cherchons à fournir ce type d'analyse transparente. Le dernier rapport a été publié en juin 2023, et nous travaillons actuellement sur la prochaine version.

Le sénateur D. M. Wells : Merci, chers témoins.

Monsieur Foote, avant de poser ma question, je tiens à vous remercier de vos années de service dans l'industrie extracôtière à Terre-Neuve-et-Labrador. Vous et moi avons travaillé ensemble au fil des ans, et je vous suis reconnaissant du travail que vous avez accompli.

Pourriez-vous parler un peu des nouvelles technologies qui ont vu le jour au fil des ans dans le forage et la production extracôtière, telles que l'exploration dans des eaux plus profondes, le forage dirigé, les extensions dont nous disposons dans un certain nombre de champs et leur incidence potentielle sur la longévité de nos installations extracôtières?

M. Foote : Merci, sénateur Wells. C'était toujours un plaisir de travailler avec vous.

Oui, les nouvelles technologies. En résumé, les anciennes technologies consistaient essentiellement à forer des puits verticaux. Si le réservoir avait une épaisseur de 20 mètres, la zone que vous intersectiez sur un puits vertical était de 20 mètres. À mesure que la technologie progressait, nous avons commencé à faire davantage de forage incliné, puis nous sommes passés au forage horizontal, où le même réservoir de 20 mètres d'épaisseur pouvait être intersecté par un puits horizontal de plusieurs centaines ou milliers de mètres.

En ce qui concerne le forage à longue portée à partir de la plateforme Hibernia, nous sommes à plus de 8 à 10 kilomètres de notre cible depuis la plateforme de forage. C'est certainement une avancée technologique.

Le scénario typique avec les technologies de forage, sénateur Wells, était d'utiliser de la boue de forage. Essentiellement, cette boue était un mélange destiné à équilibrer les pressions et à ramener les déblais à la surface.

Aujourd'hui, à Hibernia et à Hebron, des techniques de forage à pression contrôlée sont utilisées, car nous savons que ces fluides peuvent endommager les réservoirs. Si nous pouvons maintenir un équilibre de la pression au niveau du réservoir, il y

occur. Technologies such as that are continuously improving our recoveries.

Senator D. M. Wells: Thank you. I have a question as well for Mr. Johnson on energy supply and data.

With the amount of reserves and production that Canada has — it is among the top in the world — why do we still import petroleum resources from other countries?

Mr. Johnson: That has more to do with how oil has been transported around and on markets in general. Most of our production is in western Canada. We do actually supply quite a bit of western Canadian production to refineries in southern Ontario, and Line 9 can reach all the way into Quebec.

A lot of oil does flow to those places, but we still need to import in places, say, like the Irving refinery. It is connected to tidewater, and it has options. It can use oil from offshore Newfoundland and Labrador, or Valero's Jean Gaulin Refinery in Quebec City. The Montreal refinery is, as well, connected to tidewater. These two refineries can use the offshore oil, but they have so many options. They can pick whatever grades suit them best in the international markets.

Really, that's why we still import; it's the options that those refineries have. Yes, they can get that Newfoundland and Labrador oil when they want it, but sometimes they might be getting oil from somewhere else. Just to put it into perspective, I think, in 2024, they used about 30,000 barrels per day, coming from Newfoundland and Labrador. I can't remember the total capacity, but I would hazard a guess at maybe 500,000 barrels per day. They don't use a heck of a lot.

We can get that total number to you. We can do some work offline and get that total capacity of the three refineries.

Senator D. M. Wells: That would be helpful.

My final question is to Mr. Christie. Do you measure the consumption and production for energy of more than just oil? Do you do hydro and solar and other energy sources, or is it just petroleum?

Mr. Christie: Absolutely. As part of that energy future series where we're looking out to the decades ahead, we're looking at all energy sources across each province and territory, all types of electricity, hydrogen, natural gas, oil. We effectively do it all.

aurait moins de dommages. Les technologies comme celle-ci améliorent continuellement nos taux de récupération.

Le sénateur D. M. Wells : Merci. J'ai une question également pour M. Johnson concernant l'approvisionnement énergétique et les données.

Avec les réserves et la production dont dispose le Canada, qui sont parmi les plus importantes au monde, pourquoi continuons-nous d'importer des ressources pétrolières d'autres pays?

M. Johnson : Cela tient davantage à la manière dont le pétrole a été transporté et commercialisé en général. La majorité de notre production est dans l'Ouest canadien. Nous fournissons une partie importante de la production de l'Ouest canadien aux raffineries du sud de l'Ontario, et la ligne 9 peut atteindre le Québec.

Une grande quantité de pétrole est acheminée vers ces endroits, mais nous devons tout de même en importer dans certains endroits, comme la raffinerie Irving. Elle est reliée à la mer et a des options. Elle peut utiliser le pétrole provenant des installations extracôtières de Terre-Neuve-et-Labrador ou celui de la raffinerie Jean-Gaulin de Valero, à Québec. La raffinerie de Montréal est également reliée à la mer. Ces deux raffineries peuvent utiliser le pétrole extrait dans les zones extracôtières, mais elles ont de nombreuses options. Elles peuvent choisir les qualités qui leur conviennent le mieux sur les marchés internationaux.

En fait, c'est pour cette raison que nous continuons d'importer. Ce sont les options dont disposent ces raffineries. Oui, elles peuvent obtenir du pétrole de Terre-Neuve-et-Labrador quand elles le souhaitent, mais parfois, elles peuvent s'approvisionner ailleurs. Juste pour mettre les choses en perspective, je pense qu'en 2024, elles ont utilisé environ 30 000 barils de pétrole par jour provenant de Terre-Neuve-et-Labrador. Je ne me souviens pas de la capacité totale, mais je risquerais à dire environ 500 000 barils par jour. Elles n'en utilisent pas énormément.

Nous pouvons vous fournir le chiffre total. Nous pouvons faire quelques recherches et obtenir la capacité totale des trois raffineries.

Le sénateur D. M. Wells : Ce serait utile.

Ma dernière question s'adresse à M. Christie. Mesurez-vous la consommation et la production d'énergie au-delà du pétrole? Mesurez-vous l'hydroélectricité, l'énergie solaire et d'autres sources d'énergie, ou vous limitez-vous au pétrole?

M. Christie : Absolument. Dans le cadre de la série de rapports sur l'avenir énergétique où nous faisons des prévisions pour les décennies à venir, nous examinons toutes les sources d'énergie dans chaque province et territoire, tous les types

Senator D. M. Wells: Thank you. With the rapid expansion of the electricity needs in the data centres and AI world, have you factored that in? Because that's a fairly recent draw on the electricity capacity in North America.

Mr. Christie: Yes, absolutely. I mentioned June 2023. A lot has changed in that regard since then. It wasn't really a significant point on the radar when we released our last set of projections. It is one of the significant points that we're looking at as we recalibrate our focus for this next report. The data centres are a significant piece, and there is a lot of uncertainty there, but it is something that we intend to explore in the next *Energy Futures* report.

Senator D. M. Wells: Is that an annual report?

Mr. Christie: The frequency has varied. It has often been biannual, depending on the cycle that we're in, so, yes, it varies depending on what's going on in the market and the uncertainty that's out there.

Senator D. M. Wells: Okay. Thank you.

Senator Fridhandler: Mr. Foote, thank you for appearing today. It's good to speak with someone who has a long association with what has gone on offshore in Newfoundland. My colleague, Senator Wells, has stolen my question on technology and what you have seen over the years. I'll put a different twist on the different drilling technology and ask you to comment on the reservoir recovery technology that might currently exist in the market or might be thought of relative to going beyond primary recovery and ways to repressurize the reservoirs to have greater recovery.

Mr. Foote: Thank you very much. Most certainly. If we look at traditional reservoirs under primary recovery, recovery rates of 10% or 15% would be expected. In our offshore system, from the onset, a development plan must be submitted. In that development plan, we look at how the operators plan to maximize recovery.

Right from the get-go, we look at methods, depending on the scheme. Water injection could start immediately as wells come on stream, basically to fill the voidage left by the oil that has been removed and therefore to maintain pressure. Gas injection is also utilized, and, again, that technology helps sweep oil.

d'électricité, l'hydrogène, le gaz naturel et le pétrole. Nous faisons tout cela efficacement.

Le sénateur D. M. Wells : Merci. Avec l'augmentation rapide des besoins en électricité dans les centres de données et le domaine de l'intelligence artificielle, avez-vous pris ce facteur en considération? C'est une demande relativement récente qui pèse sur la capacité électrique en Amérique du Nord.

M. Christie : Oui, absolument. J'ai mentionné juin 2023. Il y a eu beaucoup de changements à cet égard depuis. Ce n'était pas vraiment un point important lorsque nous avons publié une dernière série de projections. C'est l'un des points importants que nous examinons alors que nous ajustons notre priorité pour le prochain rapport. Les centres de données constituent un élément important, et il y a beaucoup d'incertitudes à ce sujet, mais c'est quelque chose que nous avons l'intention d'explorer dans le prochain rapport *Avenir énergétique*.

Le sénateur D. M. Wells : Est-ce un rapport annuel?

M. Christie : La fréquence a varié. La publication a souvent été semestrielle, en fonction du cycle dans lequel nous sommes, donc oui, elle varie en fonction de ce qui se passe sur le marché et de l'incertitude qui règne.

Le sénateur D. M. Wells : D'accord. Merci.

Le sénateur Fridhandler : Monsieur Foote, merci de comparaître aujourd'hui. C'est un plaisir de discuter avec une personne qui connaît depuis longtemps les activités extracôtières à Terre-Neuve. Mon collègue, le sénateur Wells, a volé ma question sur la technologie et sur ce que vous avez observé au fil des ans. Je vais aborder sous un angle différent les différentes technologies de forage et vous demander de commenter les technologies de récupération des réservoirs qui existent actuellement sur le marché ou qui pourraient être envisagées pour aller au-delà de la récupération primaire et les moyens de remettre les réservoirs sous pression afin d'obtenir une meilleure récupération.

M. Foote : Merci beaucoup. Tout à fait. Avec des réservoirs classiques de récupération primaire, on peut s'attendre à un taux de récupération de 10 % ou 15 %. Dans notre environnement extracôtier, il faut soumettre un plan d'exploitation en amont. Dans ce plan, nous examinons comment les exploitants prévoient optimiser la récupération.

Dès le début, nous examinons les méthodes, selon les circonstances. L'injection d'eau peut commencer immédiatement dès la mise en service des puits, essentiellement pour combler le vide laissé par le pétrole qui a été extrait et ainsi maintenir la pression. L'injection de gaz est également utilisée, et là encore, cette technologie aide à capter le pétrole.

Our recoveries are much higher. In fact, in some of the best blocks at Hibernia, we are approaching 80%. A lot of work has occurred recently at Memorial University with respect to enhanced oil recovery, and it's all about injecting certain chemicals, surfactants, et cetera, to try to extract those last bubbles of oil that are trapped in the reservoir. Yes, that's what's occurred over time.

Senator Fridhandler: Thanks. I have a follow-up question, again for Mr. Foote, although I welcome the CER people to pipe in.

Generally, I'm interested in understanding what impediments you see to further exploration, whether they be regulatory, economic or royalty regimes. What do we do to see greater activity and more economic benefit to Newfoundland and Canada from the Newfoundland offshore?

Mr. Foote: Some of the impediments we have seen are in our regulatory system. In fact, if we look back over time to the original Canadian Environmental Assessment Act, or CEEA, the offshore boards were designated as responsible authorities under that act. That meant the regulator could undertake the environmental assessment matters on behalf of the government. The Canadian Environmental Assessment Act of 2012 removed from the offshore regulators the ability to conduct that within their own offices. Then environmental assessments were actually formed by the Canadian Environmental Assessment Agency. Then that was followed by the Impact Assessment Act of 2019, which again drove the timelines.

I recall the then Newfoundland and Labrador Oil and Gas Industries Association conducting some work leading up to the regional assessment, showing the differences in times in other jurisdictions to get an environmental assessment done. The times ranged from about 20 to about 150 days in other jurisdictions. At that time, two wells were in process in Newfoundland for over 900 days. So, it took 900 days of environmental assessment to drill a 30-to-60-day well.

The good news out of that, though, was that the regional assessment, as an example, without taking away any of the requirements for the protection of the environment, reduced that time to be competitive with other jurisdictions.

Senator Fridhandler: Thank you.

Senator McCallum: Thank you for being here to answer our questions.

Nos taux de récupération sont beaucoup plus élevés qu'avant. En fait, dans certains des meilleurs gisements d'Hibernia, nous avoisinons les 80 %. De nombreux travaux ont été menés récemment à l'Université Memorial sur la récupération assistée du pétrole, qui consiste à injecter des substances chimiques, des tensioactifs, etc. afin d'extraire les dernières bulles de pétrole piégées dans le réservoir. Donc oui, c'est ce qu'on fait depuis quelque temps.

Le sénateur Fridhandler : Merci. J'ai une question complémentaire, à nouveau pour M. Foote, mais j'invite les représentants de la régie à intervenir également.

De manière générale, je souhaiterais comprendre quels sont, selon vous, les obstacles à la poursuite de l'exploration, qu'ils soient d'ordre réglementaire, économique ou liés aux régimes de redevances. Que pouvons-nous faire pour accroître l'activité et les retombées économiques pour Terre-Neuve et le Canada au large des côtes de Terre-Neuve?

M. Foote : Certains des obstacles que nous observons sont propres à notre régime réglementaire. En effet, si l'on remonte dans le temps, à la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale, la LCEE, d'origine, c'étaient les offices des zones extracôtières qui étaient désignés comme autorités responsables en vertu de cette loi. Cela signifiait que l'organisme de réglementation pouvait effectuer des évaluations environnementales au nom du gouvernement. La Loi canadienne sur l'évaluation environnementale de 2012 est venue retirer aux organismes de réglementation des zones extracôtières le pouvoir de mener ces évaluations eux-mêmes. Les évaluations environnementales ont ensuite été confiées à l'Agence canadienne d'évaluation environnementale. Puis est venue la Loi sur l'évaluation d'impact de 2019, qui a de nouveau imposé des délais.

Je me rappelle que l'Association des industries pétrolières et gazières de Terre-Neuve-et-Labrador avait effectué une étude avant l'évaluation régionale, qui montrait les différences entre le temps nécessaire pour réaliser une évaluation environnementale dans les différentes provinces. Le temps variait entre 20 et 150 jours environ, ailleurs. À l'époque, les projets de forage de deux puits à Terre-Neuve traînaient depuis plus de 900 jours. Il a fallu 900 jours pour réaliser l'évaluation environnementale nécessaire au forage de ces puits, ce qui aurait dû prendre de 30 à 60 jours.

La bonne nouvelle, cependant, c'est que l'évaluation régionale, par exemple, sans réduire en rien les exigences de protection de l'environnement, prend beaucoup moins de temps, ce qui a réduit le délai et le rend plus comparable à ce qu'on voit dans d'autres régions.

Le sénateur Fridhandler : Merci.

La sénatrice McCallum : Je vous remercie d'être ici pour répondre à nos questions.

In the International Energy Agency's latest report, *Oil 2025* the organization projects that global oil demand growth will peak by 2030. Do all of you believe that? When I look at that it will peak, I think we're going to need oil for a long time. I look at electricity. The country is not ready to go electric. I have spoken to people in Manitoba about what the needs are if electric comes in. We're looking at extreme weather events, where there is drought, and it is First Nations that are suffering. So will it peak by 2030? Because it seems that everything is being driven by that, and if we are truly looking at what is best for Canada and you look at the difference between light oil and heavy oil, then we really need the information so the committee can decide instead of working with what is. And you look at wind turbines, and when we did Bill C-49, they told us it would take 10 years to do that project.

What are the medium- and long-term opportunities for new oil supply and export projects offshore Newfoundland and Labrador? There is no refinery in Newfoundland and Labrador capable of turning the oil produced offshore into refined petroleum products. What are the economics of having a refinery in Newfoundland and Labrador, or are there more benefits to exporting oil internationally, and what are some of the pitfalls?

The Deputy Chair: And you are asking the question to?

Senator McCallum: I think a lot to Mr. Christie, but if I could have all of them answer the question of do they believe oil will peak by 2030?

Mr. Christie: Sure. Happy to speak to that. Thanks for the question.

I'll start by saying that as we look ahead, the question that you are getting at is an uncertainty. There is not one view. The Canada Energy Regulator does not have a particular view. When we look ahead, our approach is to use a set of scenarios that provides a range of possible futures, and the way that we reflect that, specifically when it comes to international oil demand, is the price assumptions, because ultimately Canada is a significant exporter of crude, and, therefore, it is really the international prices that are driving the economics of production both in the Newfoundland offshore and in the Western Canada Sedimentary Basin. The approach that we took in our last *Energy Futures* report was we had quite a range in prices. As we look out ahead, we used the International Energy Agency's own scenarios that they had developed based on different outlooks of global oil demand and the prices that they associated with that. What we saw was it does have quite an impact on the level of production,

Dans son dernier rapport, intitulé *Oil 2025*, l'Agence internationale de l'énergie prévoit que la croissance de la demande mondiale de pétrole atteindra son apogée d'ici 2030. Partagez-vous tous cette opinion? Lorsque je regarde ces prévisions, je pense que nous aurons besoin de pétrole encore longtemps. Prenons l'électricité. Le pays n'est pas prêt à passer à l'électricité. J'ai discuté avec les gens du Manitoba des besoins à prévoir si le pays passait à l'électricité. Nous sommes confrontés à des phénomènes météorologiques extrêmes, à des sécheresses, et ce sont les Premières Nations qui en souffrent. La demande atteindra-t-elle vraiment son sommet d'ici 2030? Parce qu'il semble que tout dépende de cela, et si nous cherchons vraiment ce qui est le mieux pour le Canada et que nous examinons la différence entre le pétrole léger et le pétrole lourd, alors nous avons vraiment besoin d'informations pour que le comité puisse prendre une décision éclairée au lieu de se contenter de ce qu'il a. Et pour les éoliennes, lorsque nous avons étudié le projet de loi C-49, on nous disait qu'il faudrait 10 ans pour réaliser ce projet.

Quelles sont les possibilités à moyen et à long terme pour de nouveaux projets d'approvisionnement et d'exportation visant le pétrole extracôtier de Terre-Neuve-et-Labrador? Il n'y a pas de raffinerie à Terre-Neuve-et-Labrador capable de transformer le pétrole extrait en mer en produits pétroliers raffinés. Quels seraient les avantages économiques de construire une raffinerie à Terre-Neuve-et-Labrador? Serait-il plus avantageux d'exporter le pétrole à l'étranger, et quels en seraient les inconvénients?

La vice-présidente : À qui posez-vous la question?

La sénatrice McCallum : Je pense surtout à M. Christie, mais j'aimerais que tous répondent à la question suivante : croyez-vous que la production pétrolière atteindra son apogée d'ici 2030?

M. Christie : Bien sûr. Je serai heureux de répondre à cette question. Merci de la poser.

Je commencerai par dire que quand on pense à l'avenir, la question que vous posez constitue une incertitude. Il n'y a pas une seule opinion. La Régie de l'énergie du Canada n'a pas d'opinion tranchée à ce sujet. Quand nous nous projetons, notre approche consiste à envisager un éventail de scénarios possibles, et cela se reflète surtout dans nos estimations de prix, compte tenu de la demande internationale de pétrole, parce qu'au bout du compte, le Canada est un grand exportateur de pétrole brut, donc ce sont vraiment les prix internationaux qui déterminent la rentabilité de la production, tant au large de Terre-Neuve que dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Dans notre dernier rapport sur l'avenir énergétique, nous avons choisi d'utiliser une fourchette de prix assez large. Pour nos prévisions, nous avons utilisé les scénarios établis par l'Agence internationale de l'énergie, qui se fondent sur différentes perspectives de la demande mondiale de pétrole et sur les prix

more so in some respects than even the policy within Canada. It is really a critical factor in the level of supply that we project.

I know that doesn't provide a clear answer. If I could, I absolutely would. The reality is that there is uncertainty there, and we see it as important to provide kind of a range of what the future might look like depending on what might happen with respect to things like global oil demand.

Senator McCallum: Did anybody else want to make comments on that?

Mr. Johnson: I will add to that. When we do our work, Mr. Christie correctly identifies the IEA as a source of some of the things that we do, but we have other information providers as well. There are others who say that oil demand peak might be coming in the early 2030s, so it seems like maybe then — we know China is decarbonizing. Fifty percent their vehicle sales are now electric. But we have to think about the Canadian situation versus the global situation. These can be two very different things. Mr. Christie is absolutely right.

In our modelling, we can potentially hit our net-zero targets by 2050 and we can produce a lot of oil while doing it for those export markets. But, on the other hand, that is only if the demand is there for it. If there is not demand for it, we don't have a market. It makes it much harder. Oil prices fall, and new projects probably wouldn't break even and they would never get started.

Now, finally, as to your question about the refinery in Newfoundland, the refining market is incredibly competitive, and sometimes it may just be economically more efficient to use products produced in the Maritimes Basin, probably from the Irving refinery, than to start up another refinery in Newfoundland and Labrador. Of course, these are all market decisions. Different market players will come in, and if they think they have a business case, they will try it. So there may be more economic efficiency to exporting rather than refining, and maybe this is what the market has shown us by the Come By Chance oil refinery closing and reopening as a biofuels facility and then unfortunately closing again.

Mr. Christie: I was just going to add — and I think this was consistent with your question, senator. The demand for oil even in the scenarios and the expectations that some groups have for it peaking, the expectation is, generally, that demand sticks around, and often we hear quite a focus on when the peak will be. But, importantly, it is what happens thereafter as well, and to the

qui y sont associés. Nous avons constaté que cela avait un impact considérable sur le niveau de production, parfois même plus que les politiques mises en œuvre au Canada. Il s'agit vraiment d'un facteur déterminant dans notre projection de l'offre.

Je sais que cela ne constitue pas une réponse claire. Si je le pouvais, je vous donnerais une réponse plus claire. La réalité, c'est qu'il y a une incertitude à ce sujet, et nous estimons qu'il est important de prévoir un éventail de scénarios possibles en fonction de ce qui pourrait se produire, notamment en ce qui concerne la demande mondiale de pétrole.

La sénatrice McCallum : Quelqu'un d'autre souhaite-t-il faire des commentaires à ce sujet?

M. Johnson : J'aimerais ajouter quelque chose. Dans le cadre de notre travail, nous utilisons l'Agence internationale de l'énergie comme source d'information, comme l'a mentionné à juste titre M. Christie, mais nous avons également d'autres sources d'information. D'autres affirment que la demande en pétrole pourrait atteindre son sommet au début des années 2030, donc il semble que peut-être à ce moment-là... Nous savons que la Chine est en train de se décarboner. Cinquante pour cent des véhicules vendus en Chine sont désormais électriques. Cependant, nous devons analyser la situation canadienne par rapport à la situation mondiale. Ces deux situations peuvent être très différentes. M. Christie a tout à fait raison.

D'après nos modèles, nous pourrions atteindre nos objectifs de carboneutralité d'ici 2050 tout en produisant beaucoup de pétrole pour les marchés d'exportation. Cependant, cela n'est possible que dans la mesure où il y a de la demande. Sans demande, il n'y a pas de marché. Cela rend les choses beaucoup plus difficiles. Les prix du pétrole baissent, et les nouveaux projets ne seraient probablement pas rentables, si bien qu'ils ne verront probablement jamais le jour.

Enfin, pour répondre à votre question sur la construction d'une raffinerie à Terre-Neuve, le marché du raffinage est extrêmement concurrentiel, et il pourrait être plus rentable d'utiliser les produits fabriqués dans le bassin des Maritimes, probablement par la raffinerie Irving, plutôt que de construire une nouvelle raffinerie à Terre-Neuve-et-Labrador. Bien entendu, ce sont là des décisions qui relèvent du marché. Différents acteurs du marché vont intervenir, et s'ils pensent avoir un projet viable, ils vont tenter leur chance. Il peut donc être plus rentable d'exporter que de raffiner, et c'est peut-être ce que le marché nous a montré avec la fermeture de la raffinerie de pétrole de Come By Chance, sa réouverture comme usine de biocarburants, puis sa fermeture définitive.

M. Christie : J'allais juste ajouter — et je pense que cela rejoint votre question, sénatrice — que même dans les scénarios et les prévisions des groupes qui s'attendent à un plafonnement de la demande de pétrole, on s'attend généralement à ce que la demande se maintienne, et beaucoup se demandent quand ce plafonnement surviendra. Cependant, l'important, c'est ce qui se

extent that it is quite a resilient demand — notwithstanding that it is no longer growing — there is still significant need for barrels in the world. Our analysis has shown that Canada can be quite competitive going forward even in some lower-price environments.

The Deputy Chair: Thank you.

Senator Lewis: My question is more toward the peak oil piece as well. We met a representative from the Canadian Energy Regulator talking about AI and how that has changed the picture on demand of electricity. In many ways, with oil, there are so many different geopolitical things going on — the Russian situation right now and how much oil was exported out of Russia, and it seems like it is not going to be available with some of the recent changes there as far as putting pressure on Russia not to be able to export their product. Would you have a comment on that?

Mr. Christie: Specifically on the Russian piece, I don't have a particular comment to offer. Overall, I think it is certainly the case that there seems to be a consensus view right now that there is a lot of supply in the near term, and we're seeing that in the significant pricing pressures on crude oil. Longer term, that's where more uncertainty comes in. As I mentioned earlier, that's the sort of thing where our approach is to look at scenarios because it is just quite difficult to have a clear picture of where prices, demand and global supply balances will go.

Senator Lewis: I think it speaks to jurisdictions like Canada that have good rules in place, a stable government and everything else. Canada can be a supplier of petroleum products to export position and be seen as a good, reliable supplier.

The other thing I would like to just touch on: We have the regulatory partnership between the federal and provincial government. Is that fairly seamless? If there are problems, how do you deal with them? You have obviously had some success. Going forward, do you see that there will be much difference between where you are now and into the future?

Mr. Christie: Is that a question perhaps for Mr. Foote, if you are asking about the C-NLOER?

Senator Lewis: Sure, whoever has a comment on the partnership between federal and provincial.

Mr. Foote: Certainly. The basis of that partnership is the Atlantic Accord, and I know in my position with the provincial government as assistant deputy minister, relationships were cordial, but every visit to Ottawa I had to remind them that this

passera après, et dans la mesure où la demande se maintient pas mal, même si elle ne progresse plus, il y aura toujours un besoin important de barils dans le monde. Notre analyse montre que le Canada peut être très concurrentiel à long terme, même dans un contexte de prix plus bas.

La vice-présidente : Merci.

Le sénateur Lewis : Ma question porte également sur le pic de la demande en pétrole. Nous avons rencontré un représentant de la Régie canadienne de l'énergie qui nous a parlé de l'intelligence artificielle et de la façon dont elle transforme la demande en électricité. À bien des égards, en ce qui concerne le pétrole, il y a tellement de facteurs géopolitiques en jeu — dont la situation actuelle en Russie et la quantité de pétrole exportée de ce pays —, qu'il semble que ce pétrole ne sera plus accessible en raison des changements récents qui ont été apportés pour faire pression sur la Russie afin qu'elle ne puisse plus exporter son produit. Auriez-vous des commentaires à faire à ce sujet?

M. Christie : Je n'ai pas de commentaire à faire sur la situation en Russie en particulier. Dans l'ensemble, je pense qu'il y a un certain consensus à l'heure actuelle comme quoi l'offre est abondante à court terme, ce qui se reflète dans les pressions importantes qui s'exercent sur les prix du pétrole brut. C'est à plus long terme que l'incertitude augmente. Comme je l'ai déjà mentionné, notre approche consiste à prévoir différents scénarios, car il est très difficile d'avoir une idée précise de l'évolution des prix, de la demande et de l'équilibre de l'offre mondiale.

Le sénateur Lewis : Je pense que c'est intéressant pour des pays comme le Canada, qui ont de bonnes règles, un gouvernement stable et tout. Le Canada peut être un fournisseur de produits pétroliers pour l'exportation, il peut être perçu comme un fournisseur fiable et de qualité.

Il y a un autre point que j'aimerais aborder : nous avons un partenariat réglementaire entre le gouvernement fédéral et les gouvernements provinciaux. Ce partenariat fonctionne-t-il de manière assez harmonieuse? En cas de problèmes, comment les réglez-vous? Vous connaissez manifestement un certain succès. À long terme, pensez-vous qu'il y aura une grande différence entre la situation actuelle et celle qui prévaudra plus tard?

M. Christie : Cette question s'adresserait-elle à M. Foote, si vous parlez de la Régie Canada-Terre-Neuve-et-Labrador de l'énergie extracôtière?

Le sénateur Lewis : Certainement, elle s'adresse à quiconque a quelque chose à dire sur le partenariat entre le gouvernement fédéral et les gouvernements provinciaux.

M. Foote : Oui, bien sûr. Ce partenariat repose sur l'accord atlantique, et je sais par mes fonctions de sous-ministre adjoint que nos relations avec le gouvernement provincial étaient cordiales, mais à chaque visite à Ottawa, je devais rappeler à mes

was a joint management regime and that there are differences between offshore Newfoundland and Labrador, offshore Nova Scotia, for example, and certainly with respect to the Canada Energy Regulator and their jurisdiction in the North, quite a lot of differences.

In terms of that relationship, when you start looking at some of the work that we did — occupational health and safety comes to mind as an example — there were a lot of bodies around that table, when you look at the provincial, the federal, the regulators and then bringing in occupational health and safety, those other departments. It requires a lot of diligence and it can be a slow process. It is not for the faint of heart to take that on. But in the end, we had a lot of victories.

Senator Lewis: Thank you.

[Translation]

Senator Aucoin: Thank you to the witnesses. I would like to continue in the same vein as Senator Lewis. Given that oil demand is likely to decrease with the advent of electric products, such as electric cars, will the exploration program in Newfoundland and Labrador continue to be competitive in the future? That's my first question for whoever wants to take a stab at elaborating on that.

[English]

Mr. Christie: Thanks for your question. Maybe I can start. I would say that when it comes to the long-term production from Newfoundland and Labrador — it is always a difficult thing to look out decades, no matter what type of energy we're talking about, but that's particularly the case given the nature of the big projects and the discoveries and the delay that can go between the discovery and production coming on. The last time we looked at this in *Canada's Energy Future 2023*, across the different scenarios we did have Bay du Nord coming on stream, so that had supply growing in the late 2020s. Then after about 2030, we did see a decline, and that was based on the natural decline rates, and then a projection that we wouldn't see significant new production coming on after that.

I could perhaps invite Mr. Johnson to elaborate a bit on that.

Mr. Johnson: Mr. Christie is correct. We had production rising in Newfoundland and Labrador out to 2030 and then declining after that because of those natural declines and no new production added after that. If you want to think about what

homologues qu'il s'agissait d'un régime de gestion conjoint et qu'il existait des différences entre la production extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador, la production extracôtière de la Nouvelle-Écosse, par exemple, et bien sûr, la compétence de la Régie canadienne de l'énergie dans le Nord, où il y a beaucoup de différences.

En ce qui concerne ces relations, quand on regarde le travail accompli — je pense notamment à la santé et à la sécurité au travail —, il y avait beaucoup d'organismes autour de la table, dont les autorités provinciales, fédérales, les organismes de réglementation, puis les autres ministères compétents en matière de santé et de sécurité au travail. Cela exige beaucoup de diligence et peut être un processus lent. Ce n'est pas pour les âmes sensibles. Mais au final, nous avons signé plusieurs victoires.

Le sénateur Lewis : Merci.

[Français]

Le sénateur Aucoin : Merci aux invités. J'aimerais continuer dans la même veine que le sénateur Lewis. Étant donné que la demande de pétrole risque de diminuer avec la venue des produits électriques, comme les voitures électriques, le programme d'exploration à Terre-Neuve-et-Labrador continuera-t-il d'être compétitif à l'avenir? Voilà ma première question pour celui qui voudra tenter de me fournir plus d'explications à ce sujet.

[Traduction]

M. Christie : Merci pour votre question. Je peux peut-être commencer. Je dirais qu'en ce qui concerne la production à long terme de Terre-Neuve-et-Labrador, il est toujours difficile de se projeter sur plusieurs décennies, quel que soit le type d'énergie, mais c'est particulièrement vrai ici, compte tenu de la nature des grands projets et des découvertes, ainsi que du temps qui peut s'écouler entre la découverte et le début de la production. La dernière fois que nous nous sommes penchés sur cette question, c'était dans le rapport *Avenir énergétique du Canada en 2023*. Nous envisagions alors différents scénarios dans lesquels le projet de Bay du Nord prenait forme et faisait augmenter l'offre à la fin des années 2020. Puis, après 2030 environ, nous prévoyions une baisse, d'après les taux de déclin naturels, puis nous prévoyions qu'il n'y aurait pas de nouveau projet d'envergure après cela.

Je pourrais peut-être inviter M. Johnson à nous en parler un peu plus.

M. Johnson : M. Christie a raison. Nous prévoyions que la production augmente à Terre-Neuve-et-Labrador jusqu'en 2030, puis diminue par la suite par déclin naturel et en l'absence de nouveau projet. Si l'on se demande de quoi aurait l'air la

Newfoundland and Labrador production would look like in a world with significantly lower demand, that's probably what it would look like.

In terms of energy transition, it can be faster in that instance or it might be slower as well. Or, maybe the world hits the 2050 targets but it becomes a prolonged decline in emissions and a prolonged decline in oil demand. In those instances, prices get higher. It is possible that we do not have an additional field come online in our *Energy Future* report, but maybe after 2030 a discovery will be made and one comes online. We know there is still going to be some exploration in the Orphan Basin. We know that Equinor is still looking in the area around Bay du Nord. It is possible that we could see additional demand if it turns out to be that way.

I would say there is super-high uncertainty when it comes to that, and there are a wide range of possibilities, all of which are plausible. When we make these forecasts, I want to point out that each scenario is one possible pathway. These are not meant to be: This is exactly what is going to happen. There are wide error bars in this particular instance.

[Translation]

Senator Youance: I have a question for Mr. Christie, and you can answer the first part of my question in writing. How much oil do eastern refineries import? Also, what is it worth? Second, how much would an upgrade cost to process 100% of our Canadian oil locally? You could answer my question in writing if you have some data. Also, is it an economically viable option to process Newfoundland and Labrador's oil?

The second part of my question is this: Is it viable for all sources of oil in Canada? I would also like to know whether it is viable given the uncertainties in demand and in the international market. We were saying a little earlier that demand would vary over a number of years.

[English]

Mr. Christie: Thanks for that question. In terms of the refineries in the East and the value and number of imports, we can speak generally but happy to follow up with precise numbers. I will say that in terms of the cost to have all consumption be Canadian, that's not an analysis that we have done. Depending on the refinery, it might involve estimating infrastructure needs, and that's, unfortunately, not something that we have done. So we wouldn't be able to provide that.

production à Terre-Neuve-et-Labrador dans un contexte de forte baisse de la demande, voilà probablement la réponse.

Pour ce qui est de la transition énergétique, elle pourrait être plus rapide dans ce cas, ou bien plus lente. Ou bien, peut-être que le monde atteindra les objectifs fixés pour 2050, et que cela se traduira par une baisse prolongée des émissions et une baisse prolongée de la demande de pétrole. Dans ce cas, les prix augmenteraient. Il est possible qu'il n'y ait pas de nouveau gisement dans notre rapport sur l'avenir énergétique, mais peut-être qu'on en découvrira un après 2030 et qu'un nouveau gisement sera exploité. Nous savons qu'il y aura encore de l'exploration dans le bassin Orphan. Nous savons qu'Equinor continue de prospecter dans la région de Bay du Nord. Il est possible que nous assistions à une hausse de la demande si tel était le cas.

Je dirais qu'il y a une très grande incertitude à ce sujet et qu'il existe un vaste éventail de possibilités, toutes plausibles. Lorsque nous faisons de telles prévisions, je tiens à souligner que chaque scénario est une possibilité. Il ne s'agit pas de prédictions infaillibles. Dans ce cas particulier, les marges d'erreur sont grandes.

[Français]

La sénatrice Youance : J'ai une question qui s'adresse à M. Christie, et vous pourrez répondre à la première partie de ma question par écrit. Les raffineries de l'Est importent quelle quantité de pétrole? Aussi, qu'est-ce que cela représente comme valeur? Ensuite, combien coûterait une requalification pour transformer 100 % de notre pétrole canadien localement? Vous pourriez répondre à ma question par écrit si vous avez quelques données. En outre, est-ce une option économiquement viable pour transformer le pétrole de Terre-Neuve-et-Labrador?

La deuxième partie de ma question est la suivante : est-ce viable pour l'ensemble des sources de pétrole au Canada? De plus, j'aimerais savoir si c'est viable, compte tenu des incertitudes sur le marché international et de la demande. On disait un peu plus tôt qu'il y aurait une variation de la demande sur plusieurs années.

[Traduction]

M. Christie : Merci pour cette question. Concernant les raffineries dans l'Est et la valeur et le nombre des importations, nous pouvons en parler de manière générale, mais nous serons heureux de vous fournir des chiffres plus précis par la suite. Je dirais que nous n'avons pas analysé ce qu'il nous en coûterait pour que toute notre consommation soit canadienne. Selon la raffinerie, cela pourrait impliquer d'estimer les besoins en infrastructure, ce que nous n'avons malheureusement pas fait. Nous ne sommes donc pas en mesure de vous fournir cette information.

More broadly, I would say that in the eastern refineries, there is generally optionality in terms of the light crudes that are processed, which means that some of the volumes that are imported could be sourced from Newfoundland and Labrador's offshore production or some Western Canadian lighter barrels. But to the extent that what you were looking at is bringing some of the heavy oil from Newfoundland and Labrador or from Western Canada, that optionality isn't there at present. It would involve some significant retooling of refineries, again, the cost estimates for which we don't have. As I say, happy to follow up with those numbers on the value and number of the imports. That is certainly something we have.

[Translation]

The Deputy Chair: Thank you.

[English]

Senator Arnot: Mr. Landra, I'll ask two questions in 60 seconds and you can put your answer in writing, as you probably won't have time to answer them now.

Mr. Landra, what have been the top two systemic safety risks that the Canada Energy Regulator has identified in offshore operations? How are those being quantified and audited?

Secondly, is the CER satisfied today that spill response infrastructure is sized for worst-case scenarios and not average-case probabilities?

Keith Landra, Chief Safety Officer, Technical Excellence, Canada Energy Regulator: Thank you for your question, senator. We can certainly return to you with a fulsome answer.

The big risk in offshore exploration is certainly the risk of a blowout. There is a variety of mitigation to prevent such an occurrence and a variety of responses to minimize the duration of the occurrence.

With respect to spill response, certainly, as part of the contingency planning of any activity, spill response plans are required. We look at the worst-case scenarios and how many thousands of barrels per day, and we expect a company to plan for various scenarios, including that. We can provide more of a response in writing later.

[Translation]

The Deputy Chair: Thank you. On behalf of my fellow committee members, I would like to thank you for taking the time to meet with us today.

De manière plus générale, je dirais que dans les raffineries de l'Est, il serait généralement envisageable de traiter du brut léger, ce qui signifie qu'une partie du volume importé pourrait être remplacé par la production extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador ou des barils plus légers provenant de l'Ouest canadien. Toutefois, il ne serait pas possible d'y raffiner du pétrole lourd de Terre-Neuve-et-Labrador ou de l'Ouest canadien à l'heure actuelle. Cela nécessiterait une réorganisation importante des raffineries, et là encore, nous n'avons pas d'estimations de coûts pour cela. Comme je l'ai mentionné, je serai toutefois ravi de vous fournir des chiffres sur la valeur et le nombre des importations. Nous avons des chiffres à ce sujet.

[Français]

La vice-présidente : Merci beaucoup.

[Traduction]

Le sénateur Arnot : Monsieur Landra, je vais vous poser deux questions en 60 secondes et vous pourrez me donner votre réponse par écrit, car vous n'aurez probablement pas le temps d'y répondre maintenant.

Monsieur Landra, quels sont les deux principaux risques systémiques pour la sécurité que la Régie de l'énergie du Canada relève dans les activités extracôtières? Comment sont-ils quantifiés et vérifiés?

Deuxièmement, la régie est-elle convaincue que les infrastructures actuelles suffiraient pour intervenir en cas de déversement dans le pire des cas et non seulement dans le cas moyen?

Keith Landra, spécialiste en chef, délégué à la sécurité, Régie de l'énergie du Canada : Merci de votre question, sénateur. Nous pourrions très certainement vous fournir une réponse complète.

Le risque prédominant de l'exploration extracôtière est sans aucun doute celui d'une explosion. Diverses mesures d'atténuation sont prises pour prévenir un tel événement et diverses interventions sont possibles pour en réduire la durée.

Par ailleurs, il va de soi que toute activité doit s'accompagner d'une planification d'urgence et de plans d'intervention en cas de déversement. Nous envisageons les scénarios les plus pessimistes et le nombre de milliers de barils par jour. Nous attendons des entreprises qu'elles prévoient divers scénarios, y compris celui-ci. Nous pourrions vous fournir une réponse plus détaillée par écrit ultérieurement.

[Français]

La vice-présidente : Merci. Au nom de mes collègues du comité, j'aimerais vous remercier d'avoir pris le temps de nous rencontrer aujourd'hui.

Colleagues, this concludes the public portion of this meeting of the Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources. We will now suspend the meeting for a few minutes while we go in camera to continue our work.

(The committee continued in camera.)

Chers collègues, cela met fin à la portion publique de cette réunion du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles. Nous allons maintenant suspendre la séance pendant quelques minutes, le temps de passer en mode huis clos pour continuer nos travaux.

(La séance se poursuit à huis clos.)
