



Chambre des communes  
CANADA

## Comité permanent des ressources naturelles

---

RNNR • NUMÉRO 017 • 3<sup>e</sup> SESSION • 40<sup>e</sup> LÉGISLATURE

---

TÉMOIGNAGES

**Le mardi 25 mai 2010**

**Président**

**M. Leon Benoit**



## Comité permanent des ressources naturelles

Le mardi 25 mai 2010

•(0905)

[Traduction]

**Le président (M. Leon Benoit (Vegreville—Wainwright, PCC)):** Bonjour à tous. Nous sommes ici aujourd'hui pour poursuivre notre étude sur l'état d'une intervention d'urgence aux activités d'exploration pétrolière et gazière en mer et sur le caractère adéquat du régime de réglementation.

Nous entendrons deux groupes aujourd'hui. Les témoins du premier groupe représentent l'Office Canada-Terre-Neuve et Labrador des hydrocarbures extracôtiers: Max Ruelokke, président et premier dirigeant, et Jeff Bugden, gestionnaire, Pouvoir des avantages industriels et coordination de la réglementation. Je vous souhaite la bienvenue.

Représentant l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, nous entendrons Diana Dalton, présidente, et Stuart Pinks, chef de la direction. Je vous souhaite également la bienvenue.

Finalement, nous accueillons Stuart Greer qui est en vidéoconférence à Aberdeen, en Écosse.

Monsieur Greer, pourriez-vous s'il vous plaît présenter la personne qui vous accompagne aujourd'hui?

**M. Stuart Greer (chef d'installation de forage, Stena Carron, Stena Drilling Ltd.):** Il s'agit de M. John Banks, le chef des opérations à Stena Drilling.

**Le président:** Très bien.

Nous allons entendre les témoins selon l'ordre dans lequel ils apparaissent dans l'ordre du jour. Nous allons donc commencer aujourd'hui avec l'Office Canada-Terre-Neuve et Labrador des hydrocarbures extracôtiers.

Vous pouvez commencer votre déclaration préliminaire, messieurs. Vous avez environ sept ou huit minutes.

**M. Max Ruelokke (président et premier dirigeant, Office Canada-Terre-Neuve et Labrador des hydrocarbures extracôtiers):** Merci beaucoup, monsieur le président.

Monsieur le président et chers membres du comité, je voudrais commencer ma déclaration en vous exprimant la profonde sympathie que nous tous, à l'Office Canada-Terre-Neuve et Labrador des hydrocarbures extracôtiers, éprouvons pour les familles et amis des victimes de l'explosion du *Deepwater Horizon* le 20 avril. Nos pensées et nos prières les accompagnent.

Notre office a été créé en 1985 en vertu de l'Accord atlantique Canada Terre-Neuve, pour réglementer les activités pétrolières et gazières dans la zone extracôtière de Terre-Neuve, pour le compte des gouvernements du Canada et de Terre-Neuve-et-Labrador. Notre personnel compte 69 employés, totalisant environ 600 ans d'expérience combinés dans les activités gazières et pétrolières extracôtières.

Notre mandat couvre quatre domaines clés: la sécurité des travailleurs, la protection de l'environnement, la gestion des ressources et les retombées industrielles. L'énoncé de mission de l'office confirme que la sécurité des travailleurs et la protection de l'environnement seront primordiales dans les décisions de l'office. L'office ne prend pas part à la définition ou à l'administration des redevances ou des taxes visant les activités extracôtières. Nous ne faisons pas la promotion de l'industrie. C'est le rôle des gouvernements. Notre rôle est d'assurer la surveillance réglementaire des activités des exploitants, et lorsque je dis « exploitant », je désigne les sociétés qui détiennent des permis d'exploitation délivrés par l'office.

La Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada-Terre-Neuve prévoit la nomination d'un délégué à la sécurité pourvu d'importants pouvoirs et responsabilités touchant la sécurité des travailleurs, ainsi que d'un délégué à l'exploitation dont les pouvoirs touchent la gestion des ressources. La loi prévoit qu'une ordonnance rendue par le délégué à la sécurité ne peut être annulée par l'office, et qu'elle a préséance sur une décision rendue par le délégué à l'exploitation.

Cette loi accomplit donc déjà ce que les États-Unis se proposent maintenant de faire en ce qui concerne la séparation de certaines responsabilités du Minerals Management Service. En bref, notre loi prévoit qu'en ce qui concerne la sécurité par rapport à la gestion et à la production des ressources, la sécurité est prépondérante.

Le forage pétrolier et gazier au large de Terre-Neuve-et-Labrador a commencé il y a plus de 40 ans, en 1966. Depuis, 355 puits ont été forés, dont 144 puits d'exploration, dont 15 l'ont été en eau profonde, c'est-à-dire à 500 mètres ou plus. La production de pétrole dans notre zone extracôtière a commencé en 1997. À la fin de mars 2010, 1,1 milliard de barils de pétrole avaient été produits par trois projets: Hibernia, Terra Nova et White Rose.

Depuis le début de la production, 1 100 barils de pétrole brut ont été déversés dans notre zone extracôtière, soit un baril pour chaque million de barils produits. Il n'y a pas eu d'éruption dans notre zone extracôtière. Évidemment, nous préférierions qu'il n'y ait pas eu de blessés ou de déversements, mais nous croyons que le dossier en cette matière de notre zone extracôtière est tout à fait respectable.

Actuellement, un programme de forage d'exploration se déroule dans notre zone extracôtière. Chevron Canada Ltd. est en train de forer le puits d'exploration Lona-055, à quelque 430 kilomètres au nord-est de St. John's, à une profondeur d'environ 2 600 mètres. Je décrirai ce projet plus en détail dans quelques minutes.

Le mandat de l'office est d'interpréter et d'appliquer les dispositions de la Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada-Terre-Neuve et de son règlement qui touchent la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador. Outre l'application de la loi, l'office fournit à l'industrie des directives basées sur notre propre expérience et expertise, et sur les meilleures pratiques du monde entier.

Les événements du golfe du Mexique nous rappellent que des accidents peuvent survenir. Les règlements et les organismes chargés de les appliquer visent à ce que le risque d'un accident au large des côtes soit réduit au niveau le plus bas que l'on peut raisonnablement atteindre. C'est une réalité avec laquelle doivent composer les organismes de réglementation dans le cadre de leurs responsabilités. C'est précisément pour cette raison que les organismes de réglementation de la sécurité cherchent à améliorer la sécurité et à prévenir les accidents.

Avant même qu'un programme de forage ne soit envisagé et avant que les permis correspondants ne soient délivrés pour une zone d'exploration potentielle, l'office procède à une évaluation environnementale stratégique des opérations possibles dans cette région. Cette initiative est en sus des exigences de la Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique et de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale. L'évaluation environnementale stratégique du secteur du bassin Orphan a été entreprise en 2003, et le public a été invité à formuler des observations à la fois sur le document définissant la portée de cette évaluation, au début du processus, et sur la version provisoire du rapport final. Le rapport final a été publié sur le site Web de l'office en novembre 2003 et il est encore disponible aujourd'hui.

Même s'il s'agit nécessairement plus d'un aperçu synoptique que d'une évaluation de projet spécifique, l'évaluation environnementale stratégique a examiné entre autres les risques potentiels des éruptions et le devenir des hydrocarbures.

Je tiens maintenant à vous décrire le processus d'approbation réglementaire pour les programmes de forage. Dans le cadre du processus de planification d'un programme de forage, et avant que toute autorisation concernant le programme ne soit délivrée, une évaluation environnementale du programme proposé est réalisée. Cette dernière est effectuée en vertu de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale et de la Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique.

● (0910)

Dans le cas du programme de forage du bassin Orphan, l'évaluation a été terminée en juillet 2006, avant que Chevron ne soit autorisée à forer un premier puits dans la région, le puits d'exploration Great Barasway F-66 en eau profonde. La documentation associée à cette évaluation, comme toutes les évaluations de l'office, est accessible au public et le document principal peut encore être téléchargé depuis le site Web de l'office.

La supervision par l'office d'un programme de forage au large des côtes commence dès la phase initiale de planification, généralement 18 mois ou plus avant tout programme proposé. L'examen opérationnel et l'approbation de programmes de forage constituent un processus à deux niveaux qui exige, d'une part, une autorisation d'exploitation, et d'autre part, une approbation de forer un puits pour chaque puits faisant partie du programme de forage.

Avant de recevoir l'autorisation d'exploitation, un certain nombre d'obligations légales doivent être remplies. Le candidat doit avoir complété le processus d'évaluation environnementale exigé par la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale et par la Loi de

mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada-Terre-Neuve. Les exploitants doivent avoir obtenu un certificat d'aptitude d'une autorité de certification tierce et indépendante, une lettre de conformité de Transports Canada pour les installations de forage, et ils doivent présenter un plan de sécurité, un plan de protection de l'environnement et un plan d'urgence qui comprend un plan d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures. En outre, les exploitants doivent présenter des documents sur la responsabilité financière, et enfin, ils doivent fournir une attestation d'aptitude fonctionnelle attestant que les équipements et les installations qui seront utilisés au cours de leur programme sont aptes aux usages prévus, que leurs procédures d'utilisation sont appropriées, que le personnel est qualifié et compétent, et que l'installation respecte toutes les normes nécessaires au Canada. C'est seulement après que toute cette documentation est présentée à l'office et approuvée par nous qu'un exploitant peut aller de l'avant.

Le contrôle du forage et des puits est un aspect crucial des opérations en mer et il est décrit en détail dans le cadre réglementaire. Cela comporte un examen de divers volets: les capacités techniques et la planification de l'exploitant à l'égard de la conception des puits et des tubages, le contrôle des puits, la prévention et la détection des suppressions et des vibrations, et l'établissement de limites d'exploitation par très mauvais temps. De plus, nous examinons les exigences de déconnexion d'urgence et nous évaluons la disposition des puits d'intervention.

Nous nous assurons également que tout le personnel a la formation nécessaire en contrôle des puits et en prévention des éruptions. Un examen est effectué pour vérifier qu'il y a une redondance adéquate des systèmes de commande des blocs obturateurs de puits, en prévision de toute situation qui pourrait causer une déconnexion du puits.

La surveillance de ces aspects est réalisée d'une manière systématique par le système d'évaluation de la sécurité de l'office, qui comprend un examen du système de gestion de la sécurité de l'exploitant et la confirmation que celui-ci a déterminé les risques et les mesures à instaurer pour réduire ces risques au niveau le plus bas que l'on peut raisonnablement atteindre.

Enfin et surtout, les professionnels de l'office en matière de sécurité et d'environnement examinent les plans d'urgence pour le projet, dans le cas où un accident se produirait en dépit des mesures préventives mises en place. Ces plans comprennent un plan d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures, qui décrit en détail la structure de commandement que l'exploitant mettra en place en cas de déversement. Il décrit aussi le lien de ce plan avec ceux des autres exploitants et des gouvernements, ainsi que les ressources disponibles sur place, dans l'Est de Terre-Neuve et à l'échelle nationale et internationale pour les interventions en cas de déversement. Les ressources disponibles localement incluent les grands systèmes de confinement et de récupération — barrages flottants et récupérateurs —, chacun ayant une capacité de pompage de plus de 50 000 barils par jour.

La modélisation détaillée du devenir potentiel d'un déversement à ces endroits, s'appuyant sur 40 années de données météorologiques, indique que même si un grand déversement se produisait, il serait peu probable que le pétrole approche des côtes de Terre-Neuve et du Labrador. Ainsi, des scènes comme on voit actuellement sur la côte de la Louisiane ne se produiraient pas ici. Les impacts d'un déversement qui surviendraient aussi loin au large des côtes canadiennes seraient néanmoins sérieux et exigeraient une intervention immédiate, mais ce serait une situation passablement différente de celle que nous voyons aux États-Unis ces jours-ci.

Le deuxième volet du processus d'approbation comprend l'obligation d'obtenir une approbation de forer un puits, une AFP, pour chaque puits foré. L'AFP doit contenir des renseignements détaillés sur le programme de forage et de conception, y compris l'équipement BOP, le tubage et le programme de cimentation, ainsi que le pronostic géologique. Cette demande est examinée, avant la délivrance de l'AFP, par une équipe multidisciplinaire au sein de l'office, composée d'ingénieurs, de techniciens, de géologues, de géophysiciens et de spécialistes de l'environnement.

Les directives actuelles de forage et de production couvrent toutes les questions critiques en matière de barrières de puits, de prévention des éruptions et de contrôle des puits, y compris les aspects touchant les BOP, le tubage et la cimentation, ainsi que les exigences détaillées et les attentes relatives à l'achèvement des puits. Ces directives reflètent des normes élevées et la pensée moderne en matière de forage, de cimentation et de contrôle des puits.

Monsieur le président et chers membres du comité, Chevron Canada Limited a obtenu une approbation de forer un puits pour le puits Lona O-55 après avoir respecté toutes les exigences réglementaires sur le forage et la production, et les directives de l'office.

Le plan de sécurité de Chevron couvre tous les risques, y compris une éruption, et décrit comment ces risques seront gérés. Le plan de sécurité décrit l'utilisation d'un équipement approprié, de procédures appropriées et d'un personnel compétent pour procéder à des opérations de forage en toute sécurité.

●(0915)

Chevron utilisera le navire de forage *Stena Carron*, un navire de forage en milieu hostile de sixième génération des plus modernes. Le BOP peut être activé à partir du plancher de forage en utilisant l'un des deux systèmes de commande hydraulique. Cette redondance permet de s'assurer que l'équipe de forage peut obturer le puits.

Le navire est également pourvu de trois systèmes de secours capables d'activer les BOP et d'obturer le puits s'il y a lieu: un système acoustique, un système d'intervention par véhicule téléguidé (ROV) et une fonction AutoMode (AMF) qui active automatiquement le BOP et obture le puits en cas de perte de signal.

Avant de commencer les opérations sur le puits d'exploration Lona O-55, le *Stena Carron* avait été affrété par ConocoPhillips dans le bassin Laurentien au large de la côte sud de Terre-Neuve-et-Labrador. Le puits East Wolverine G-37 de ConocoPhillips est également en eaux profondes, à près de 1 900 mètres, et il a été foré avec succès à la profondeur finale, diagrammé, puis obturé.

Le puits Lona O-55 a été foré par battage le 10 mai 2010. Le BOP a été entièrement pressurisé et son fonctionnement testé, y compris les systèmes d'activation de secours, et il a été mis en marche pour être installé sur une colonne, puis sur la tête du puits. Chevron continue de mener ses opérations de forage selon l'AFP, et le puits devrait être achevé au début de septembre, si le calendrier est respecté.

Monsieur le président et membres du comité, après un incident comme celui qui est survenu dans le golfe du Mexique, un organisme de réglementation comme le nôtre procède, par mesure de prudence, à un examen interne afin de déterminer si on peut améliorer davantage nos mesures de surveillance pour répondre aux préoccupations à l'égard des risques que représente le forage extracôtier. À la lumière de la situation qui prévaut dans le golfe du Mexique et des vives inquiétudes dans le public au sujet des opérations de forage en cours au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador, l'office a pris les mesures ci-dessous pour superviser les

opérations sur le puits Lona O-55 de Chevron. Ces mesures s'ajoutent aux exigences déjà contenues dans la réglementation sur le forage et la production et dans les directives connexes.

Une équipe a été créée au sein de l'office pour assurer la surveillance réglementaire des activités de Chevron. Cette équipe est composée du délégué à la sécurité, du délégué à l'exploitation, des membres de l'équipe de gestion de l'office et de quelques cadres supérieurs possédant une vaste expérience dans la surveillance réglementaire des programmes de forage. Chevron est censée fournir à temps des rapports quotidiens, sept jours par semaine, afin que cette équipe dispose toujours d'information à jour. La société Chevron est tenue de rencontrer l'équipe de surveillance de l'office toutes les deux semaines pour examiner tout ce qui touche le puits. Le délégué à la sécurité de l'office présidera ces réunions.

De plus, Chevron doit fournir à l'ingénieur de l'exploitation des puits, à l'office, des rapports portant sur les éléments suivants: les essais des blocs, les essais fonctionnels du système de commande acoustique, les essais fonctionnels de la capacité d'intervention du véhicule téléguidé (ROV) et les essais fonctionnels du système AutoMode (AMF), ainsi qu'une évaluation de l'état de préparation du système ROV en termes d'équipement, de procédures et de pièces de rechange.

Chevron est en outre censée suivre l'évolution de l'accident de la plate-forme *Deepwater Horizon* et de fournir des évaluations périodiques de l'application, au puits Lona O-55, de toute leçon tirée de cet accident, en particulier ce qui touche l'exploitation du puits, le matériel BOP et l'état de préparation en cas de déversement.

La fréquence des vérifications et des inspections à bord du *Stena Carron* sera d'environ trois à quatre semaines. Normalement, elles ont lieu aux trois à quatre mois.

Avant de pénétrer toute cible de forage, Chevron doit cesser les opérations pour examiner et vérifier, à la satisfaction du délégué à la sécurité et du délégué à l'exploitation, que tous les équipements, systèmes et procédures appropriés sont en place pour permettre le déroulement des opérations en toute sécurité et sans polluer l'environnement.

De plus, avant de pénétrer toute cible, Chevron doit s'assurer, à sa satisfaction et à celle de l'office, que tout le personnel et tout l'équipement d'intervention en cas de déversement, selon ce que prévoit son plan d'urgence, sont disponibles pour un déploiement rapide.

Chevron doit également prendre des dispositions pour qu'un représentant de l'Office soit présent à bord du *Stena Carron* pour observer les opérations de cimentation de la dernière colonne de tubage avant d'entrer dans toute zone cible. L'observateur sera également présent pour assister aux essais des BOP, aux exercices de contrôle des puits et pour observer les essais de pression à la phase de cimentation. Dans le cas des essais des blocs BOP, un représentant de l'autorité de certification sera également présent.

En temps voulu, Chevron doit fournir, pour examen et évaluation par l'équipe de surveillance de l'office, une copie du programme proposé d'achèvement du puits qui sera remis au personnel pour sa mise en œuvre. Chevron doit également prendre les dispositions nécessaires pour qu'un représentant de l'office soit à bord du *Stena Carron* pour observer le programme d'achèvement du puits.

En conclusion, l'office croit administrer un régime robuste de sécurité et de protection de l'environnement. Les exploitants travaillent ici dans un milieu difficile, qui exige de la diligence de leur part pour réduire les risques au niveau le plus bas que l'on peut raisonnablement atteindre. Il nous incombe, à titre d'organisme de réglementation, de superviser leur programme, un rôle auquel nous tous, au sein de l'office, nous nous dévouons.

Je vous remercie beaucoup de votre attention.

• (0920)

**Le président:** Merci beaucoup de votre exposé, monsieur Ruelokke.

Nous allons passer aux questions et commentaires lorsque les trois exposés seront terminés.

Nous passons directement à l'exposé suivant, celui de l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers. Je crois que Mme Dalton fera l'exposé.

Allez-y s'il vous plaît. Vous avez environ sept ou huit minutes.

**Mme Diana Dalton (présidente, Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers):** Je vous remercie d'offrir la possibilité à notre office de vous donner des renseignements sur l'équipement d'intervention en cas d'urgence à notre disposition et sur le caractère adéquat des règlements actuels régissant l'industrie en Nouvelle-Écosse. Je ne répéterai pas ce qui a déjà été dit, mais notre office ressemble à celui de Terre-Neuve en ce qui a trait aux lois et aux responsabilités.

Le projet Cohasset-Panuke a été exploité de 1992 à 1999 et a produit un total de 45,5 millions de barils d'huile légère. Lorsque le projet est entré en production, en 1992, c'était le premier projet extracôtier de mise en valeur des hydrocarbures au Canada. Notre office est chargé de la réglementation des activités d'exploitation des hydrocarbures dans la région qui représente une superficie de quelque 45,5 millions d'hectares. Il ne s'est produit, pendant toute la durée du projet Cohasset-Panuke, aucun déversement ni aucun incident de contrôle de puits.

Le projet énergétique extracôtier Sable est actuellement le seul projet en exploitation. Le projet comporte la production de gaz naturel provenant de cinq champs distincts en eau peu profonde à environ 225 kilomètres de la côte est de la Nouvelle-Écosse. La production a commencé en décembre 1999, et il est prévu qu'elle se poursuive pendant une bonne partie de la présente décennie. La mise en valeur de découvertes antérieures et de nouvelles découvertes pourrait prolonger la durée du projet. Il produit approximativement 350 millions de pieds cubes de gaz naturel. Le gaz est acheminé par pipeline sous-marin jusqu'à une usine de transformation située à Goldboro, en Nouvelle-Écosse.

Le projet de mise en valeur du gisement extracôtier de gaz Deep Panuke de la société Encana est actuellement en cours de développement; il vise l'extraction de gaz naturel dans une zone extracôtière située à environ 250 kilomètres au sud-est de Halifax. Le gaz doit être transporté jusqu'à Goldboro par pipeline sous-marin.

Aujourd'hui, comme vous nous avez demandé de parler du régime réglementaire, plutôt que de répéter ce que M. Ruelokke a dit, je vais parler d'autres choses que font nos deux offices.

Notre régime réglementaire prévoit que toutes les activités qui sont planifiées dans la zone extracôtière doivent d'abord être autorisées par l'office. Le titulaire de permis doit présenter une demande pour obtenir l'autorisation de mener une activité en particulier. De nombreux éléments doivent être pris en considération et évalués relativement à chaque demande d'autorisation: preuve de

la responsabilité financière du promoteur, sécurité, protection de l'environnement, conservation de la ressource, retombées économiques, certification, déclarations et permis d'exploitation, comme l'a dit plus en détail M. Ruelokke dans son exposé.

La santé et la sécurité des travailleurs en zone extracôtière et la protection de l'environnement sont d'une importance primordiale pour notre office. Le règlement prévoit qu'une demande d'autorisation pour des opérations de forage ou de production doit être accompagnée d'un plan faisant état des mesures de sécurité et d'un plan de protection de l'environnement, ainsi que de plans d'urgence et de procédures d'intervention en cas d'urgence. Les plans doivent démontrer qu'un exploitant a mis en place de solides systèmes de sécurité et de gestion environnementale; ils doivent en outre clairement démontrer que l'exploitant a défini adéquatement les risques pour la santé et la sécurité ainsi que les risques environnementaux associés aux activités qu'il se propose de mener. La formation des travailleurs en zone extracôtière est primordiale. J'ajouterais que dans nos zones extracôtières, à Terre-Neuve et en Nouvelle-Écosse — et je crois que Max est d'accord avec moi —, notre culture de sécurité est sans égal.

L'exploitant doit également démontrer que les risques associés ont été évalués et qu'ils peuvent être atténués et gérés. La Loi canadienne sur l'évaluation environnementale impose l'obligation de procéder à une évaluation environnementale chaque fois que des activités de forage et de production dans la zone extracôtière sont proposées. L'office est une autorité fédérale responsable sous le régime de la loi, et il se conforme aux exigences en matière d'évaluation environnementale qui y sont prévues. Les évaluations environnementales doivent également respecter la Loi sur les espèces en péril pour assurer la protection des espèces inscrites qui peuvent être touchées par les activités extracôtières. Ces évaluations environnementales doivent être réalisées, et il doit être déterminé que le projet n'est pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants avant que l'office n'autorise une activité.

En outre, et cette condition s'applique précisément aux installations de forage et de production, il est stipulé qu'une autorité certificatrice indépendante reconnue par le gouvernement doit avoir émis un certificat de conformité valide avant que ces installations ne puissent être utilisées pour quelque activité dans la zone extracôtière. En plus de vérifier l'observation des règlements et le respect de la portée détaillée du projet, laquelle doit être approuvée par le chef de la sécurité de l'office, l'autorité certificatrice examine et approuve les programmes de maintenance, d'inspection et d'essais des installations, ainsi que le guide des opérations.

• (0925)

Conformément à notre loi, avant d'accorder cette autorisation, l'office examine l'aspect sécurité. Pour ce faire, il étudie, en consultation avec son chef de la sécurité, le système dans son ensemble et les composants du système.

En ce qui a trait à la preuve de responsabilité financière, l'exploitant doit présenter à l'office des documents attestant de sa capacité financière. Aucune autorisation n'est délivrée tant et aussi longtemps que l'office n'a pas reçu de preuve satisfaisante à cet égard.

Les activités autorisées par l'office font l'objet de programmes de surveillance continue pour évaluer l'observation, par l'exploitant, des exigences en matière de santé, de sécurité et d'environnement. Les exploitants doivent transmettre à l'office divers rapports donnant des renseignements sur l'état de leurs programmes de travaux; ces rapports servent également à confirmer leur conformité aux exigences réglementaires.

Le personnel de l'office procède à des vérifications et à des inspections ponctuelles sur les lieux de travail situés en zone extracôtière pour assurer le respect des exigences en matière de santé, de sécurité et d'environnement. J'ajouterais qu'un suivi est assuré pour tout problème rencontré.

Les exploitants ont l'obligation de signaler tous les déversements et d'autres accidents dangereux spécifiés qui se produisent à leurs installations. Dans chaque cas, l'office s'assure que l'exploitant prend les mesures appropriées pour déterminer les causes des déversements ou des accidents et pour empêcher qu'ils ne se reproduisent. Dans les cas graves, l'office mène sa propre enquête indépendante.

L'office a adopté des politiques sur le respect et l'application des règlements pour être en mesure de traiter des situations de non-observation. La politique prévoit que l'office cherche à obtenir de l'exploitant qu'il se conforme volontairement aux conditions qui lui ont été imposées, mais elle prévoit aussi d'autres possibilités, notamment la délivrance d'ordonnances, de directives ou d'avis, la suspension ou la révocation des approbations et des autorisations, ainsi que, finalement, des poursuites judiciaires.

Les règlements appliqués par l'office sont des règlements adoptés et promulgués par les deux gouvernements. L'office émet des lignes directrices pour aider les exploitants à comprendre et à interpréter les règlements afin de les respecter, et c'est un aspect clé de son fonctionnement.

À la suite de l'adoption des nouveaux règlements sur le forage et la production d'hydrocarbures, en décembre de l'année dernière, l'OCNEHE, après avoir travaillé en collaboration avec l'Office Canada-Terre-Neuve et l'Office national de l'énergie (ONE), a émis quatre lignes directrices relativement aux nouveaux règlements. Les lignes directrices traitent de l'obligation de donner des renseignements détaillés sur les programmes de contrôle et de cimentation des puits pour obtenir l'approbation des programmes de forage et, de plus, de l'obligation de présenter des plans de sécurité et des plans de protection de l'environnement.

L'une des préoccupations de l'office lorsqu'il examine les demandes est de s'assurer que les exploitants ont pris toutes les mesures nécessaires pour prévenir les déversements ou les situations comportant des risques. Si un accident grave, un déversement ou une fuite incontrôlée d'hydrocarbures devait se produire pendant une activité autorisée, l'office prendrait la tête de la réponse gouvernementale.

Le cas d'exception serait la rupture d'un pipeline d'exportation; dans ce dernier cas, la réponse serait alors dirigée conjointement par l'office et par l'ONE. L'exploitant devrait assumer l'entière responsabilité de contenir le déversement et de réparer les dommages.

Notre office possède un plan d'action en cas d'urgence qu'elle déclencherait si un déversement important devait se produire. Le rôle de l'office diffère en fonction de l'importance du déversement et de l'intervention de l'exploitant: surveillance des activités de l'exploitant, directives à l'exploitant ou, dans les situations les plus graves, la gestion des mesures d'intervention.

Les exigences réglementaires en place prévoient que le personnel qui travaille en zone extracôtière doit posséder une formation de très haut niveau et des compétences démontrées. Il doit posséder notamment une certification relative au contrôle de puits et une formation d'intervention en cas d'urgence, et participer régulièrement à des exercices. Ces normes sont conformes ou supérieures aux normes internationales les plus élevées.

Je dois indiquer qu'au cours de la fin de semaine, j'ai parlé avec le PDG de Survival Systems Limited situé à Dartmouth, qui est considéré comme l'un des meilleurs centres de formation au monde en la matière. On y forme les membres des marines espagnoles et françaises, de la sécurité intérieure en Australie et de notre propre marine.

En fait, j'ai vu sur leur site Web qu'au Canada seulement, 11 personnes ont affirmé avoir survécu à un amerrissage forcé d'un hélicoptère grâce à la formation qu'elles ont reçue à Survival Systems. Le PDG a invité votre comité à visiter les installations pour que vous constatiez par vous-mêmes l'extrême vigilance accordée aux normes de formation des travailleurs en zone extracôtière.

Les plans d'urgence décrits ci-dessus doivent expliquer en détail la façon dont l'exploitant obtiendra l'équipement requis dans le cas peu probable où il deviendrait nécessaire de mettre en oeuvre les plans opérationnels pour utiliser le puits de secours.

● (0930)

Certains des réservoirs de gaz naturel au large de la Nouvelle-Écosse contiennent une quantité d'hydrocarbures légers liquides appelés condensat. Si du condensat devait s'échapper, un panache s'échapperait et se disperserait en aval de la source. Par contre, étant donné les propriétés du condensat, l'épaisseur de l'irisation en surface qui en résulterait serait mesurée en microns, et sa taille serait limitée puisque le tout se dissiperait rapidement par évaporation et par dispersion à l'intérieur de la partie supérieure de la colonne d'eau.

Tous les opérateurs doivent conclure un contrat avec une organisation d'intervention environnementale, par exemple la Société d'intervention Maritime, Est du Canada (SIMEC), pour disposer de ressources et de compétences additionnelles lorsqu'elles sont nécessaires pour intervenir en cas de déversement. Transports Canada peut en outre offrir des services de surveillance aérienne.

De plus, l'office coordonnerait ses efforts avec ceux de l'équipe régionale des interventions d'urgence, présidée par Environnement Canada, pour dispenser des conseils éclairés. Transports Canada, la Garde côtière canadienne, le Service canadien de la faune, de nombreux autres ministères, gouvernements provinciaux et groupes autochtones font aussi partie de cette équipe régionale.

En conclusion, l'office est d'avis que le régime réglementaire en place offre un niveau élevé de sécurité et de protection de l'environnement. L'office est vigilant pour ce qui est de remplir son mandat, il tient tous les opérateurs responsables de leurs actions et exige qu'ils respectent les normes en vigueur. Nous gardons l'oeil ouvert et tirons des leçons du malheureux accident qui s'est produit dans le golfe du Mexique. Comme les autres, nous appliquerons les leçons qui seront tirées de l'enquête sur cet accident.

Je vous remercie de m'avoir donné l'occasion de témoigner.

**Le président:** Merci, madame Dalton, de votre exposé.

La dernier exposé de la journée sera donné par vidéoconférence, en direct d'Écosse. Les représentants de Stena Drilling sont Stuart Greer, chef d'installation de forage à bord du *Stena Carron*, et John Banks, chef des opérations.

Je vous remercie beaucoup, messieurs, de comparaître devant nous. Veuillez commencer votre exposé.

**M. Stuart Greer:** Nous allons faire une présentation. En fait, je suis en mesure de faire défiler les diapositives sur votre écran. Ainsi, vous pourrez voir certains des graphiques.

Monsieur le président, mesdames et messieurs, j'aimerais vous donner un bref exposé sur le *Stena Carron* et le système de gestion de la sécurité de Stena Drilling. J'aimerais parler un peu de la classe de navires et vous exposer la façon dont nous rapprochons nos procédures de celles de l'exploitant, en l'occurrence Chevron Canada

Le *Stena Carron* est un navire de forage à positionnement dynamique qui est doté de deux mats et effectue des forages en eaux extrêmement profondes et en milieu hostile.

Pouvez-vous confirmer que vous êtes en mesure de voir les diapositives?

• (0935)

**Le président:** Oui.

**M. Stuart Greer:** D'accord.

Le *Stena Carron* est le deuxième d'une série de trois navires Drillmax. Ce sont des navires de forage à positionnement dynamique de 6<sup>e</sup> génération ultramodernes, qui sont conçus et homologués pour forer en eaux extrêmement profondes, partout dans le monde, à longueur d'année.

La dernière génération de navires de forage est en mesure de fonctionner en milieu hostile, comme les mers de Norvège et de Barents, jusqu'à une température de moins 20 degrés Celsius, même dans des conditions hivernales extrêmes.

Ces navires sont conçus pour être hautement efficaces et sécuritaires, et ils fournissent les conditions optimales pour le forage d'exploration, d'appréciation et de développement, le forage par groupe de puits multiples, et les essais et complétions de puits.

Je ne vous énumérerai pas toutes les principales caractéristiques du navire, mais je vais mentionner qu'il mesure 228 mètres de long. Il a une largeur hors membrures de 42 mètres et un creux sur quille de 19 mètres. Il déplace 96 000 tonnes d'eau, et environ...

**Le président:** Pardonnez-moi, monsieur Greer. Un des membres du comité invoque le Règlement. Pourriez-vous attendre quelques secondes?

Madame Brunelle.

[Français]

**Mme Paule Brunelle (Trois-Rivières, BQ):** Monsieur le président, je vais attirer votre attention sur la présentation uniquement en anglais. Par déférence pour les témoins — je vois bien qu'ils vous ont pris par surprise, vous ne pensiez pas que ça arriverait comme ça —, vu qu'ils sont d'Écosse et que c'est vraiment très loin, on va la laisser passer. Cependant, on aimerait recevoir cette présentation en français, s'il vous plaît. Merci.

[Traduction]

**Le président:** Je vous remercie énormément du respect que vous manifestez, madame Brunelle. Je vous en suis très reconnaissant.

**M. Stuart Greer:** Je tiens à vous offrir mes excuses à ce sujet.

**Le président:** Allez-y, poursuivez votre présentation, monsieur Greer.

**M. Stuart Greer:** Oui.

Le navire a une pontée d'environ 15 000 tonnes métriques et une vitesse de transit maximale de 12 noeuds.

La société de classification Det Norske Veritas (DNV) le classe dans la catégorie des navires foreurs 1A1 et accorde à sa capacité de forage le classement « N », ce qui signifie que tout son matériel de forage fait l'objet d'un classement, pas seulement ses principales pièces d'équipement.

Le navire est en mesure de fonctionner dans des eaux d'une profondeur maximale de 10 000 pieds. Pour se positionner dynamiquement, il se sert du système de positionnement dynamique Simrad de la société Kongsberg qui respecte les normes de la classification Dynpos-AUTRO de DNV et de la classification 3 de la NMD, ou Norwegian Maritime Directorate. Ce système se sert des modules qui abritent les propulseurs omnidirectionnels du navire pour contrôler la position et le cap du navire.

Comme je l'ai déjà mentionné, le navire se maintient en position grâce à un système de positionnement dynamique qui a reçu la classification 3 de DNV, ce qui signifie qu'aucune défaillance unique, y compris un compartiment d'incendie complètement brûlé ou un compartiment étanche complètement submergé, ne devrait entraîner une perte de position.

Le navire utilise le système de positionnement dynamique Simrad de la société Kongsberg qui contrôle la position du navire à l'aide des propulseurs omnidirectionnels du navire. Pour effectuer cette opération, on peut choisir divers modes de fonctionnement, dont le mode manuel et le mode automatique. Les propulseurs manuels peuvent être sélectionnés sur le tableau de commande; toutefois, le mode automatique requiert l'utilisation d'au moins une unité de référence.

Le système de positionnement dynamique Simrad est informatisé pour être en mesure de positionner automatiquement le navire et de contrôler son cap. Pour contrôler le cap du navire, le système de contrôle du positionnement dynamique utilise les données provenant de trois compas gyroscopiques, dotés d'au moins un système de repérage et de mesure de position, comme le système mondial de localisation différentiel ou l'hydroacoustique. Cela permet au système de contrôle de positionner le navire en tout temps. C'est ainsi que le navire maintient sa position.

Le préposé au positionnement dynamique saisit les points de mise de cap qui sont ensuite traités par le système de contrôle dans le but de transmettre des signaux de commande aux systèmes responsables des propulseurs et des hélices principales du navire.

Le système de positionnement dynamique confie toujours la poussée optimale à toute unité de propulsion déjà en service. Toute déviation de la position ou du cap désiré est détectée automatiquement et rectifiée par le système.

La gestion de l'alimentation électrique, qui fait évidemment partie intégrante du système de positionnement dynamique, est conçue pour veiller à ce qu'en tout temps, il y ait suffisamment de courant. Pour ce faire, le système de contrôle du système de gestion de l'alimentation exerce les fonctions suivantes.

Il surveille l'état de chacun des groupes électrogènes diesel, et met en route ou arrête certains d'entre eux, en fonction des conditions d'alarme et des mesures que transmettent les baromètres observés par le système.

Il contrôle la répartition des charges entre les groupes électrogènes actifs et surveille la charge du réseau électrique. Il lance les groupes électrogènes diesel et recommande leur arrêt, au besoin, dans le but de générer suffisamment d'électricité pour alimenter tout le matériel électrique, tout en veillant à ce que le réseau électrique n'ait pas à gérer des quantités inutilement élevées de courant.



Le système de gestion de l'alimentation électrique fournit un système de protection contre les pannes, redémarre le système d'alimentation lorsqu'il tombe complètement en panne et veille à ce qu'il y ait toujours suffisamment de courant pour faire fonctionner en priorité les propulseurs du navire qui le maintiennent en position.

Passons maintenant au système de gestion et au dossier de santé, de sécurité et d'environnement du *Stena Carron*. Celui-ci est assujéti à un dossier de santé, de sécurité et d'environnement approuvé qui vise trois principaux groupes: les employés et les agents contractuels, les clients et les responsables de la réglementation.

Le dossier en question montre que les risques associés au navire de forage sont gérés efficacement en documentant les éléments suivants.

La société Stena Drilling bénéficie d'un système de gestion efficace qui repère et gère les risques auxquels les gens et l'environnement sont exposés.

Le *Stena Carron* est un navire qui répond à des normes élevées. Le navire et son matériel essentiel ont été conçus, fabriqués et entretenus en appliquant les bonnes pratiques en usage dans l'industrie.

Grâce à l'application de techniques structurées d'évaluation du risque, Stena Drilling comprend clairement les risques d'accident majeur qui découlent de l'utilisation du *Stena Carron*.

Passons maintenant au système de gestion de Stena Drilling. Celui-ci apporte un ensemble de politiques, de procédures et de processus officiels qui sont nécessaires à la planification et à l'exécution des processus opérationnels suivants: promouvoir les valeurs de Stena Drilling en matière d'attention, d'innovation et de rendement; améliorer son rendement au chapitre de la santé, de la sécurité et de l'environnement; fournir des outils essentiels de gestion du risque; perfectionner les processus administratifs et accroître la productivité; démontrer la conformité des procédures; documenter les contrôles pour les clients, les tiers et les autres organismes de réglementation; et se soumettre à des contrôles et des vérifications en bonne et due forme.

• (0940)

Parmi les principaux documents du système de gestion, on retrouve les politiques, les documents décrivant les principes et les directives, les formulaires, les procédures et les diagrammes de processus.

Il existe une hiérarchie au sein même du système de gestion. Le niveau un concerne l'organisation et comprend les manuels portant sur la qualité, les politiques et les valeurs de Stena Drilling, et les organigrammes préparés par le directeur général.

Si nous jetons un coup d'oeil aux divers niveaux, nous constatons qu'au niveau deux, il y a les processus de soutien. Ce niveau englobe toutes les principales divisions qui appuient l'organisation, à savoir les opérations relatives à la santé, la sécurité et l'environnement, l'ingénierie, les ressources humaines, les comptes créditeurs, le service des achats, la technologie de l'information, le service commercial, etc.

À l'échelle régionale, le niveau comprend toutes les procédures propres aux régions et les documents qui pourraient être requis pour travailler dans ces régions ou ces pays et qui ne font pas partie des documents de niveau deux à caractère mondial.

Le niveau quatre, c'est le niveau du navire de forage...

**Le président:** Pardonnez-moi, monsieur Greer. Je vais interrompre votre exposé pendant une minute. Un autre membre du comité a invoqué le Règlement.

Allez-y, monsieur Cullen.

**M. Nathan Cullen (Skeena—Bulkley Valley, NPD):** Je demande au témoin de me pardonner de l'avoir interrompu.

En bref, monsieur le président, le fait qu'il ne nous reste plus que 15 minutes me préoccupe. Certains de nos témoins viennent de loin et, à ce rythme, chacun de nous n'aura que quelques minutes pour leur poser des questions. Souvent pendant la série de questions, nous sommes en mesure de leur arracher quelques renseignements supplémentaires.

Je ne sais pas quoi dire; notre prochain groupe d'experts compte quatre témoins, et je suppose qu'en tant que membre du comité, cette situation est très difficile et frustrante. Nous avons passé beaucoup de temps à nous préparer en vue de sonder cette question, si je peux m'exprimer ainsi.

**Une voix:** Sans vouloir faire de jeu de mots.

**M. Nathan Cullen:** Non, en aucun cas.

Je suis simplement préoccupé par le temps.

Je vous rends la parole mais, étant donné qu'il ne nous reste plus que 15 minutes, je crains que nous devions nous contenter des renseignements que nous obtiendrons.

**Le président:** Merci, monsieur Cullen.

Poursuivez, monsieur Greer, mais veuillez conclure votre exposé aussitôt que possible. Merci.

**M. Stuart Greer:** D'accord. Je n'en ai plus pour longtemps.

Le niveau cinq concerne les méthodes de travail liées au navire de forage. Il comprend les procédures relatives au navire, c'est-à-dire des directives courtes et détaillées.

Je vais passer rapidement en revue les principaux outils de sécurité: les évaluations du risque; les « causeries sur la boîte à outils », les plans de levage; un programme favorisant des comportements sécuritaires qu'on utilise activement sur le navire; les permis de travail; l'isolement; les procédures de contrôle sécuritaires; les règles d'or de la sécurité de Stena Drilling; et le système de surveillance et d'établissement de rapports STOP que l'industrie utilise communément.

Un important rapprochement a été fait entre le système de gestion de Chevron et celui de Stena. Le document de rapprochement qui a été élaboré a pour but de déterminer et de documenter les domaines dans lesquels les responsabilités sont partagées et les activités auxquelles Chevron Canada et Stena Drilling participeront conjointement au cours de l'exécution du contrat et de l'accomplissement du travail à Terre-Neuve. Toutes les opérations menées à bord du *Stena Carron* se conformeront au système de gestion de Stena Drilling.

Les activités ou les responsabilités sont considérées comme partagées lorsque les activités d'une partie peuvent nuire aux biens ou à la réputation des employés de l'autre partie. On estime que chaque entreprise maîtrise son propre système de gestion de santé, de sécurité et d'environnement et qu'elle est responsable de gérer les risques en matière de santé, de sécurité et d'environnement que suscitent ses activités.

Le document de rapprochement est le fruit de consultations entre Chevron Canada et Stena Drilling et a été approuvé par la haute direction des deux entreprises. Les dispositions qui ont été prises en vue de rapprocher leurs activités ont été communiquées à tous les membres du personnel qui participent aux activités ou qui sont touchés par elles.

Parmi les principaux sujets traités dans le document de rapprochement, on retrouve les objectifs en matière de politiques, le but, le champ d'application, l'organisation, les lignes de communication et de compte rendu, les rôles et les responsabilités ainsi que les normes et les procédures de sécurité, dont l'évaluation du risque, la planification des mesures d'urgence en cas de perte de possession, les permis de travail, l'équipement de protection individuel, l'hygiène au travail, la gestion des déchets, l'intervention d'urgence, les processus, la gestion des déversements, les mesures d'urgence pour contrôler les puits et les éruptions subites...[*Note de la rédaction: difficultés techniques*]...médical, les exercices d'intervention d'urgence. Le document de rapprochement fait également allusion aux enquêtes et aux comptes rendus sur les incidents, à la gestion du changement et aux principaux documents portant sur le système de gestion.

Cela conclut la présentation de Stena Drilling à Aberdeen.

• (0945)

**Le président:** Je vous remercie beaucoup de votre exposé, monsieur Greer.

Nous n'avons plus que 13 minutes pour poser des questions. Comme il y a quatre partis, chacun d'eux devra se contenter d'environ trois minutes.

Allez-y, monsieur Regan.

**L'hon. Geoff Regan (Halifax-Ouest, Lib.):** Peut-être qu'à l'avenir, monsieur le président, nous devrions expliquer aux témoins qu'au lieu d'avoir une période de questions et réponses avec les témoins, il y aura une période pendant laquelle nous leur poserons une question, et nous obtiendrons leur réponse.

**Le président:** Oui.

**L'hon. Geoff Regan:** À moins qu'à titre de président, vous déclariez: « Écoutez, nous allons nous limiter à des temps de parole très stricts ». Et, si nous accordons aux témoins sept minutes pour parler, nous les inciterons à n'aborder que les questions qui intéressent le plus les membres du comité. Il est évident que nous pouvons faire cela. Nous pouvons les en avertir au préalable. Puis, lorsque leurs sept minutes seront écoulées, nous pourrions leur dire: « Nous sommes désolés, mais c'est tout le temps dont vous disposiez ».

En réalité, nous avons besoin d'échanger des renseignements au cours des séances et d'aborder les questions qui suscitent le plus d'intérêt chez les membres du comité.

Cela étant dit, j'apprécie énormément les exposés, et je ne fais aucun reproche aux témoins. Il s'agit seulement d'un problème que le comité doit gérer un peu mieux.

Manifestement, cette question est grave. Nous surveillons tous ce qui se passe dans le golfe du Mexique, et rien ne garantit que cela ne pourrait pas se produire au Canada ou au large de nos côtes. En fait, nous constatons à l'heure actuelle que le Groenland propose d'effectuer des forages en eaux profondes dans le détroit de Davis, à proximité des eaux canadiennes. Cela devrait nous préoccuper. Il y a peu d'indications que le gouvernement s'en inquiète et, par conséquent, cette question est grave.

Mais, pendant les quelques minutes dont je dispose, permettez-moi de me pencher sur les questions qui nous occupent, de parler pendant un moment de la nature des offices des hydrocarbures extracôtiers.

Peut-être pourriez-vous nous indiquer combien de vos employés se consacrent à la protection environnementale.

**M. Max Ruelokke:** Monsieur Reagan, à l'heure actuelle, nous employons 69 personnes au total. Notre groupe responsable des affaires environnementales compte 6 employés.

**M. Stuart Pinks (chef de la direction, Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers):** Pour ce qui est de l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, nous en avons approximativement 38 au total.

Nous avons un groupe qui englobe l'exploitation, la santé, la sécurité et l'environnement et qui compte sept ou huit personnes. Jour après jour, deux d'entre elles travaillent directement à la protection de l'environnement, en plus du gestionnaire. Par ailleurs, quelques autres membres du groupe de l'exploitation s'occupent également des questions environnementales.

**L'hon. Geoff Regan:** Merci.

Monsieur Ruelokke, j'ai sous les yeux un document qui semble provenir de votre site Web ou d'une évaluation environnementale concernant un programme de forage exploratoire dans un bassin.

À la deuxième page, on dit ceci:

La récupération physique des hydrocarbures répandus au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador sera extrêmement difficile et inefficace dans le cas de déversements considérables issus d'une éruption. Il y a deux raisons principales. Premièrement, en raison des conditions maritimes généralement difficiles, les techniques de confinement et de récupération sont souvent inefficaces. Deuxièmement, seule une partie des vastes nappes de pétrole issues d'éruptions sous-marines peut être interceptée.

Tout à l'heure, vous avez dit que le pétrole s'en échappant est plus susceptible de s'éloigner de Terre-Neuve-et-Labrador que se diriger vers les côtes de la province. Je présume que c'est en raison du Gulf Stream. Le courant du Labrador arriverait d'un côté, mais c'est surtout le Gulf Stream qui le pousserait vers l'Europe. Est-ce exact?

**M. Max Ruelokke:** Il s'agirait du Gulf Stream, accompagné des vents dominants, qui sont habituellement du sud-ouest dans notre région. Les vents et les courants auraient donc effectivement cet effet.

**L'hon. Geoff Regan:** À la page suivante, on dit qu'il pourrait y avoir des effets néfastes sur la pêche, principalement en ce qui concerne la perception du marché par rapport à l'altération possible de la peau des poissons. Vous dites qu'il n'y a pas beaucoup de pêche dans cette région en particulier, bien qu'il y ait un peu de dragage et de chalutage.

Dans ce document, on apprend également que les pertes de la pêche seraient atténuées par un programme de compensation financière de manière non significative, ce qui laisse entendre que l'on ne peut pas atténuer ces pertes de manière importante. Est-ce bien ce que je dois comprendre?

• (0950)

**M. Max Ruelokke:** Je crois que oui. À mon avis, nous devons toujours être conscients du fait qu'une fuite de pétrole dans le milieu océanique va entraîner des dommages indirects aux stocks de poissons.

**L'hon. Geoff Regan:** Ce qui préoccupe notre comité, selon moi, ce sont notamment les propos du vice-président exécutif américain de BP; l'entreprise supposait que les obturateurs de sécurité allaient fonctionner. J'ai l'impression qu'ils n'ont pas vraiment été testés. J'ignore si, dans le golfe du Mexique, c'était le premier essai des obturateurs de sécurité, mais si c'est le cas, il s'est soldé par un échec lamentable.

En quoi pouvez-vous nous garantir que les obturateurs de sécurité qui seraient en place au bassin Orphan, par exemple, vont donner les résultats escomptés?

**M. Max Ruelokke:** Je vais laisser Jeff répondre à cette question. Jeff est actuellement l'un de nos cadres dirigeants, mais il a déjà été, pendant longtemps, notre ingénieur des travaux dans les puits. Il est très versé dans les commandes du bloc obturateur de puits, le BOP.

**M. Jeff Bugden (gestionnaire, Pouvoir des avantages industriels et coordination de la réglementation, Office Canada-Terre-Neuve et Labrador des hydrocarbures extracôtiers):** Merci, monsieur le président.

Le bloc obturateur de puits sert de barrière de puits. Il est conçu pour être l'une des deux barrières de puits qui doivent être en place en tout temps. Au moment du forage, la première barrière de puits est en fait la boue de forage comme telle, qui empêche le pétrole et le gaz d'entrer dans le puits et qui assure la stabilité du puits. Conformément aux normes établies, on teste régulièrement le BOP pour vérifier les fonctions et la pression, notamment. Ainsi, dans le cas du golfe du Mexique, ce n'était pas la première fois qu'un BOP était utilisé ou activé. Ces obturateurs de sécurité servent tout au long de l'exploitation d'un puits, et l'on teste régulièrement les fonctions et la pression.

En fait, l'une des activités que nous faisons régulièrement et sur laquelle nous allons beaucoup mettre l'accent relativement aux opérations en cours du *Stena Carron*, c'est d'assurer une surveillance étendue des tests, qui portent sur l'obturateur de sécurité comme tel, le système de contrôle acoustique et le système d'intervention télécommandée, entre autres. Nous allons avoir des témoins à bord de l'installation pour surveiller ces activités, dont un représentant de l'autorité de certification. Nous allons examiner les dossiers et les tests pour nous assurer que l'entreprise satisfait aux normes. Nous avons l'intention d'assurer une surveillance de cette exploitation allant au-delà de ce qui est habituellement exercé.

Je vous remercie.

**Le président:** Merci, monsieur Regan.

Allez-y, madame Brunelle.

[Français]

**Mme Paule Brunelle:** Bonjour, monsieur Ruelokke.

Je m'intéresse aux impacts sur les îles de la Madeleine. Vous nous dites que vous avez eu des déversements. Les impacts sur les îles de la Madeleine ont-ils réellement été quantifiés pour ce qui est de la pêche?

Une autre chose m'importe. Advenant un accident, des dédommagements ont-ils été prévus pour le Québec? Lorsqu'on considère Old Harry, on s'aperçoit que 60 p. 100 du puits est en sol québécois; pompez-vous nos ressources?

[Traduction]

**M. Max Ruelokke:** Pour ce qui est de la première question, je crois que vous me demandez s'il y a eu des déversements dans la région entourant les Îles-de-la-Madeleine. Les déversements qui se sont produits dans notre province découlent des activités associées à

la plate-forme de production. Ainsi, ces déversements ont eu lieu dans le bassin Jeanne d'Arc, situé dans les Grands Bancs de Terre-Neuve. C'était très loin des Îles-de-la-Madeleine.

Actuellement, nous avons un permis de prospection qui est actif. La société Corridor Ressources envisage dans l'avenir de forer dans la région que vous appelez Old Harry, mais notre permis de prospection est maintenu à au moins un kilomètre à l'est de la frontière entre ce qui est à l'intérieur de la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador et ce qui est à l'extérieur. D'après ce que je comprends, le Québec et le Canada sont actuellement en train de négocier cela. Nous voulons nous assurer que l'activité se produira sur notre territoire et non ailleurs.

• (0955)

[Français]

**M. Paule Brunelle:** J'ai une préoccupation. Pouvez-vous clarifier à mon intention le rôle du gouvernement fédéral dans le domaine de l'extraction? Les ressources naturelles sont de compétence provinciale. Puisque l'extraction de cette huile se fait en mer, cela relève-t-il de la compétence fédérale?

[Traduction]

**M. Max Ruelokke:** D'après ce que je comprends, l'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers et l'office de la Nouvelle-Écosse ont compétence au sein de leurs propres limites physiques. Pour ce qui est des zones extracôtières en dehors de ces limites, c'est l'Office national de l'énergie qui est chargé de la réglementation. Ainsi, ce serait le cas dans l'Arctique, et je présume qu'il en serait de même dans le golfe du Saint-Laurent.

**Le président:** Il vous reste encore quelques secondes; allez-y.

[Français]

**Mme Paule Brunelle:** Madame Dalton, vous nous dites que vous avez eu peu de déversements. Qu'est-ce que cela veut dire? De quoi parle-t-on? Qu'est-ce que c'est « peu »?

Vous nous dites aussi, dans la conclusion de votre présentation, que vous avez des opérateurs responsables et que vous exigez qu'ils respectent les normes en place.

Compte tenu des récents événements survenus aux États-Unis, pensez-vous que les normes en place sont suffisantes? Ne devrait-on pas penser à les revoir pour les resserrer un peu?

[Traduction]

**Mme Diana Dalton:** J'estime que nos activités se déroulent selon les normes les plus élevées. L'office de Terre-Neuve-et-Labrador, notre office et l'Office national de l'énergie sont tous membres du Forum des organismes de réglementation internationaux. Ce groupe réunit les principaux pays qui ont des activités extracôtières dans le monde. Nous nous réunissons chaque année pour discuter d'enjeux de sécurité particuliers. Ainsi, nous sommes au fait des normes et des technologies les plus récentes, ainsi que des accidents qui se sont produits et de leurs répercussions. Nous nous mettons constamment à jour quant à notre capacité d'aborder les problèmes qui pourraient se présenter sur nos territoires respectifs.

Nous sommes extrêmement vigilants en ce qui concerne les nouvelles normes et technologies. Nous oeuvrons dans un secteur fortement technique, et la technologie évolue si rapidement qu'il est parfois très difficile de voir venir les changements. Ce Forum des organismes de réglementation internationaux est un moyen de demeurer à jour quant aux derniers changements et d'apporter des modifications pour résoudre les problèmes qui peuvent survenir.

**Le président:** Merci, madame Brunelle.

Monsieur Cullen, la parole est à vous.

**M. Nathan Cullen:** Je vous remercie, monsieur le président.

Merci aux témoins.

Je présume que nous devons voir d'un oeil critique les assurances que l'on nous offre aujourd'hui, qui sont probablement assez semblables à celles offertes dans le cadre du projet de British Petroleum dans le golfe du Mexique. Je suis certain que l'on n'avait pas imaginé une éruption semblable à celle qui est survenue et l'incapacité de l'entreprise de l'arrêter. Je suis certain que l'on avait tout testé et que l'on avait mis en place une réglementation.

Ce qu'il faut faire, c'est de déterminer si la situation est différente. La réglementation canadienne est-elle plus stricte? Est-ce qu'un scénario semblable peut se produire chez nous?

Monsieur Ruelokke, savons-nous ce qui a mal tourné dans le golfe du Mexique, en particulier relativement au déversement de BP?

**M. Max Ruelokke:** Nous avons entendu des hypothèses qui n'ont pas vraiment été confirmées et qui ne le seront probablement pas jusqu'à ce que le BOP en cause dans cet accident soit récupéré. Cependant, d'après ce que nous comprenons, ce qui s'est produit n'aurait jamais pu se produire ici, au Canada.

M. Bugden a fait allusion au système de double barrière nécessaire pour le forage de tous les puits. Comme il l'a expliqué, la première barrière est le fluide de forage comme tel, la boue de forage. Ce fluide a une densité élevée, et elle est suffisamment élevée pour compenser la pression hydrostatique de l'hydrocarbure. Avant d'enlever cette barrière, on installe habituellement une autre barrière pour le bouchon de ciment qui, de fait, est du béton, mais on parle de cimentation dans l'industrie. Ainsi, on scelle une certaine longueur du puits de forage, jusqu'à 30 ou 40 mètres environ.

**M. Nathan Cullen:** Pour revenir à British Petroleum, vous avez dit au début que nous ne savons pas ce qui s'est passé et que nous ne le saurons pas avant un certain temps. En fin de semaine, on a présenté un sondage qui révèle que près de huit Canadiens sur dix estiment qu'il serait probablement une bonne idée de suspendre le forage en eau profonde jusqu'à ce que nous sachions ce qui s'est produit.

Si l'on utilise pour le forage en eau profonde au Canada une pièce qui a mal fonctionné, ne serait-il pas prudent ou raisonnable d'envisager de suspendre le forage d'un puits plus profond que celui qui a été foré dans le golfe du Mexique jusqu'à ce que nous sachions quelle procédure ou quelle pièce a fait défaut? Ne serait-ce pas prudent?

•(1000)

**M. Max Ruelokke:** Nous y avons déjà songé. Actuellement, en ce qui concerne le *Stena Carron*, la société a cerné un certain nombre de cibles ou d'aires de forage dans le substratum, qui pourraient contenir des hydrocarbures. Pour le moment, la société est encore très loin de réaliser l'un ou l'autre de ces objectifs.

Lorsque la société passe d'une zone de risque très faible, où il n'y a pas d'hydrocarbures, à une zone cible où le risque est accru, nous exigeons que l'exploitation soit suspendue. Chevron a souscrit à cette exigence. Ainsi, nous, Chevron, et Stena examinerions la situation afin que tout ce dont nous avons besoin soit en place pour pouvoir maîtriser cet hydrocarbure, si on le rencontre...

**M. Nathan Cullen:** Je présume que c'est ma question. La société va marquer une pause avant d'entrer dans la zone de risque accru, alors qu'elle est en train de forer des hydrocarbures à 2 600 mètres de profondeur. Est-ce à ce moment-là que vous allez vous dire que

nous devons savoir ce qui s'est passé dans le golfe, pour vous assurer, avant de commencer à extraire du pétrole du fond marin, qu'il n'y a pas une pièce défectueuse ou une procédure que nous ne voulons pas répéter au Canada?

**M. Max Ruelokke:** Nous allons faire deux choses. Nous veillerons à ce que le concept de la barrière double reste valable et à ce que les deux barrières soient en place. Avant d'envisager d'ôter la boue de forage, nous ferons en sorte qu'un bouchon de ciment soit en place. Nous allons également faire en sorte que l'obturateur de sécurité soit entièrement testé pour en vérifier le bon fonctionnement actuel ainsi que futur, quand il sera nécessaire de le faire. Nous verrons à ce que ce soit fait. Chevron nous a assurés vouloir procéder ainsi, et je suis sûr que Stena a le même objectif que nous tous, c'est-à-dire avoir un puits d'exploration sécuritaire et bien foré.

**Le président:** Merci, monsieur Cullen.

Monsieur Harris, la parole est à vous.

**M. Richard Harris (Cariboo—Prince George, PCC):** Monsieur Ruelokke, vous parliez de ce qui s'était peut-être produit dans le golfe du Mexique et de la raison pour laquelle vous estimez que cela ne pourrait pas arriver dans le cas d'un forage au large des côtes du Canada. Je vous serais reconnaissant si vous pouviez terminer cette histoire, car je crois que ce serait utile à notre comité.

**M. Max Ruelokke:** Bien sûr.

Je répète qu'il ne s'agit pas de renseignements fondés. Nous n'avons pas de preuves solides pour... Cependant, d'après ce que nous savons, une décision a été prise au moment de terminer ou d'abandonner le puits. En temps normal, on doit d'abord placer un bouchon de ciment et sceller l'intérieur du puits de forage. Ensuite, on fait circuler de la boue de forage avec de l'eau de mer renforcée ou de la saumure.

D'après nous, au puits Macondo, on a dû faire circuler la boue avant de fixer ou d'établir ce bouchon de ciment. Cette barrière a donc été enlevée. La deuxième barrière aurait alors été l'obturateur de sécurité. Or, pour une raison quelconque, il n'a pas fonctionné. Nous ignorons pourquoi ou quel mécanisme est en cause. On a fait des hypothèses selon lesquelles le système de commande pourrait être en cause, mais le véhicule télécommandé aurait dû être en mesure de l'activer une fois rendu sur place. La société a enclenché toutes les bonnes manettes, mais il était toujours impossible d'activer le mécanisme.

Ainsi, nous savons qu'il y a eu une défaillance quelconque du BOP, mais nous ne savons pas ce que c'était. Nous ne le saurons pas tant et aussi longtemps que le BOP n'aura pas été récupéré.

**M. Richard Harris:** Il semble que l'on a oublié une étape que vous auriez...

**M. Max Ruelokke:** En effet, nous croyons que c'est le cas. Cependant, je le répète, il s'agit seulement de ce que nous avons entendu. Nous n'avons pas de preuves concrètes.

**M. Richard Harris:** D'accord.

Tout à l'heure, quelqu'un a dit que ce mécanisme de sécurité devrait être efficace — je ne me souviens plus duquel il s'agit. En ce qui concerne ces différents mécanismes, a-t-on mené des tests essentiels, dans des conditions auxquelles on peut s'attendre dans la vraie vie?

**M. Max Ruelokke:** Je vais m'en remettre à Jeff. Je sais qu'il est en contact avec notre ingénieur des travaux dans le puits actuel, qui a été témoin de certains tests.

**M. Jeff Bugden:** Merci, monsieur le président.

L'un des principes de base est d'avoir au minimum deux barrières de puits pour arrêter l'écoulement à n'importe quel moment. Il faut dire que la barrière de puits n'est considérée comme telle qu'après avoir été testée et vérifiée.

La réglementation sur le forage stipule clairement qu'il faut deux barrières de puits pour les travaux relatifs aux puits. Les lignes directrices donnent plus de détails et expliquent clairement ce qu'il faut faire exactement pour tester les barrières pour qu'elles soient efficaces.

Nous avons décidé, pour ce qui est des barrières en particulier, de nous conformer à une norme de l'industrie norvégienne, la norme D-010 NORSOK qui décrit très clairement les attentes liées aux barrières de puits durant toutes les phases des travaux. Ce que nous attendons des exploitants, c'est qu'il y ait deux barrières de puits qui ont été vérifiées et testées séparément. Nous tenons à nous assurer que, durant toutes les phases des travaux, allant du forage jusqu'à l'achèvement du puits, des procédures, des mécanismes et des politiques soient en vigueur pour vérifier les barrières.

Le BOP est l'un des éléments essentiels. Le BOP est lui-même doté d'un certain nombre de mécanismes et de barrières. Il se compose de trois mâchoires à fermeture sur tiges, d'une mâchoire de sécurité à cisaillement et de ce qui est appelé dans le secteur une super mâchoire de sécurité à cisaillement capable de découper du matériel tubulaire de grand diamètre à haute résistance. Les barrières de puits sont vérifiées à l'aide d'une méthode systématique d'essai de pression du BOP; ce concept s'applique à toutes les barrières de puits. Elle doivent être testées et leur fonctionnement doit être vérifié pour pouvoir être utilisées et deux barrières doivent être tout le temps en place. Il y a une tolérance zéro à cet égard.

• (1005)

**Le président:** Merci, monsieur Harris.

Je remercie tous les témoins du premier groupe pour leurs exposés et d'avoir répondu aux questions en si peu de temps. Je crois que le comité devra être plus réaliste à l'avenir, soit nous inviterons moins de témoins soit nous leur consacrerons plus de temps. Nous en discuterons.

Merci à tous d'être venus.

Nous allons faire une pause d'environ deux minutes avant d'entendre le deuxième groupe de témoins.

• \_\_\_\_\_ (Pause) \_\_\_\_\_

•

• (1010)

**Le président:** Nous reprenons nos travaux.

Nous accueillons maintenant quatre personnes ou groupes. Je vais présenter les personnes ou les groupes de témoins dans l'ordre dans lequel ils sont inscrits dans l'ordre du jour.

Nous commencerons par M. William Adams, un chercheur scientifique qui comparait à titre personnel.

Allez-y, s'il vous plaît, monsieur Adams.

**M. William Adams (chercheur scientifique, à titre personnel):** Merci, monsieur le président.

Monsieur le président, membres du comité, dans les années 1970, en tant que chercheur pour le ministère de l'Environnement, j'ai participé à une série d'études nommées « projet de la mer de Beaufort » dans le cadre de laquelle étaient effectuées des recherches approfondies sur le climat et les incidences possibles de la pollution par les hydrocarbures dans l'Arctique. Il semble que d'autres activités d'exploration et de production du pétrole soient à nouveau envisagées et les probabilités d'un déversement important ou d'une éruption qui relâcherait du pétrole dans ce régime arctique de glace et d'eau sont donc de plus en plus élevées.

Je voudrais également souligner que le projet de loi C-3 qui étend la juridiction du Canada à 200 milles marins au large des côtes, augmente considérablement la zone à surveiller ainsi que les coûts et la difficulté liée aux activités de nettoyage en cas de déversement de pétrole qui sont maintenant la responsabilité du Canada.

Je suis le président sortant du Conseil consultatif sur les sciences appliquées à la défense, qui travaille à une étude commanditée par le ministère de la Défense nationale sur les besoins d'infrastructure pour les activités accrues des Forces canadiennes dans l'Arctique canadien. Ce conseil envisage également une approche pangouvernementale et tente d'évaluer le potentiel d'initiatives d'infrastructures collaboratives avec les communautés du Nord. Je mentionne cela seulement pour vous donner une idée de mes antécédents.

Le résultat de mes premières études, qui entraient dans le cadre du projet de la mer de Beaufort de 1970, portait sur les incidences physiques et biologiques du plus important déversement expérimental de pétrole brut sur de la glace marine à ce jour. Je veux aider le comité à comprendre les risques associés au forage dans les eaux couvertes de glace ainsi que les règlements et les périodes qui pourraient convenir aux autorisations liées à un tel type de forage. Mon mémoire, qui n'a malheureusement pas été traduit à temps, donne quelques indications du projet de la mer de Beaufort. C'est le genre de document que vous devriez avoir. Il s'agit de résumés succincts au nombre de cinq et disponibles auprès de Pêches et Océans. Il y a 42 rapports techniques, que je vais résumer ici.

Nous avons étudié l'effet du pétrole sur la fonte de la glace marine au printemps, ainsi que sur les organismes qui vivent dans la glace, sous la glace et sur celle-ci. Nous avons aussi étudié les répercussions du pétrole sur la réflectivité de la glace, c'est-à-dire l'albédo de la glace marine contaminée par le pétrole. Cela permet de mesurer la quantité de radiations solaires absorbées comparativement à celles qui sont réfléchies par la surface. Nous nous demandions si la glace marine contaminée par du pétrole à la suite d'une grosse éruption pouvait avoir une incidence sur le climat en influençant la couche de glace dans l'océan Arctique d'année en année.

Les expériences sur le terrain consistaient à déverser huit fois du pétrole brut chaud, 36 barils par déversement, sous deux mètres de glace de rive. Puis, nous avons suivi le comportement de ce pétrole brut jusqu'au printemps et durant l'année suivante jusqu'à la fonte de la glace de rive qui se produit, bien sûr, chaque année. Chaque déversement se faisait à l'intérieur d'un barrage flottant de 800 pieds de diamètre bien ancré dans la glace, de sorte que la pénétration moyenne du pétrole brut dans la zone contaminée était de un centimètre.

Les images qui suivent donnent une idée de ce que nous avons fait. La première montre que l'expérience a été faite dans la mer de Beaufort dans un endroit appelé Balaena Bay près du cap Parry, à l'est d'Inuvik et de Tuk. Vous pouvez voir qu'il s'agit d'une baie fermée avec une petite ouverture sur la mer de Beaufort. Cet endroit a été choisi pour des raisons de sécurité car si nous voulions le boucher, nous serions en mesure de le faire. Le déversement a été fait dans ce petit coin de la baie et consistait de huit zones entourées de barrages flottants sous lesquelles du pétrole brut était pompé.

Voilà à quoi ça ressemblait au printemps. Vous pouvez voir les huit zones entourées par des barrages flottants et le pétrole brut qui commence à émerger.

Cela se passait en juin, donc la fonte avait déjà commencé. Il est possible d'éliminer en partie le pétrole en l'enflammant, et au mois de juin nous avons commencé à essayer de le brûler. Le pétrole peut être enflammé quand il commence à émerger au printemps, mais très vite après avoir été exposé à l'atmosphère et au soleil, les molécules les plus légères se dispersent et on ne peut plus le brûler. De grandes surfaces peuvent aussi être contaminées par les particules de suie noire provenant de la combustion.

Le pétrole émerge dans les canaux à saumure. La glace marine est une matière très complexe qui comporte des canaux par lesquels le pétrole monte à la surface.

Vous pouvez voir ici la suie dans une zone de combustion. Il y a beaucoup de particules de suie qui se propagent à des centaines et des centaines de mètres du site, même quand il n'y a pas beaucoup de vent.

•(1015)

Celle-ci montre une diatomée marine qui est un organisme au coeur de la chaîne alimentaire du milieu marin. Nous l'avons étudiée et avons constaté divers changements, que leur nombre croissait et qu'elles étaient plus variées en présence de pétrole. Nous avons aussi remarqué un grand développement d'algues dans les étangs de fonte dans la zone de pétrole comparativement à la zone de contrôle. Voici une image qui donne une idée de ce à quoi ça ressemble sur la glace.

Et voici une indication de l'emplacement de la glace de rive. Vous pouvez voir une zone de cisaillement active entre la glace de rive, c'est-à-dire la glace qui fond chaque année et reste stable durant l'hiver, et une zone de transition, où il y a de la glace pluriannuelle et un peu de glace de l'année, puis il y a la banquise, qui est une sorte de tourbillon océanique qui se déplace dans la direction que j'indique, après l'île Banks et le rivage canadien.

Seulement pour donner un exemple qui illustre ce à quoi la glace ressemble, cette image montre de la glace de l'année, une zone active contenant de la glace pluriannuelle qui a souvent des crêtes et donc la possibilité de rayer le fonds océanique, puis la banquise, la glace pluriannuelle. Cette glace peut avoir une épaisseur de 10 pieds et se reforme tous les 10 ans en congelant à partir du bas et en fondant à la surface. C'est un système très dynamique.

Voilà, c'était une petite leçon sur la glace de l'Arctique.

Ces essais, les plus importants faits avec du vrai pétrole brut, ont été menés sans le gaz naturel qui accompagne habituellement le pétrole durant une éruption et nous ne pouvons donc pas voir les grandes bulles de gaz qui se forment sous la glace dans ce cas-là. Ce qui aurait des incidences considérables sur le développement de la situation.

Nous sommes arrivés à la conclusion fondamentale que la glace de rive contaminée par le pétrole fond plus rapidement au printemps et favorise des processus biologiques différents de ceux présents

dans la glace marine normale. Deuxièmement, toute modélisation physique, qui ne tiendrait pas compte des réponses biologiques inattendues du pétrole et des produits de combustion que nous avons vues durant ces expériences, ne pourra pas prévoir l'effet d'une éruption de pétrole sur la dynamique du régime de la glace marine dans l'Arctique. C'est-à-dire que les systèmes biologiques peuvent être un processus déterminant dans l'étude des effets du pétrole sur l'environnement et le climat.

**Le président:** Monsieur Adams, vous en êtes à sept minutes et demie. Nous devons limiter la durée des exposés à sept ou sept minutes et demie au maximum. Il faudra que vous...

•(1020)

**M. William Adams:** Bon, je résume alors.

**Le président:** Malheureusement, le reste de vos informations doit être communiqué en répondant aux questions.

**M. William Adams:** Je voudrais dire une dernière chose.

**Le président:** Très bien, allez-y très rapidement.

**M. William Adams:** Premièrement, je recommande de faire plus de recherches pour évaluer le degré de risque.

Deuxièmement, je recommande un moratoire pour ne pas faire de forage ni dans la glace de rive ni dans des zones à eau peu profonde jusqu'à ce que nous ayons la capacité technologique et les connaissances scientifiques requises pour cela. Nos connaissances actuelles ne sont pas suffisantes pour faire des forages profonds dans les eaux libres de glace et certainement pas pour risquer de forer dans les eaux profondes recouvertes d'une grosse épaisseur de glace dans l'Arctique.

**Le président:** Merci beaucoup, monsieur Adams.

Nous passons au deuxième témoin, M. Don Herring, président de la Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors.

Allez-y, je vous en prie, et veuillez, s'il vous plaît, à ce que votre exposé ne dépasse pas sept minutes. Merci.

**M. Don Herring (président, Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors):** Certainement.

La CAODC représente 45 entrepreneurs en forage et 72 opérateurs d'installation d'entretien et de réparation qui travaillent dans un peu plus de 800 installations de forage et plus de 1 000 plates-formes de maintenance dans tout le Canada. Cinq de ces plates-formes de forage se trouvent actuellement dans le Canada atlantique et sont exploitées par trois compagnies. À notre connaissance, aucun forage n'est prévu pour le moment dans les eaux nordiques du Canada ou sur la côte ouest.

La CAODC se réjouit de l'occasion de donner son point de vue au comité suite à l'éruption et la perte tragique de vies dans le golfe du Mexique. Comme l'Association canadienne des producteurs pétroliers vous l'a dit, dans son mémoire du 13 mai, la production de pétrole et de gaz provenant des réserves marines du Canada jouera un rôle important pour répondre à la demande du Canada en hydrocarbures dans les décennies à venir. Aujourd'hui, près de 12 p. 100 du pétrole brut canadien provient du Canada atlantique.

Les entrepreneurs en forage, la compagnie de pétrole et de gaz — l'exploitant, dans notre langage — est l'entité qui assume la responsabilité globale des opérations au large des côtes. Elle loue aux gouvernements la zone de forage et présente des plans détaillés aux organismes de réglementation, et aussi où et comment le puits sera foré, tubé, cimenté et achevé, et ce, en se fondant sur son interprétation des données propriétaires. Une fois les plans approuvés et tous les permis délivrés, les entrepreneurs...

**Le président:** Je vous prie de m'excuser, monsieur Herring, mais quelqu'un invoque le Règlement.

Madame Brunelle.

[Français]

**Mme Paule Brunelle:** L'interprète a dit que le texte est lu trop rapidement. On n'a pas le texte. On est incapable d'interpréter.

[Traduction]

**Le président:** Monsieur Herring, comme vous l'avez entendu, on trouve que vous parlez un peu trop rapidement. Je sais que vous avez des contraintes de temps, mais l'interprète ne peut pas vous suivre. Pourriez-vous parler un peu moins vite?

**M. Don Herring:** Certainement, monsieur le président.

L'exploitant — la compagnie de pétrole et de gaz — est le directeur général des activités. Il a pour tâche, entre autres, de choisir l'entrepreneur en forage et il fournit une installation de forage et une équipe. L'exploitant peut engager tous les autres sous-traitants qui fournissent des services spécialisés, notamment la cimentation, le tubage, ce genre de services. De manière générale, la seule tâche de l'entrepreneur en forage est de forer, de placer le train de tiges ou les tiges de forage dans le fond océanique, en suivant les directives de la compagnie pétrolière. Nous avons des installations de forage haut de gamme et une équipe bien formée.

**Le président:** Nous venons d'avoir quelques problèmes avec l'interprétation, mais je crois qu'ils ont été réglés. Veuillez poursuivre.

**M. Don Herring:** Au sujet de la formation des équipes de forage, au Canada, les entrepreneurs en forage mettent l'accent sur la formation et les programmes d'assurance de la compétence qui ont été élaborés et mis en oeuvre de manière efficace en vue d'atténuer les risques. L'équipe a reçu une formation au niveau des procédures bien contrôlées dans des installations bien contrôlées et certifiées au Canada atlantique ou dans des installations équivalentes en Norvège, au Royaume-Uni ou aux États-Unis.

Au Canada, les installations sont certifiées par Enform, l'association de la sécurité pour le secteur amont de l'industrie pétrolière et gazière. Les normes rigoureuses d'Enform ont été établies et sont maintenues à l'installation de classe internationale située à Nisku, en Alberta. Ce qui est unique dans cette installation, c'est qu'elle abrite les rares simulateurs de puits au monde. Il y a 40 ans que les entrepreneurs canadiens du Canada atlantique collaborent avec la compagnie pétrolière et l'organisme de réglementation. À titre d'entrepreneurs, nous travaillons avec diligence pour identifier les risques et les comprendre.

En ce qui concerne l'intervention en cas de déversement, les équipes de plates-formes ont suivi une formation sur le Plan d'urgence du navire contre la pollution par les hydrocarbures et sur un système de gestion de l'environnement. Le programme est axé sur les déversements qui se produisent dans la plate-forme de forage. Le programme comprend des exercices effectués tous les 90 jours afin de se familiariser avec les équipements, notamment le confinement à

haut risque, les soupapes d'arrêt et les données techniques du système.

Le plan de secours de la compagnie pétrolière prend en compte les équipes de forage ainsi que les autres sous-traitants qui doivent avoir un contrat en vigueur avec une organisation d'intervention en cas de déversement homologué, comme la Société d'intervention maritime, Est du Canada Ltée. L'intervention en cas de déversement se fait à trois niveaux, et je suis sûr que mes collègues de la Société d'intervention maritime, Est du Canada Ltée en parleront en détail. Essentiellement, le premier niveau est le contrôle au large des côtes; le deuxième est basé à terre, et cela inclut la Société d'intervention maritime, Est du Canada Ltée qui respecte une norme norvégienne, m'a-t-on dit; le troisième niveau est un programme international qui ressemble au programme d'intervention en cas de déversement de pétrole de Southampton, en Angleterre. L'ACPP, des exploitants et les entrepreneurs participants peuvent vous fournir les détails relatifs à ces niveaux.

Pour conclure, les entrepreneurs canadiens en forage font partie de l'équipe qui travaille sur une plate-forme en mer. Nous oeuvrons, en collaboration avec tous les exploitants et les organismes de réglementation, à l'atténuation des risques de déversement ou d'accident. Au Canada, très peu d'incidents de forage se sont déclarés au cours des 50 dernières années. Ces résultats sont dus à une réglementation efficace accompagnée de progrès technologiques et de la mise en oeuvre de pratiques exemplaires dans la gestion et l'exploitation.

Merci, monsieur le président.

• (1025)

**Le président:** Merci beaucoup, monsieur Herring, de ne pas avoir dépassé le temps alloué.

Nous passons maintenant au prochain témoin: James Carson, président et directeur général de la Société d'intervention Maritime, Est du Canada.

Allez-y, s'il vous plaît, monsieur Carson.

**M. James Carson (président et directeur général, Société d'intervention Maritime, Est du Canada):** Merci beaucoup, monsieur le président.

Bonjour. Comme le président l'a dit, je me nomme Jim Carson et je suis président et directeur général de la SIMEC.

J'aimerais vous donner ce matin un bref aperçu du régime canadien d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures et de la SIMEC en particulier.

Le réseau actuel, composé de quatre organismes d'intervention financés et gérés par le secteur privé, améliore considérablement les capacités du Canada en matière d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures en milieu marin. Ce réseau est le résultat de nombreuses consultations et négociations entre les industries du pétrole et du transport, des groupes environnementaux, la Garde côtière canadienne et Environnement Canada.

Le régime en place permet d'améliorer les capacités d'intervention grâce aux employés à temps plein, aux entrepreneurs qualifiés, à l'équipement d'intervention de pointe, aux stratégies d'intervention prédéterminées élaborées en collaboration avec des organismes gouvernementaux et au moyen d'équipement mis en place dans les centres d'intervention.

Chaque centre d'intervention peut améliorer sa capacité d'intervention en utilisant son inventaire ainsi que de l'équipement et du personnel d'intervention supplémentaires provenant des autres centres. Les entrepreneurs en intervention fournissent du personnel, des services et de l'équipement supplémentaires au besoin.

Les quatre organismes d'intervention dont est composé le réseau sont financés et gérés par le secteur privé. Les coûts sont assumés par les industries du pétrole et du transport qui nécessitent les services d'un organisme d'intervention.

La SIMEC est l'un des quatre organismes d'intervention accrédités auprès de la Direction de la sécurité maritime de Transports Canada en tant qu'organisme d'intervention en vertu de la Loi sur la marine marchande du Canada. En tant qu'organisme d'intervention accrédité, la SIMEC peut conclure des ententes avec les navires et les installations de manutention d'hydrocarbures qui doivent se conformer à la loi canadienne.

Notre mission consiste à maintenir un état de préparation à l'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures en milieu marin conforme aux dispositions législatives et capable d'intervenir concrètement, à un prix abordable pour nos membres. Nous cherchons aussi à offrir des services de préparation à l'intervention à valeur ajoutée à tous nos membres et à assumer un rôle de leader dans la préparation à l'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures au sein de la communauté dans son ensemble.

La SIMEC est une entreprise privée dont le rôle consiste à offrir sur demande des services d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures en milieu marin à une partie responsable, à la Garde côtière canadienne ou à tout autre organisme gouvernemental responsable. La gestion opérationnelle, l'équipement d'intervention spécialisé et le personnel d'exécution font partie de ces services d'intervention.

La SIMEC utilise une version du Système de commandement des interventions appelée le Système de gestion des déversements comme outil de gestion de ses activités d'intervention en cas de déversement. Le SGD est conçu pour satisfaire aux exigences d'intervention dans le cadre législatif canadien. Il permet à l'équipe de gestion du déversement de la SIMEC de gérer les opérations d'intervention depuis le mode « urgence » jusqu'au mode « projet ». Le SGD est un processus structuré permettant à l'équipe de gestion du déversement d'assumer ses responsabilités pendant l'intervention initiale et la phase tactique, tout en se concentrant sur la transition vers la phase stratégique de l'intervention.

La zone géographique d'intervention de la SIMEC couvre toutes les eaux navigables au sud du 60° parallèle pour toutes les provinces du Canada, à l'exception de la Colombie-Britannique ainsi que des régions de Saint John, au Nouveau-Brunswick, et de Point Tupper, en Nouvelle-Écosse. Le siège social de la SIMEC est situé à Ottawa, et l'entreprise exploite six centres d'intervention dotés de personnel: à Sarnia, en Ontario; à Montréal, au Québec; à Québec; à Sept-Îles et à Halifax. La superficie moyenne de nos entrepôts est de 16 000 pieds carrés, et le plus grand est situé à St. John's, à Terre-Neuve, avec une superficie de 36 000 pieds carrés.

La corporation a établi un format standard et elle a élaboré 32 plans d'intervention pour la zone géographique d'intervention de la SIMEC. Chacune de nos trois régions a établi un calendrier pour revoir et mettre à jour les plans d'intervention tous les trois ans.

La SIMEC est propriétaire d'équipements d'intervention spécialisés en cas de déversement, et elle adjuge des contrats à des entrepreneurs, des consultants et des spécialistes en intervention en cas de déversement. La SIMEC a aussi conclu des accords d'aide

mutuelle avec les deux organismes d'intervention de la côte Est ainsi qu'avec celui de la Colombie-Britannique, sur la côte Ouest.

La SIMEC est aussi membre du Global Response Network, une collaboration entre sept organismes internationaux d'intervention en cas de déversement importants financés par l'industrie pétrolière, dont la mission consiste à mettre en valeur la coopération et à maximiser l'efficacité des services d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures partout dans le monde.

● (1030)

La SIMEC compte 38 employés à temps plein, en plus d'environ 520 entrepreneurs et conseillers en intervention, dont 470 reçoivent une formation annuelle. Dans la région des Grands Lacs, nous avons environ 70 entrepreneurs et 20 conseillers régionaux. Au Québec et dans les Maritimes, nous employons approximativement 260 entrepreneurs et 30 conseillers régionaux. À Terre-Neuve, nous avons environ 70 entrepreneurs et 10 conseillers régionaux. Nous comptons aussi 10 conseillers à l'échelle nationale.

L'entreprise effectue annuellement un certain nombre d'opérations et d'exercices sur table obligatoires, comme l'exigent les plans d'intervention qu'elle a présentés à Transports Canada à des fins d'accréditation. L'équipement entretenu dans un état d'intervention comprend ce qui suit: un barrage flottant — 60 000 mètres ou 200 000 pieds; des récupérateurs — nous avons plus de 100 types différents; des navires — plus de 100 types différents; du stockage en piscine — 16 000 tonnes; et puis, bien sûr, nous avons les divers appareils connexes pour pouvoir utiliser l'équipement ci-dessus.

En conclusion, la SIMEC a été mise sur pied en 1995 en raison des changements apportés à la Loi sur la marine marchande du Canada dans la foulée du rapport Brander-Smith. Elle constitue l'exemple d'un gouvernement et d'une industrie qui, en collaborant, ont réussi à élaborer et à mettre sur pied un régime canadien d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures économique, efficace et qui répond aux besoins des Canadiens depuis les 15 dernières années.

J'ai aussi inclus une carte qui montre l'emplacement des six centres d'intervention de la SIMEC, ainsi que ceux des trois autres organismes.

Merci beaucoup, monsieur le président.

**Le président:** Merci beaucoup, monsieur Carson, de votre respect du temps alloué et de votre déclaration très utile.

Notre dernier témoin de la journée est M. Craig Stewart, directeur du programme de l'Arctique du Fonds mondial pour la nature du Canada.

Allez-y, s'il vous plaît, monsieur Stewart; vous avez jusqu'à sept minutes.

[Français]

**M. Craig Stewart (directeur, Programme de l'Arctique, Fonds mondial pour la nature (Canada)):** Mesdames et messieurs, merci de l'occasion que vous nous donnez de nous présenter devant vous ce matin. La plateforme pétrolière Deep Water Horizon exploitée par BP a explosé et coulé dans le golfe du Mexique le 20 avril. Il s'agissait d'une plateforme de forage exploratoire.



*[Traduction]*

S'il y a une bonne nouvelle relativement au déversement d'hydrocarbures qui a suivi, c'est que les intervenants d'urgence ont disposé d'un mois complet pour essayer de contenir le pétrole avant qu'il n'atteigne la côte de la Louisiane, ainsi que les marais et les refuges fauniques écosensibles qui s'y trouvent. Évidemment, ils n'ont pas réussi. Toutefois, la seule raison pour laquelle ils ont bénéficié d'une certaine période de grâce est l'existence d'un processus réglementaire exhaustif qui détermine s'il est possible de forer, ainsi que, le cas échéant, où et comment forer. La concession ne se trouvait pas dans une zone écosensible.

J'attire votre attention sur le tableau 1 qui se trouve dans les documents que je vous ai remis. Dans l'Arctique, le Groenland, la Norvège et les États-Unis ont tous des processus réglementaires qui régissent à la fois l'étape de la concession, c'est-à-dire l'autorisation de programmes de forage et l'emplacement des activités de forage, et l'étape de l'exploration, c'est-à-dire la façon de forer. De son côté, le processus réglementaire de l'ONE commence seulement à mi-chemin, soit à l'étape de l'exploration.

*[Français]*

Il y a deux semaines, les membres du comité ont demandé à des témoins d'expliquer les différences entre les processus réglementaires canadiens et les processus réglementaires américains. Permettez-moi de répondre à cette question.

• (1035)

*[Traduction]*

La carte 1 montre les concessions allouées à Shell dans la partie américaine de la mer de Beaufort, ainsi que les concessions récemment allouées à BP dans la partie canadienne de la mer de Beaufort. Ces concessions sont séparées l'une de l'autre d'une distance d'environ 400 kilomètres, mais des années-lumière séparent les deux pays en ce qui a trait aux processus réglementaires qui régissent leur emplacement et l'exploration qu'on y fait.

Je n'aborderai pas ici l'étape de l'exploitation; je vais parler uniquement d'exploration, car c'est à ces fins risquées que la plateforme Deepwater Horizon était utilisée au moment où elle a explosé. Aux États-Unis, le processus ayant mené à la délivrance d'un permis à Shell est entièrement réglementé en vertu de la National Environmental Protection Act.

Ce processus a vu le jour en 2003, lorsque le Mineral Management Service, ou le MMS, envisageait de permettre d'effectuer du forage d'exploration à certains endroits au large de la côte de la mer de Beaufort. L'énoncé des incidences environnementales régionales en quatre volumes produit par le MMS déterminait s'il était souhaitable que des concessions soient allouées; quel type de concession serait préférable d'une perspective environnementale et socioculturelle; quelles seraient les conséquences environnementales de l'allocation de concessions; et quelle serait la trajectoire probable d'un déversement d'hydrocarbures compte tenu des courants, des vents dominants et des formes de relief.

Le MMS a aussi mené une analyse exhaustive des risques qui détaillait la probabilité et les répercussions d'un déversement d'hydrocarbures dans la mer de Beaufort. À ce point-ci, il avait décidé si et où des activités de forage pouvaient être autorisées. L'année suivante, le MMS a créé la concession numéro 195 et a adapté son évaluation environnementale à l'échelle locale, produisant ainsi ce document.

Shell a acquis les droits à un éventail de parcelles très précises en 2005 — elles se trouvent sur la carte — et la compagnie a soumis un

plan d'exploration dans lequel elle expliquait comment elle proposait forer. En 2007, elle a produit une autre évaluation environnementale opérationnelle en fonction des activités qu'elle proposait.

Aussi en 2007, Shell a déposé un plan de prévention des déversements et de mesures d'urgence lié à l'exploration régionale, suivi en 2009 d'un plan d'intervention complet en cas de déversement d'hydrocarbures. Tous les processus en place aux États-Unis sont transparents et permettent une consultation publique complète. De plus, les documents qui en résultent relèvent du domaine public.

Nous devons mentionner que Shell a utilisé l'ensemble des données environnementales compilées par le MMS en 2003 et 2004 pour produire les documents simplifiés qui ont été déposés conformément à la réglementation.

Examinons maintenant ce qui se passe du côté du Canada. Le processus canadien ayant mené à la délivrance d'un permis d'exploration à BP a été déclenché au printemps 2007 par un processus de désignation lancé par Affaires indiennes et du Nord Canada. En partant de cartes produites dans le cadre de désignations passées, on a consulté les Inuvialuits des collectivités locales et d'autres ministères, puis, avec les résultats ainsi obtenus, une demande de désignations industrielles pour des zones de concession a été lancée à l'automne 2007.

Une fois que les entreprises ont désigné les zones qui les intéressent, AINC utilise un outil novateur de gestion de l'environnement et des ressources pétrolières qui contient des cartes indiquant les habitats d'espèces comme l'ours polaire, le phoque annelé et la baleine boréale, leur niveau de sensibilité à des déversements d'hydrocarbures, ainsi que le potentiel géologique pour déterminer si les avantages économiques possibles l'emportent sur les risques environnementaux. Cela semble toujours être le cas. Le processus n'est pas documenté, alors j'utiliserai en fait le guide de l'utilisateur y afférent en guise de documentation.

Des appels d'offres ont été préparés et lancés en février 2008. Quatre mois plus tard, soit au début de juin, les soumissions cachetées ont été ouvertes et la concession a été allouée au plus offrant, en l'occurrence à BP. Avant la publication des appels d'offres, le processus canadien d'allocation de concessions n'est pas réglementé et est laissé à la discrétion du ministre.

C'est grâce à ce processus que BP se voit délivrer son permis d'exploration, qui représente une relation contractuelle selon laquelle l'entreprise s'engage à dépenser le montant de son offre, soit 1,2 milliard de dollars, à l'intérieur d'une période de cinq ans pour forer son premier puits d'exploration. Or, à ce stade-ci, la décision cruciale à savoir si le forage sera autorisé et à quel endroit a déjà été prise.

Entre maintenant en scène l'ONE, dont le processus régit comment l'exploration doit se faire.

Disons pour être juste que BP n'a pas eu le temps de franchir toutes les étapes du processus de l'ONE; j'utiliserai donc plutôt des documents de la société Devon. Cette compagnie a cherché du pétrole au large des côtes de la mer de Beaufort et a découvert un gisement en 2007.

En vertu de la Loi sur les opérations pétrolières au Canada, l'ONE exige une liste d'approbations qu'il définit comme étant des autorisations de programme de forage. Il faut notamment élaborer un plan de sécurité, un plan d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures et un plan de protection de l'environnement. L'ONE mène également un examen environnemental préalable. Parmi toutes ces exigences, la plus exhaustive était l'évaluation environnementale, comme celle-ci, préparée par Devon.

Les Inuvialuit gèrent aussi un processus d'examen environnementaux préalables distinct, et le document déposé par Devon dans le cadre de ce processus n'était qu'une version réduite de celui-ci. Cette évaluation exhaustive ressemble peut-être au document préparé par Shell en 2007, mais celle de Devon est la dernière de son genre, car elles ne sont plus exigées au Canada.

BP élaborera un plan d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures. J'aurais recours à sa place au plan dressé par Devon, mais au Canada, ces plans sont confidentiels et ne peuvent être consultés par le public. Nous savons néanmoins que le pire scénario envisagé par Devon était une éruption qui prendrait sept jours à obtenir.

• (1040)

**Le président:** Monsieur Stewart, vos sept minutes tirent à leur fin. Vous allez devoir résumer en 30 secondes, s'il vous plaît, afin que nous passions aux questions. Merci.

**M. Craig Stewart:** D'accord.

Cette défaillance est bien connue de l'appareil bureaucratique fédéral. Au cours des trois dernières années, les bureaucrates ont mis au point un processus nommé le Programme d'évaluation environnementale régionale de Beaufort, qui serait analogue, voire supérieure, au processus mené par le MMS en 2003. Les Inuvialuits l'ont appuyé, tout comme l'industrie, nous-mêmes et les ministères fédéraux. Or, dans son budget de 2010, le gouvernement a éliminé le programme.

WWF soutient qu'à elle seule, une enquête de l'ONE ne peut régler ces questions, qui vont au-delà de sa compétence actuelle. L'ONE se trouve dans une position potentiellement intenable lorsqu'un contrat de forage d'un puits, d'une valeur de 1,2 milliard de dollars, est accordé en l'absence de réglementation avant même que l'office n'intervienne conformément à la réglementation.

Le Canada doit se doter d'un ensemble cohérent de règlements qui protègent notre environnement, nos collectivités côtières, ainsi que nos industries. Si l'ONE n'est pas en mesure de chorégraphier un tel processus inclusif à l'échelle nationale, une commission d'enquête temporaire doit alors être nommée pour relever les normes canadiennes en matière de surveillance de la gestion des ressources pétrolière et gazières au large des côtes, et ce, au moins jusqu'au niveau fixé par le Conseil de l'Arctique en 2009. Comme nous l'avons constaté, la réglementation américaine s'est avérée inadéquate pour prévenir une catastrophe majeure, et notre réglementation est moins contraignante que celle mise en place par les Américains.

**Le président:** Merci beaucoup à tous nos témoins de leurs déclarations.

Nous allons passer tout de suite aux questions et commentaires. Nous avons environ quatre minutes chacun. M. Regan sera le premier à intervenir, suivi de M. Tonks s'il reste du temps.

Allez-y, monsieur Regan.

**L'hon. Geoff Regan:** À ce sujet, monsieur le président, je ne crois pas que ce soit là ce que le Règlement prévoit. Nous devrions revenir sur ce point, lors de la prochaine séance peut-être, pour discuter des

décisions que nous avons prises par rapport au temps et à la façon dont il est alloué.

Merci beaucoup aux témoins d'être ici aujourd'hui.

Monsieur Adams, premièrement, avez-vous mentionné au cours de votre déclaration ce que vous avez trouvé sur le plan de la réflectivité? Vous avez employé un autre terme. Deuxièmement, en vous fondant sur vos recherches, pourriez-vous nous dire en quelques phrases quelles seraient les répercussions d'un déversement d'hydrocarbures majeur — ou, pour reprendre vos expressions, d'une fuite ou d'une éruption — dans ces eaux?

**M. William Adams:** Premièrement, la présence de pétrole et d'activité biologique réduit grandement la réflectivité de la glace et une quantité beaucoup plus grande d'énergie est absorbée par le soleil, ce qui accélère la fonte des glaces.

Deuxièmement, la principale conclusion que nous tirons de nos travaux relativement aux déversements de pétrole, c'est qu'en cas d'une explosion majeure semblable à celle survenue dans le golfe qui, d'après les experts indépendants, a atteint jusqu'à 70 000 barils par jour — notre analyse était fondée sur une explosion de 1 000 barils par jour —, en raison des conditions dans la mer de Beaufort, nous ne pourrions vraisemblablement pas remédier à la situation pendant au moins un an, voire plus, si nous ne pouvons pas mettre en place un puits de secours à cause de la condition des glaces au cours de la deuxième année.

Essentiellement, dans l'éventualité d'une explosion dans la mer de Beaufort ou dans l'Arctique, plus particulièrement dans la région où l'on retrouve des banquises en mouvement, notre base de connaissances ne nous permet pas de prédire ce qui arriverait. En revanche, d'après ce que nous avons vu en ce qui a trait à l'évolution de l'albédo, il se peut qu'une explosion majeure puisse avoir de graves répercussions sur la stabilité des glaces marines, ce qui pourrait avoir un effet considérable sur le climat.

**Le président:** On vous écoute, monsieur Tonks. Vous avez deux minutes.

**M. Alan Tonks (York-Sud—Weston, Lib.):** Merci, monsieur le président.

Je répugne le cadre de réglementation qui, comme vous l'avez souligné, monsieur Stewart, n'est pas suffisamment exhaustif, si on le compare à ceux des États-Unis, de la Norvège et d'autres pays. Nous n'avons pas à explorer ce sujet pour l'heure, si ce n'est pour dire qu'en dépit des régimes contraignants qui sont en place, nous sommes aux prises avec cette terrible catastrophe dans le golfe.

Dans votre réponse, monsieur Herring, vous avez dit que les États-Unis ont environ 200 000 pieds de flèche. On parle de plusieurs milles de flèche. Cette situation sévit. Bref, à mon avis, la population s'attend à ce que nous prenions les bonnes décisions. En rétrospective, d'après vous, lorsque le forage est permis dès le début, les régimes législatifs et d'intervention devraient-ils prévoir la mise en place simultanée d'une installation de forage de secours pour que si les mesures de prévention d'explosion ne fonctionnent pas — et elles n'ont pas fonctionné, et ce, malgré le régime en place aux États-Unis —, il y aura toujours une mesure de sécurité parallèle?

En ce qui a trait aux coûts, à l'heure actuelle, ils sont excessivement élevés par rapport à ce qui était prévu avant l'incident survenu dans le golfe. Ce que je veux savoir, c'est si vous accepteriez l'aménagement d'un puits de secours après qu'on ait décidé d'autoriser le forage en tant que mesure gouvernementale appropriée.

M. Herring pourrait peut-être répondre, ou quelqu'un d'autre.

•(1045)

**Le président:** Allez-y, monsieur Herring.

**M. Don Herring:** Je pense, monsieur, que nous aimerions connaître les résultats de l'incident dans le golfe avant de prendre des décisions au sujet de ce que nous devrions faire. Je pense qu'il y a de toute évidence des leçons importantes que nous pouvons tirer de cet exercice.

Les témoins précédents vous ont dit ce qui se passe à Terre-Neuve et en Nouvelle-Écosse. C'est certainement là où nous avons tiré la plupart de nos leçons au cours des 40 dernières années, et nous pensons que la réglementation et les procédures opérationnelles ont très bien résisté à l'épreuve du temps.

**Le président:** Merci, monsieur Tonks.

Nous allons maintenant entendre Mme Brunelle; vous avez quatre minutes.

Allez-y.

[Français]

**Mme Paule Brunelle:** Merci, monsieur le président.

Bonjour, messieurs.

Monsieur Stewart, il est question de l'ouverture d'une nouvelle zone à des activités pétrolières et de l'exploration dans le tableau de comparaison des exigences réglementaires en matière de forage en mer en vigueur au Canada, aux États-Unis, au Groenland et en Norvège, que vous nous soumettez. Parmi ces pays, y en a-t-il un qui, selon vous, est un modèle exemplaire qu'on devrait suivre?

[Traduction]

**M. Craig Stewart:** Dans les quatre pays, c'est le régime de la Norvège qui est le plus solide. Toutefois, le Conseil de l'Arctique a établi des lignes directrices qu'il a publiées l'an dernier, et aucun des pays n'a vraiment respecté les normes qu'il a fixées. La réglementation du Canada est parmi les plus faibles et celle de la Norvège est la plus solide.

Je dirais que la Norvège pourrait vraisemblablement être un exemple à suivre, mais nous devons placer la barre plus haute, compte tenu de la possibilité d'une catastrophe dans l'Arctique et de ses répercussions éventuelles. Nous devons fixer la barre plus haute.

[Français]

**Mme Paule Brunelle:** Il me semble que c'est assurément sur le plan environnemental que le Canada a une faiblesse. L'évaluation environnementale n'existe pas au moment de l'ouverture d'une nouvelle zone.

Cela serait-il lié à ce que vous nous avez dit: « Avant que les appels d'offres ne soient émis, le processus canadien d'allocation de concessions n'est pas réglementé et laissé à la discrétion du ministre. » et « [...] la décision cruciale à savoir si le forage sera autorisé et où il sera autorisé a déjà été prise. »?

Y a-t-il un lien entre ces deux choses?

[Traduction]

**M. Craig Stewart:** Merci pour la question.

Nous croyons que la relation entre le début non réglementé du processus et le risque subséquent est très forte. Si l'on regarde la carte 2 — je n'en ai pas parlé, mais elle se trouve dans la trousse d'information —, vous verrez que les concessions pour le pétrole et le gaz sont très vastes comparativement aux concessions bien précises allouées aux États-Unis, et ces concessions empiètent directement sur les zones écosensibles.

Par conséquent, dans l'éventualité d'une explosion et d'un déversement, on n'aurait presque pas de temps pour nettoyer avant que les torts causés à l'environnement aient eu lieu, contrairement à ce qui s'est passé dans le golfe, où l'on a disposé d'un mois. Nous croyons que le fait qu'il y ait une discrétion ministérielle et qu'il n'y ait aucune entité de... ou aucun document au début pour veiller à ce que les concessions soient placées dans des zones appropriées a pour conséquence directe qu'un plus grand nombre de concessions sont allouées sans que l'on fasse preuve de la diligence voulue.

•(1050)

[Français]

**Mme Paule Brunelle:** Merci.

Monsieur Adams, j'apprécie vos travaux et j'aurai sûrement le plaisir de les lire.

Vous analysez les conséquences du déversement sur les glaces. J'ai l'impression que l'on ne peut pas prévoir les conséquences de l'ampleur de tout ça, et c'est pourquoi vous nous dites qu'on doit évaluer le degré de risque et imposer un moratoire en attendant.

Selon vous, où en sont ces recherches? Ce moratoire devrait-il être long? Les recherches n'en sont-elles qu'au début? Êtes-vous plusieurs à faire ce genre de recherches?

[Traduction]

**M. William Adams:** Merci pour votre question.

Je tiens simplement à préciser que je ne fais pas de recherches actives à l'heure actuelle. Je présente des renseignements sur le plus grand déversement jamais effectué à titre expérimental et certains des résultats obtenus dans les années 1970. Des travaux sont actuellement menés au Canada, mais à plus petite échelle que ceux réalisés dans la mer de Beaufort.

Je crois qu'il devrait y avoir un moratoire, car si on regarde les concessions pétrolières dans la mer de Beaufort, elles englobent certainement la zone où l'on retrouve des banquises en mouvement. Je crois que le forage dans cette zone serait très risqué. Je ne suis pas d'accord par contre pour que le moratoire inclut la région des glaces de rive, où l'on mène des activités de forage de façon sécuritaire depuis bien des années. Il existe des techniques pour forer sans danger dans cette région, mais je ne crois pas que ce serait sécuritaire ni qu'il vaudrait la peine de courir le risque, si jamais une explosion survenait dans la zone des banquises en mouvement dans la mer de Beaufort.

J'approuve tout à fait ce qu'a dit l'un des intervenants au comité pour ce qui est du processus. Mais des programmes sont mis en oeuvre en Norvège à l'heure actuelle. Je pense que les Norvégiens se vantent d'avoir dépensé 10 millions de dollars. Nous avons consacré quelque 50 millions à ce programme dans les années 1970, en dollars actuels; c'était donc un programme d'envergure. Il a été interrompu aux alentours de 1978, malheureusement, bien que l'Institut de Bedford dispose d'un programme de recherche sur le pétrole dans l'Arctique. Les chercheurs ont beaucoup de mal à obtenir l'autorisation de déverser quelques barils de pétrole. Nous en avons déversés beaucoup dans le cadre de nos essais, et un programme semblable devrait être mené et devrait rester en place. Je crois qu'il s'agit d'un processus très important pour comprendre le régime entre le pétrole et les glaces avant de pouvoir évaluer les risques.

**Le président:** Merci, monsieur Adams.

Merci, madame Brunelle.

Monsieur Cullen, la parole est à vous.

**M. Nathan Cullen:** Merci, monsieur le président.

Merci à nos témoins.

Je veux parler du partenariat pour la mer de Beaufort entre l'industrie, l'Inuvialuit et vous. Le projet a été soumis au gouvernement il y a de cela plus d'un an, et voici ce qu'il en est: les Inuits, les groupes environnementaux et l'industrie disent tous que c'est ce que nous devons faire.

Qu'est-il advenu du projet depuis, monsieur Stewart?

**M. Craig Stewart:** Il s'agit d'un partenariat entre l'Inuvialuit, le ministère des Pêches et des Océans, un certain nombre d'autres ministères fédéraux, les gouvernements du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest, l'APCC et le WWF.

Nous avons tous convenu qu'un processus réglementaire plus solide était nécessaire et qu'il faut faire preuve de beaucoup plus de diligence au départ. Nous avons donc mis au point un plan de gestion intégrée pour le partenariat pour la mer de Beaufort. Il a été approuvé par tous les ministères, tous les participants. Il a été déposé en juin 2009 et il n'a toujours pas été financé ni autorisé. Il est toujours entre les mains de la ministre des Pêches et des Océans et le dossier n'a pas progressé.

**M. Nathan Cullen:** Voilà ce qu'il en est en ce moment à cet égard: c'est entre les mains du gouvernement.

Je veux parler d'une des critiques formulées à propos de ce qui s'est produit dans le golfe, selon laquelle la British Petroleum a pu faire l'impasse sur certaines normes environnementales, qu'elle a reçu la permission de contourner les règles en quelque sorte, qu'il s'agissait d'un puits d'exploration. C'est ce qu'elle a fait, et je crois que les Américains ont maintenant des regrets.

En 2005, nous avons passé au Canada d'une évaluation environnementale plus intensive des puits d'exploration à un processus d'examen. N'applique-t-on pas simplement la leçon que la BP a tirée à toute l'industrie au Canada? Est-ce que je me trompe?

• (1055)

**M. Craig Stewart:** Non, vous avez raison. En 2005, nous avions un règlement qui exigeait, en vertu de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale, la tenue d'une évaluation environnementale exhaustive. Cela ressemblait à ce que Shell a fait en 2007 et à ce que la BP a omis de faire — ce pour quoi elle a reçu un passe-droit — dans le golfe du Mexique. La controverse qu'a suscitée ce passe-droit est en partie ce qui a causé la division du Service de gestion des minéraux, comme l'a annoncé le secrétaire Salazar.

Ironiquement, en 2005, nous avons aboli complètement l'exigence imposée à l'industrie partout au pays. Devon a dû passer par là. Nous n'avons plus du tout besoin de cette étape.

**M. Nathan Cullen:** Je trouve cela curieux en raison de cette concurrence pour déterminer qui dispose du meilleur cadre réglementaire. Les responsables de la réglementation nous disent que le Canada est plus fort que les États-Unis. Il est peut-être le plus fort au monde.

Mais quand une entreprise va de l'avant avec la construction d'un puits d'exploration, ce qui comporte des conséquences et des risques que nous comprenons tous, la norme est moins rigoureuse qu'elle ne l'était en 2005, même si nous aménageons des puits plus profonds et plus risqués. Je pense que c'est la tendance que nous essayons de comprendre.

Je veux m'adresser brièvement à M. Herring. Durant la période des questions, je crois, vous avez dit vouloir savoir ce qui s'est passé dans le golfe avant que des décisions soient prises. L'industrie dit,

« Ne nous réglemez pas à outrance et ne réagissez pas de manière excessive ». C'est une des demandes de l'industrie.

Nous ne savons pas encore ce qui s'est passé dans le golfe, comme vous l'avez dit. Ne serait-il pas sage pour ce qui est de la sécurité des travailleurs et de la gérance de l'environnement de découvrir d'abord ce qui s'est produit dans le golfe avant d'accorder plus de concessions, avant d'autoriser plus de forage en eau profonde? Cela ne s'inscrit-il pas dans la même lignée que votre déclaration? Comme nous ne savons pas ce qui s'est passé, soyons prudents et vigilants.

**Le président:** Je vous prierais d'être très bref, monsieur Herring, dans la mesure du possible.

**M. Don Herring:** Votre question porte-t-elle sur l'Arctique ou la côte Est? Car il y a une différence, à mon avis.

**M. Nathan Cullen:** Parlons plus précisément de la côte Est d'abord, puisque c'est surtout de cette région qu'on a parlé.

Vous avez dit que nous ne savons pas encore ce qui est arrivé, que nous ne voulons pas prendre des décisions avant de le savoir. Mais à l'heure actuelle, nous forons des puits beaucoup plus profonds, ce qui signifie plus de pression. Ne serait-il pas prudent d'examiner ce qui est arrivé dans le golfe, l'erreur qui a causé l'incident — équipement défectueux ou peu importe — avant de poursuivre le projet?

**M. Don Herring:** En fait, le forage du puits en question est en cours. Les procédures en place et les expériences dont nous avons été témoins jusqu'à présent indiquent que nous pouvons forer au Canada de façon sécuritaire et efficace. J'imagine que si nous commençons à examiner d'autres zones, plus particulièrement celles dont le contexte est complètement différent, notamment les eaux libres de la mer de Beaufort, nous serons alors peut-être saisis d'un problème différent.

Nous tirerons certainement des leçons de l'incident survenu dans le golfe du Mexique. Mais surtout, si nous avons des procédures en place qui ont fait leurs preuves — parce que nous les avons mises à l'essai et que nous savons qu'elles fonctionnent —, alors la question qui s'impose est la suivante: Pourquoi nous arrêtons-nous? Il s'agissait d'un accident tragique. Nous ne savons pas si les responsables ont suivi les procédures qu'ils étaient censés suivre. S'ils l'ont fait, je ne suis pas vraiment... Je ne veux pas m'avancer davantage, car je ne sais tout simplement pas ce qui s'est passé.

**Le président:** Merci, messieurs Herring et Cullen.

Monsieur Anderson, nous vous écoutons.

**M. David Anderson (Cypress Hills—Grasslands, PCC):** Merci, monsieur le président.

J'aimerais me concentrer sur le nettoyage. Aux États-Unis, il semble y avoir un certain cafouillage bureaucratique, c'est le moins qu'on puisse dire, entourant le nettoyage. Comment notre système est-il différent à cet égard? Si vous vous retrouvez dans une situation comme celle-ci, quel est votre rôle? À quel moment intervenez-vous? Vous occupez-vous de la bureaucratie et de ce genre de choses?

**M. James Carson:** Merci de la question.

La SIMEC, comme je l'ai mentionné, est une entreprise de gestion, mais nous avons de l'équipement spécialisé et des opérateurs qualifiés qui peuvent déployer et utiliser l'équipement. En cas de déversement de pétrole, nous travaillons directement pour la partie responsable — autrement dit, le pollueur.

Nous désignerions une équipe et un gestionnaire chargés de l'intervention en cas de déversement. À partir des évaluations, nous aurions recours à l'équipement et aux ressources nécessaires. Pendant tout le processus, comme je l'ai dit, c'est le pollueur qui tient les rênes.

**M. David Anderson:** Pas plus tard que ce matin, on nous a dit que les responsables de la réglementation ont l'occasion ou le droit de prendre la situation en main à un moment donné. Les Américains discutent actuellement de ce point.

• (1100)

**M. James Carson:** C'est exact.

**M. David Anderson:** Vous continueriez de travailler pour la personne responsable des opérations?

**M. James Carson:** Oui.

**M. David Anderson:** Je ne pense pas qu'il nous reste encore beaucoup de temps, alors je vais m'arrêter ici.

**Le président:** Merci beaucoup, monsieur Anderson.

Merci à tous d'être venus aujourd'hui. Les renseignements que vous avez fournis et vos réponses aux questions, quoique brèves, ont été très utiles. Le comité décidera de l'orientation à suivre à un autre moment.

Je vous remercie tous énormément.

La séance est levée.

---





**POSTE  MAIL**

Société canadienne des postes / Canada Post Corporation

Port payé

Postage paid

**Poste-lettre**

**Lettermail**

**1782711  
Ottawa**

*En cas de non-livraison,  
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à :*  
Les Éditions et Services de dépôt  
Travaux publics et Services gouvernementaux Canada  
Ottawa (Ontario) K1A 0S5

*If undelivered, return COVER ONLY to:*  
Publishing and Depository Services  
Public Works and Government Services Canada  
Ottawa, Ontario K1A 0S5

Publié en conformité de l'autorité  
du Président de la Chambre des communes

### PERMISSION DU PRÉSIDENT

---

Il est permis de reproduire les délibérations de la Chambre et de ses comités, en tout ou en partie, sur n'importe quel support, pourvu que la reproduction soit exacte et qu'elle ne soit pas présentée comme version officielle. Il n'est toutefois pas permis de reproduire, de distribuer ou d'utiliser les délibérations à des fins commerciales visant la réalisation d'un profit financier. Toute reproduction ou utilisation non permise ou non formellement autorisée peut être considérée comme une violation du droit d'auteur aux termes de la *Loi sur le droit d'auteur*. Une autorisation formelle peut être obtenue sur présentation d'une demande écrite au Bureau du Président de la Chambre.

La reproduction conforme à la présente permission ne constitue pas une publication sous l'autorité de la Chambre. Le privilège absolu qui s'applique aux délibérations de la Chambre ne s'étend pas aux reproductions permises. Lorsqu'une reproduction comprend des mémoires présentés à un comité de la Chambre, il peut être nécessaire d'obtenir de leurs auteurs l'autorisation de les reproduire, conformément à la *Loi sur le droit d'auteur*.

La présente permission ne porte pas atteinte aux privilèges, pouvoirs, immunités et droits de la Chambre et de ses comités. Il est entendu que cette permission ne touche pas l'interdiction de contester ou de mettre en cause les délibérations de la Chambre devant les tribunaux ou autrement. La Chambre conserve le droit et le privilège de déclarer l'utilisateur coupable d'outrage au Parlement lorsque la reproduction ou l'utilisation n'est pas conforme à la présente permission.

---

On peut obtenir des copies supplémentaires en écrivant à : Les  
Éditions et Services de dépôt  
Travaux publics et Services gouvernementaux Canada  
Ottawa (Ontario) K1A 0S5  
Téléphone : 613-941-5995 ou 1-800-635-7943  
Télécopieur : 613-954-5779 ou 1-800-565-7757  
publications@tpsgc-pwgsc.gc.ca  
<http://publications.gc.ca>

Aussi disponible sur le site Web du Parlement du Canada à  
l'adresse suivante : <http://www.parl.gc.ca>

Published under the authority of the Speaker of  
the House of Commons

### SPEAKER'S PERMISSION

---

Reproduction of the proceedings of the House of Commons and its Committees, in whole or in part and in any medium, is hereby permitted provided that the reproduction is accurate and is not presented as official. This permission does not extend to reproduction, distribution or use for commercial purpose of financial gain. Reproduction or use outside this permission or without authorization may be treated as copyright infringement in accordance with the *Copyright Act*. Authorization may be obtained on written application to the Office of the Speaker of the House of Commons.

Reproduction in accordance with this permission does not constitute publication under the authority of the House of Commons. The absolute privilege that applies to the proceedings of the House of Commons does not extend to these permitted reproductions. Where a reproduction includes briefs to a Committee of the House of Commons, authorization for reproduction may be required from the authors in accordance with the *Copyright Act*.

Nothing in this permission abrogates or derogates from the privileges, powers, immunities and rights of the House of Commons and its Committees. For greater certainty, this permission does not affect the prohibition against impeaching or questioning the proceedings of the House of Commons in courts or otherwise. The House of Commons retains the right and privilege to find users in contempt of Parliament if a reproduction or use is not in accordance with this permission.

---

Additional copies may be obtained from: Publishing and  
Depository Services  
Public Works and Government Services Canada  
Ottawa, Ontario K1A 0S5  
Telephone: 613-941-5995 or 1-800-635-7943  
Fax: 613-954-5779 or 1-800-565-7757  
publications@tpsgc-pwgsc.gc.ca  
<http://publications.gc.ca>

Also available on the Parliament of Canada Web Site at the  
following address: <http://www.parl.gc.ca>