

SENATE



SÉNAT

CANADA

First Session
Forty-first Parliament, 2011-12-13

Première session de la
quarante et unième législature, 2011-2012-2013

*Proceedings of the Standing
Senate Committee on*

*Délibérations du Comité
sénatorial permanent de l'*

ENERGY,
THE ENVIRONMENT
AND NATURAL
RESOURCES

ÉNERGIE, DE
L'ENVIRONNEMENT
ET DES RESSOURCES
NATURELLES

Chair:
The Honourable RICHARD NEUFELD

Président :
L'honorable RICHARD NEUFELD

Tuesday, February 12, 2013
Thursday, February 14, 2013

Le mardi 12 février 2013
Le jeudi 14 février 2013

Issue No. 37

Fascicule n° 37

Fifth and sixth meetings on:

The current state of the safety elements of
the bulk transport of hydrocarbon products in Canada

Cinquième et sixième réunions concernant :

L'état actuel de la sécurité du transport en vrac
des hydrocarbures au Canada

WITNESSES:
(See back cover)

TÉMOINS :
(Voir à l'endos)

STANDING SENATE COMMITTEE
ON ENERGY, THE ENVIRONMENT
AND NATURAL RESOURCES

The Honourable Richard Neufeld, *Chair*

The Honourable Grant Mitchell, *Deputy Chair*
and

The Honourable Senators:

Baker, P.C.	Massicotte
Brown	Patterson
* Cowan	Ringuette
(or Tardif)	Seidman
Johnson	Sibbeston
Lang	Wallace
* LeBreton, P.C.	
(or Carignan)	
* Ex officio members	
(Quorum 4)	

COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT
DE L'ÉNERGIE, DE L'ENVIRONNEMENT
ET DES RESSOURCES NATURELLES

Président : L'honorable Richard Neufeld

Vice-président : L'honorable Grant Mitchell
et

Les honorables sénateurs :

Baker, C.P.	Massicotte
Brown	Patterson
* Cowan	Ringuette
(ou Tardif)	Seidman
Johnson	Sibbeston
Lang	Wallace
* LeBreton, C.P.	
(ou Carignan)	
* Membres d'office	
(Quorum 4)	

MINUTES OF PROCEEDINGS

OTTAWA, Tuesday, February 12, 2013
(61)

[*English*]

The Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources met this day, at 5:01 p.m., in room 257, East Block, the chair, the Honourable Richard Neufeld, presiding.

Members of the committee present: The Honourable Senators Brown, Johnson, Lang, Massicotte, Mitchell, Neufeld, Patterson, Ringuette, Seidman, Sibbeston and Wallace (11).

Other senator present: The Honourable Senator McCoy (1).

In attendance: Marc LeBlanc and Sam Banks, Analysts, Parliamentary Information and Research Service, Library of Parliament.

Also in attendance: The official reporters of the Senate.

Pursuant to the order of reference adopted by the Senate on Wednesday, November 28, 2012, the committee continued its examination on the current state of the safety elements of the bulk transport of hydrocarbon products in Canada. (*For complete text of the order of reference, see proceedings of the committee, Issue No. 34.*)

WITNESSES:

Spectra Energy Transmission West:

Al Ritchie, Vice-President, Operations (by videoconference).

TransCanada:

David Chittick, Director, Pipe Integrity;

Don Wishart, Senior Operations and Major Projects Advisor.

The chair made an opening statement.

Mr. Ritchie made a statement and answered questions.

At 5:57 p.m., the committee suspended.

At 6:03 p.m., the committee resumed.

The chair made a statement.

Mr. Wishart made a statement and, together with Mr. Chittick, answered questions.

At 7:04 p.m., the committee adjourned to the call of the chair.

ATTEST:

PROCÈS VERBAUX

OTTAWA, le mardi 12 février 2013
(61)

[*Traduction*]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui, à 17 h 1, dans la salle 257 de l'édifice de l'Est, sous la présidence de l'honorable Richard Neufeld.

Membres du comité présents : Les honorables sénateurs Brown, Johnson, Lang, Massicotte, Mitchell, Neufeld, Patterson, Ringuette, Seidman, Sibbeston et Wallace (11).

Autre sénateur présent : L'honorable sénateur McCoy (1).

Également présents : Marc LeBlanc et Sam Banks, analystes, Service d'information et de recherche parlementaires, Bibliothèque du Parlement.

Aussi présents : Les sténographes officiels du Sénat.

Conformément à l'ordre de renvoi adopté par le Sénat, le mercredi 28 novembre 2012, le comité poursuit son étude sur l'état actuel de la sécurité du transport en vrac des hydrocarbures au Canada. (*Le texte complet de l'ordre de renvoi figure au fascicule n° 34 des délibérations du comité.*)

TÉMOINS :

Spectra Energy Transmission West

Al Ritchie, vice-président, Opérations (par vidéoconférence).

TransCanada :

David Chittick, directeur, Intégrité des gazoducs;

Don Wishart, conseiller principal, Opérations et grands projets.

Le président fait une déclaration d'ouverture.

M. Ritchie fait une déclaration et répond aux questions

À 17 h 57, le comité suspend ses travaux.

À 18 h 3, le comité reprend ses travaux.

Le président fait une déclaration.

M. Wishart fait une déclaration et répond aux questions, avec l'aide de M. Chittick.

À 19 h 4, le comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation de la présidence.

ATTESTÉ :

OTTAWA, Thursday, February 14, 2013
(62)

[English]

The Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources met this day, at 8:02 a.m., in room 257, East Block, the chair, the Honourable Richard Neufeld, presiding.

Members of the committee present: The Honourable Senators Brown, Johnson, Lang, Massicotte, Mitchell, Neufeld, Patterson, Ringuette, Seidman and Wallace (10).

In attendance: Marc LeBlanc and Sam Banks, Analysts, Parliamentary Information and Research Service, Library of Parliament.

Also in attendance: The official reporters of the Senate.

Pursuant to the order of reference adopted by the Senate on Wednesday, November 28, 2012, the committee continued its examination on the current state of the safety elements of the bulk transport of hydrocarbon products in Canada. (*For complete text of the order of reference, see proceedings of the committee, Issue No. 34.*)

WITNESSES:

Government of Saskatchewan:

Kent Campbell, Deputy Minister, Ministry of the Economy (by video conference);

Ed Dancsok, Assistant Deputy Minister, Ministry of the Economy (by video conference);

Todd Han, Director, Petroleum Development, Ministry of the Economy (by video conference).

Energy Resources Conservation Board:

Cal Hill, Acting Chief Operating Officer (by video conference);

Tom Pesta, Senior Advisor, Technical Operations (by video conference);

Mark Miller, Acting Field Operations Manager (by video conference).

The chair made an opening statement.

Mr. Campbell made a statement and, together with Mr. Dancsok and Mr. Han, answered questions.

At 8:58 a.m., the committee suspended.

At 9:03 a.m., the committee resumed.

The chair made a statement.

Mr. Hill made a statement and, together with Mr. Pesta and Mr. Miller, answered questions.

OTTAWA, le jeudi 14 février 2013
(62)

[Traduction]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui, à 8 h 2, dans la salle 257 de l'édifice de l'Est, sous la présidence de l'honorable Richard Neufeld.

Membres du comité présents : Les honorables sénateurs Brown, Johnson, Lang, Massicotte, Mitchell, Neufeld, Patterson, Ringuette, Seidman et Wallace (10).

Également présents : Marc LeBlanc et Sam Banks, analystes, Service d'information et de recherche parlementaires, Bibliothèque du Parlement.

Aussi présents : Les sténographes officiels du Sénat.

Conformément à l'ordre de renvoi adopté par le Sénat, le mercredi 28 novembre 2012, le comité poursuit son étude sur l'état actuel de la sécurité du transport en vrac des hydrocarbures au Canada. (*Le texte complet de l'ordre de renvoi figure au fascicule n° 34 des délibérations du comité.*)

TÉMOINS :

Gouvernement de la Saskatchewan :

Kent Campbell, sous-ministre, ministère de l'Économie (par vidéoconférence);

Ed Dancsok, sous-ministre adjoint, ministère de l'Économie (par vidéoconférence);

Todd Han, directeur, Exploitation pétrolière, ministère de l'Économie (par vidéoconférence).

Energy Resources Conservation Board :

Cal Hill, chef intérimaire de l'exploitation (par vidéoconférence);

Tom Pesta, conseiller supérieur, Opérations techniques (par vidéoconférence);

Mark Miller, chef intérimaire, Opérations sur le terrain (par vidéoconférence);

Le président fait une déclaration d'ouverture.

M. Campbell fait une déclaration et répond aux questions, avec l'aide de MM Dancsok et Han.

À 8 h 58, le comité suspend ses travaux.

À 9 h 3, le comité reprend ses travaux.

Le président fait une déclaration.

M. Hill fait une déclaration et répond aux questions, avec l'aide de MM. Pesta et Miller.

At 9:56 a.m., the committee adjourned to the call of the chair.

À 9 h 56, le comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation de la présidence.

ATTEST:

ATTESTÉ :

La greffière du comité,

Lynn Gordon

Clerk of the Committee

EVIDENCE

OTTAWA, Tuesday, February 12, 2013

The Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources met this day at 5:01 p.m. to study the current state of the safety elements of the bulk transport of hydrocarbon products in Canada.

Senator Richard Neufeld (*Chair*) in the chair.

[*English*]

The Chair: Welcome to this meeting of the Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources. My name is Richard Neufeld. I represent the province of British Columbia in the Senate and I am chair of this committee. I would like to welcome all honourable senators and any members of the public with us in the room and viewers all across the country who are watching on television.

I will now ask the senators who are members of the committee to introduce themselves from around the table. I will first introduce our deputy chair, Senator Grant Mitchell, from Alberta.

Senator Ringuette: Pierrette Ringuette, New Brunswick.

Senator Massicotte: Paul Massicotte, Montreal.

Senator Brown: Bert Brown from Alberta.

Senator Lang: Dan Lang, Yukon.

Senator Wallace: John Wallace, New Brunswick.

Senator Johnson: Janis Johnson, Manitoba.

Senator Seidman: Judith Seidman, from Montreal, Quebec.

The Chair: I would also like to take this opportunity to introduce our clerk, Lynn Gordon, and our two Library of Parliament analysts, Marc LeBlanc and Sam Banks.

On November 28, 2012, our committee was authorized by the Senate to initiate a study on the safe transportation of hydrocarbons in Canada. The study will examine and compare domestic and international regulatory regimes, standards and best practices relating to the safe transport of hydrocarbons by transmission pipelines, marine tanker vessels and railcars. The committee has held four meetings to date on this study.

In the first portion of our meeting this evening we welcome, from Spectra Energy Transmission West, Mr. Al Ritchie, Vice-President, Operations. Mr. Ritchie is coming to us via video conference from my hometown in Fort St. John. Maybe Mr. Ritchie can tell us what the weather was like today. I think it was mild, but I might be wrong. There are some people here from New Brunswick who experienced some snow over the weekend.

We look forward to your presentation, as always, Mr. Ritchie. It is great to see you. It is all yours.

TÉMOIGNAGES

OTTAWA, le mardi 12 février 2013

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui, à 17 h 1, pour étudier l'état actuel de la sécurité du transport en vrac des hydrocarbures au Canada.

Le sénateur Richard Neufeld (*président*) occupe le fauteuil.

[*Traduction*]

Le président : Bienvenue à la séance du comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles. Je m'appelle Richard Neufeld. Je représente la province de la Colombie-Britannique au Sénat, et je préside le comité. J'aimerais souhaiter la bienvenue à tous les honorables sénateurs et à tous les membres du public qui sont parmi nous dans la salle, ainsi qu'aux téléspectateurs partout au pays qui nous regardent à la télévision.

Je vais maintenant demander aux sénateurs membres du comité de se présenter à tour de rôle. Je vais d'abord vous présenter notre vice-président, le sénateur Grant Mitchell, de l'Alberta.

La sénatrice Ringuette : Pierrette Ringuette, Nouveau-Brunswick.

Le sénateur Massicotte : Paul Massicotte, Montréal.

Le sénateur Brown : Bert Brown de l'Alberta.

Le sénateur Lang : Dan Lang, Yukon.

Le sénateur Wallace : John Wallace, Nouveau-Brunswick.

Le sénateur Johnson : Janis Johnson, Manitoba.

La sénatrice Seidman : Judith Seidman, de Montréal, au Québec.

Le président : J'aimerais également profiter de l'occasion pour présenter notre greffière, Lynn Gordon, et nos deux analystes de la Bibliothèque du Parlement, Marc LeBlanc et Sam Banks.

Le 28 novembre 2012, notre comité a été autorisé par le Sénat à entreprendre une étude de la sécurité du transport des hydrocarbures au Canada. Il examinera et comparera les régimes de réglementation, les normes et les pratiques exemplaires appliqués au Canada et à l'étranger relativement au transport sécuritaire des hydrocarbures au moyen de pipelines, de navires pétroliers et de trains. Jusqu'à maintenant, le comité a consacré quatre séances à cette étude.

Pendant la première partie de notre séance de ce soir, nous accueillons un représentant de Spectra Energy Transmission West, M. Al Ritchie, vice-président des Opérations. M. Ritchie communique avec nous par vidéoconférence, à partir de ma ville natale, Fort St. John. M. Ritchie peut peut-être nous dire quel temps il faisait là-bas aujourd'hui. Je pense qu'il faisait doux, mais je peux me tromper. Certaines personnes ici présentes viennent du Nouveau-Brunswick, où il a neigé ce week-end.

Comme toujours, monsieur Ritchie, nous sommes impatients d'entendre votre exposé, et nous sommes heureux de vous voir. La parole est à vous.

Al Ritchie, Vice-President, Operations, Spectra Energy Transmission West: Thank you very much, Mr. Chair and distinguished senators. The weather here today is very mild for northeast B.C., so we are enjoying the break in the weather. I am the Vice-President of Operations for Western Canada for Spectra Energy.

At Spectra, we are committed to the safety of our employees, our contractors and the communities in which we operate. Safety is the principle that guides our work at Spectra every day.

I would like to thank the committee for the opportunity to speak to you on these important issues. I would like to touch on four areas: a very brief overview of Spectra Energy; talk about the safety culture that exists at Spectra Energy; speak about the construction, operation and maintenance of our Spectra facilities; and talk about our operations management system.

You may be familiar with Spectra Energy. We are partners with British Gas Canada on a major 4.2 billion cubic foot per day pipeline project. This new pipeline project, if constructed, will run from northeast B.C. to the Port of Prince Rupert. At Prince Rupert the gas will be cooled and condensed into liquefied natural gas for export. The project is in the early development stages and a final investment decision by the partners will be made in early 2015.

Spectra Energy and its predecessor company, Westcoast, have been safely operating the major pipeline and natural gas processing plant facilities in B.C. since 1957. In fact, Spectra is the largest processor of natural gas in Canada. It may be of interest that the first exports of natural gas to the United States flowed through Spectra B.C. pipelines.

At Spectra, we are focused on ensuring that a culture of safety exists. Our goal is to have highly engaged employees working every day towards a zero injury and a zero work-related injury culture. We build, operate and maintain our facilities with the objective of preventing the release of hazardous products from our pipelines and facilities. We track our safety performance daily and report incidents daily. We manage a safety tracker on our company portal visible for all employees. All incidents are communicated to the workforce, regardless of whether or not they result in a safety incident. We report and discuss safety performance and safety incidents with our senior management monthly and at each board meeting.

Al Ritchie, vice-président, Opérations, Spectra Energy Transmission West : Merci beaucoup, monsieur le président, merci, chers sénateurs. Aujourd'hui, le temps était très doux ici, comparativement aux températures enregistrées habituellement dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Le temps s'est donc éclairci. Je suis vice-président des Opérations de l'Ouest canadien, à Spectra Energy.

À Spectra, nous nous soucions de la sécurité de nos employés, de nos entrepreneurs et des collectivités dans lesquelles nous exerçons nos activités. La sécurité est le principe qui oriente chaque jour notre travail à Spectra.

J'aimerais remercier le comité de l'occasion qui m'est donnée de vous parler de ces importants enjeux. Dans le cadre de mon témoignage, j'aimerais aborder les quatre sujets suivants. Je vais d'abord vous donner un très bref aperçu de Spectra Energy. Ensuite je vous parlerai de la culture de sécurité à Spectra Energy, de la construction, de l'exploitation et de l'entretien de nos installations, puis de notre système de gestion des opérations.

Il se peut que vous connaissiez déjà Spectra Energy. En partenariat avec British Gas Canada, nous montons un projet majeur de construction d'un réseau de pipelines capable de transporter quotidiennement 4,2 milliards de pieds cubes d'hydrocarbures. Si on le construit, le nouveau réseau de pipelines relira le nord-est de la Colombie-Britannique au port de Prince Rupert. À Prince Rupert, le gaz naturel sera refroidi et condensé sous forme de gaz naturel liquéfié à des fins d'exportation. Le projet en est encore à ses débuts, et les partenaires prendront la décision définitive d'investir ou non, au début de 2015.

Spectra Energy et la société qui l'a précédée, c'est-à-dire Westcoast, exploitent de manière sécuritaire les installations majeures d'un réseau de pipelines et d'une usine de traitement de gaz naturel depuis 1957. En fait, Spectra est la plus importante entreprise de traitement de gaz naturel au Canada. Vous serez peut-être intéressés de savoir que les premières exportations de gaz naturel vers les États-Unis ont été acheminées au moyen du réseau de pipelines de Spectra en Colombie-Britannique.

À Spectra, nous nous préoccuons avant tout de garantir l'existence d'une culture de sécurité. Notre but est d'avoir des employés très coopératifs qui s'emploient quotidiennement à éliminer les accidents qui entraînent des blessures et à favoriser une culture visant à abolir les accidents de travail. Nous construisons, exploitons et entretenons nos installations de manière à prévenir les déversements de produits dangereux occasionnés par nos pipelines et nos installations. Nous suivons tous les jours l'évolution de notre rendement en matière de sécurité, et nous signalons quotidiennement les incidents. Nous gérons un indicateur de sécurité qui est affiché sur le portail de notre société, à la vue de tous les employés. Tous les incidents sont communiqués à notre main-d'œuvre, qu'ils entraînent une menace pour la sécurité ou non. Une fois par mois et au cours de chaque réunion du conseil, nous rendons compte de notre rendement en matière de sécurité et des incidents liés à la sécurité à nos cadres supérieurs, et nous en discutons avec eux.

We very much recognize the importance of the continued trust of the communities in which we operate for the sustainability of our business and our industry. Our pipelines are designed and constructed using the latest pipeline construction technologies, methods and materials with the goal of meeting or exceeding current regulations and standards. During the three phases involved in building a pipeline — pre-construction, construction and post-construction — we apply quality management protocols, stringent materials and system integrity testing, comprehensive stakeholder engagement practices, and social and environmental stewardship practices.

As an example, as part of our gas transmission system in B.C., we recently completed a 24-kilometre section of 42-inch pipeline. This was the final component of a \$400 million pipeline expansion project in this area. During this project, we held 33 weekly safety meetings designed to engage the entire construction crew. These meetings, along with top-tier safety practices on site, resulted in over 250,000 man hours being worked without a single medical aid or lost-time injury.

Spectra has a long-standing record of operating transmissions, pipelines and gathering plants in a safe and reliable manner. In its support of the importance of safety, Spectra invests close to \$790 million annually across North America in maintenance and pipeline integrity programs to ensure the safe, reliable and environmentally responsible operations of our facilities.

Spectra is committed to operating and maintaining its pipeline system in a manner that complies with the requirements of CSA Standard Z662 and the National Energy Board Onshore Pipeline Regulations. At every stage of the pipeline life cycle, we take explicit and deliberate efforts to ensure that the pipelines are fit for service.

Our pipeline system was constructed over a period of almost 50 years. It includes pipe with diameters ranging from 3.5 inches to 42 inches. As a result, our pipeline integrity management program has to be flexible to accommodate the range of construction standards and material specifications, the range of operating environments and the ongoing influx of new data and information about our system.

Periodic examination is carried out to ensure our Pipeline Integrity Management Program takes advantage of improved technologies and that the program utilizes the best set of prevention, detection and mitigation activities that are available.

Nous sommes tout à fait conscients de l'importance de conserver la confiance des collectivités dans lesquelles nous exerçons nos activités pour assurer la viabilité de notre entreprise et de notre industrie. Nos pipelines sont conçus et construits à l'aide des technologies, des méthodes et des matériaux de construction de pipelines les plus avancés, dans le but de respecter les normes et les règlements actuels ou de dépasser leurs exigences. Au cours des trois étapes liées à la construction d'un pipeline, soit l'étape préalable à sa construction, celle de la construction en tant que telle et celle qui suit la construction, nous observons des protocoles de gestion de la qualité, nous mettons à l'essai l'intégrité des matériaux et des systèmes, et nous appliquons des pratiques globales de mobilisation des intervenants et de gérance environnementale et sociale.

Par exemple, pour compléter notre système de transmission de gaz naturel de la Colombie-Britannique, nous avons récemment achevé une section de 24 kilomètres composée de pipelines de 42 pouces. C'était la dernière composante d'un projet d'expansion de 400 millions de dollars dans cette région. Au cours du projet, nous avons tenu 33 réunions hebdomadaires sur la sécurité conçues pour faire participer l'équipe de construction au complet. Grâce à ces réunions et à l'application sur le terrain de pratiques de sécurité de premier plan, nos employés ont travaillé plus de 250 000 heures-personnes sans subir une seule blessure nécessitant des soins médicaux ou entraînant des pertes de temps.

Spectra a, depuis longtemps, la réputation d'exploiter des réseaux de transmissions, des pipelines et des systèmes de collecte de gaz d'une manière sécuritaire et fiable. Pour appuyer l'importance de la sécurité, Spectra investit annuellement près de 790 millions de dollars dans des programmes d'entretien et de vérification de l'intégrité des pipelines, mis en œuvre partout en Amérique du Nord, afin de garantir que nos installations sont exploitées d'une manière sécuritaire, fiable et respectueuse de l'environnement.

Spectra est résolue à exploiter et à entretenir ses systèmes de pipelines d'une façon qui satisfait aux exigences de la norme Z662 et du Règlement sur les pipelines terrestres de l'Office national de l'énergie. À toutes les étapes du cycle de vie des pipelines, nous déployons des efforts explicites et délibérés en vue de nous assurer que les pipelines sont propres au service.

Notre système de pipelines a été construit sur une période de près de 50 ans. Il comprend des tuyaux dont le diamètre varie de 3,5 à 42 pouces. Par conséquent, notre programme de gestion de l'intégrité des pipelines doit être assez souple pour accommoder une gamme de normes de construction et de spécifications de matériel, un éventail de milieux d'utilisation et des flots continus de nouvelles données et de nouveaux renseignements concernant notre système.

Nous examinons périodiquement notre programme de gestion de l'intégrité des pipelines pour nous assurer qu'il tire parti des avancées de la technologie et qu'il exécute le meilleur ensemble d'activités disponibles en matière de prévention, de détection et

Performance indicators are used to provide feedback to the program to ensure continuous improvement.

We work to prevent third-party damage to our pipelines. We have an ongoing program of public awareness that includes one-on-one visits and multiple information sessions designed for stakeholders throughout defined emergency planning zones, and we include right-of-way landowners, residents and businesses, schools, First Nations, municipalities and regional districts, and contractors.

However, in spite of our best efforts, not all activities near our pipelines can be controlled. We are working closely with CEPA, the CGA and the Canadian Common Ground Alliance to better mitigate this risk.

Even with proper construction, operation and maintenance, and a goal of zero accidents, there is still the potential for accidents, and our management systems allows for that with strong emergency response programs. We regularly engage in drills to test our plan and ensure staff are well trained to respond effectively. We meet regularly with emergency first response personnel, including local fire, police and ambulance officials to ensure our procedures, practices and plans are well communicated. We are participating with CEPA in improving and standardizing expectations and outcomes with regards to emergency response.

Spectra, like most of our peer companies, actively participates in both CEPA in Canada and the Interstate Natural Gas Association in the U.S., where we can work closely with our colleagues to continuously improve performance and share best practices. Last year, Spectra chaired both organizations.

This continuing maintenance assures continued safe operation of pipelines and has resulted in major pipelines having an indeterminate safe operating life as long as these inspections and other maintenance activities continue.

We have an operations management system, and this system was first developed in 2002. Its purpose is to ensure consistent and leading management practices so that we can meet our goals of safe, reliable and environmentally responsible operations. The management system is designed to provide a structure to ensure the right things are done consistently and effectively in a manner that builds continuous improvement into all of our programs.

One of a number of programs in our management system is our Pipeline Integrity Management System. It determines the current state of the pipelines through a program of inspections, tests and

d'atténuation. Des indicateurs de rendement sont utilisés pour assurer la remontée de l'information vers le programme et l'amélioration continue.

Nous nous employons à prévenir les dommages que des tiers pourraient infliger à nos pipelines. Nous mettons en œuvre un programme permanent de sensibilisation du public qui comprend des rencontres individuelles et de multiples séances d'information à l'intention des intervenants établis partout dans des zones de planification d'urgence définies, notamment des propriétaires fonciers ayant des droits de passage, des résidents, des entreprises, des écoles, des Premières nations, des municipalités, des districts régionaux et des entrepreneurs.

Toutefois, malgré tous nos efforts, il est impossible de contrôler toutes les activités exercées près de nos pipelines. Nous travaillons étroitement avec l'ACPE, l'ACG et la Canadian Common Ground Alliance afin d'atténuer davantage ce risque.

Même en construisant, exploitant et entretenant adéquatement les pipelines ainsi qu'en visant à éliminer complètement les accidents, ceux-ci peuvent toujours survenir, et nos systèmes de gestion le permettent en prévoyant des programmes d'intervention d'urgence solides. Nous nous livrons régulièrement à des exercices visant à mettre à l'essai notre plan et à veiller à ce que le personnel soit formé convenablement et efficacement. Nous rencontrons régulièrement le personnel de première intervention d'urgence, dont les représentants officiels des services d'incendie, de police et d'ambulance locaux, afin de nous assurer que nos procédures, nos pratiques et nos plans sont bien communiqués. En collaboration avec l'ACPE, nous participons à l'amélioration et la normalisation des attentes et des résultats au chapitre des interventions d'urgence.

Spectra, comme la plupart de ses pairs dans l'industrie, participe activement à la fois à l'ACPE au Canada et à l'Interstate Natural Gas Association aux États-Unis. Au sein de ces associations, nous pouvons travailler étroitement avec nos collègues afin de mettre en commun nos pratiques exemplaires et d'améliorer continuellement le rendement de nos entreprises. L'an dernier, Spectra a présidé les deux organisations.

L'entretien continu garantit l'exploitation continue et sécuritaire des pipelines et a eu pour effet de prolonger indéfiniment la durée de vie utile et sécuritaire des principaux pipelines, à condition que les inspections et les autres activités d'entretien se poursuivent.

Nous disposons d'un système de gestion des activités qui a été élaboré en 2002. Il vise à garantir que nos pratiques en matière de gestion sont cohérentes et de premier plan. Ainsi, nous pourrions atteindre nos objectifs qui consistent à exercer nos activités d'une manière sécuritaire, fiable et respectueuse de l'environnement. Le système de gestion est conçu pour fournir un cadre qui permet de veiller à ce que les mesures qui s'imposent soient prises efficacement, systématiquement et d'une manière qui permet d'intégrer un processus d'amélioration continue dans l'ensemble de nos programmes.

Un des quelques programmes qui font partie de notre système de gestion est le système de gestion de l'intégrité des pipelines. Il permet de déterminer l'état actuel des pipelines au moyen d'un

predictive assessments. The pipelines are continually evaluated using sophisticated state-of-the-art internal inspection equipment and data analysis. The internal inspection tools and data analysis techniques are continually improving and are now capable of predicting and identifying anomalies in the pipeline system.

The Spectra management systems and integrity management plans are reviewed internally within our Spectra business units in Canada and the U.S., externally by the National Energy Board during system audits, of which two major audits are just concluding, and also through association with CEPA and third-party auditors. Our management systems are improved and strengthened as a result of these reviews and audits.

In conclusion, successful and safe pipeline operations are achieved through strong safety cultures, effective and continually evolving management systems and their evolving programs. Spectra has a strong record as a safe, reliable and environmentally responsible operator of pipelines in North America, and we are focused every day on continually finding ways to improve our safety culture and our systems.

That concludes my remarks, Mr. Chair.

The Chair: Thank you very much, Mr. Ritchie. I will lead off with a couple of quick questions and then I will defer to the rest of the senators.

“Social licence” is a term that is used a lot now and has been for the last number of years. I am quite familiar with the work that your company does to acquire social licence. Maybe you could explain to the group here and to those who are listening some of the things you do to get the social licence to be able to build the great infrastructure that you have in British Columbia.

Mr. Ritchie: Our social licence is, as I said, based the trust of communities. To ensure we have that trust, we work hard to be transparent, to explain to the communities what we are doing and why we are doing it. One good example is that we just concluded the construction and start-up of a new major natural gas plant south of Fort St. John. As part of that process, we created what we call our community advisory process, in which we engaged members of the community who live adjacent to our facility and have an interest in our facility in meeting regularly with us so we can hear about their concerns and we can be transparent with them about what we are doing and how best we can address those concerns.

The Chair: Second, about pipeline integrity, you talked at length about using the newest technologies available to detect maybe weakness in pipe or numerous things. For the general public, you could touch on something. How do you physically do

programme d'inspections, d'essais et d'évaluations qui permettent d'anticiper les événements. On analyse des données et l'on utilise du matériel ultramoderne pour mener des inspections internes et évaluer constamment les pipelines. Les outils employés pour procéder à des inspections internes et les techniques d'analyse des données ne cessent de s'améliorer et permettent maintenant de prévoir et de désigner des anomalies dans le système de pipelines.

Les systèmes de gestion et les plans de gestion de l'intégrité de Spectra sont examinés à l'interne par les unités opérationnelles canadiennes et américaines de Spectra. Ils font également l'objet d'examen externes effectués par l'Office national de l'énergie dans le cadre de processus de vérification des systèmes — deux importants processus de vérification de ce genre sont justement en train de prendre fin —, ainsi que par l'ACPE et des vérificateurs indépendants. Ces examens et ces vérifications améliorent et renforcent nos systèmes de gestion.

En conclusion, pour réussir à exploiter des pipelines de manière sécuritaire, il faut que la culture de sécurité soit solide et que les systèmes de gestion et leurs programmes soient efficaces et évoluent constamment. Spectra a la réputation d'exploiter des pipelines en Amérique du Nord d'une manière sécuritaire, fiable et respectueuse de l'environnement, et nous nous soucions chaque jour de chercher continuellement des façons d'améliorer notre culture de sécurité et nos systèmes.

Ceci met fin à mon exposé, monsieur le président.

Le président : Merci beaucoup, monsieur Ritchie. Je vais amorcer la série de questions en posant quelques brèves questions, puis je m'en remettrai au reste des sénateurs.

La locution « permis social » est utilisée fréquemment maintenant et ce, depuis quelques années. Je suis parfaitement au fait des efforts que votre entreprise déploie pour obtenir un permis social. Peut-être pourriez-vous expliquer au groupe ici présent et aux gens qui nous écoutent certaines mesures que vous prenez pour obtenir un permis social et être en mesure de construire l'excellente infrastructure que vous possédez en Colombie-Britannique.

M. Ritchie : Comme je l'ai indiqué, le permis social repose sur la confiance des collectivités. Pour nous assurer de mériter cette confiance, nous nous efforçons de faire preuve de transparence, c'est-à-dire d'expliquer aux collectivités ce que nous faisons et les raisons pour lesquelles nous le faisons. La récente construction et le démarrage d'une nouvelle et importante usine de traitement de gaz naturel au sud de Fort St. John en est un excellent exemple. Dans le cadre de ce projet, nous avons créé ce que nous appelons notre processus consultatif communautaire, auquel ont participé des membres de la collectivité qui vivent à côté de nos installations et qui ont intérêt à nous rencontrer régulièrement pour que nous puissions entendre leurs préoccupations et faire preuve de transparence à leur égard en leur expliquant ce que nous faisons et la meilleure façon dont nous pouvons apaiser leurs inquiétudes.

Le président : Deuxièmement, en ce qui concerne l'intégrité des pipelines, vous avez longuement parlé de l'utilisation des technologies les plus récentes pour détecter peut-être des déficiences dans les tuyaux ou dans bon nombre d'autres

that? Do you do it through smart pigs? Do you do it through something else? Take us through what something like that would look like in one of your sections of pipeline.

Mr. Ritchie: At Spectra, we have been involved in internal inspection using smart tool technology, which you call smart pigs. We have been running these tools through the pipeline since the early 1970s. Over that course of time, the sophistication of the technology has greatly improved. Basically what we do is run a tool through the pipeline. We then analyze the data from that tool, and if we see something that is concerning, we go in and do what is called a dig.

Last year, for example, on the southern main line or main pipeline system we did 200 of these digs. Of those, only 9 required direct work on the pipeline. The rest of the digs were really to confirm that the tools were telling us the right things and we could make repairs to the coating.

As you know, I have been involved in this for over 30 years. There has been a great advance in the technology, and the technology is evolving quickly. It is quickly approaching what we would call surgical, meaning that the technology will detect anomalies in the pipe so that when we go and dig and do the exploration, we find what we think the tool told us.

Senator Mitchell: Spectra operates in both Canada and the U.S. Could you give us some idea of differences in standards? There are those of us who would want to say that Canada is better. Would you go so far as to say that? Is it different? Could you give us a sense of the comparison?

Mr. Ritchie: I think there is great regulatory oversight over pipelines in both the U.S. and in Canada. The U.S. approach may be a little more prescriptive than the Canadian approach, which tends to be more outcome-focused, but there is very good, stringent oversight over pipeline operations in both countries.

We work with CEPA and with INGAA to ensure we are kept abreast of what is happening in both areas, to have an opportunity to learn from both regimes and to ensure we have best practices in place across North America.

Senator Mitchell: We hear a lot about the dangers or alleged dangers of transporting oil by pipeline. There seems to be less controversy about gas pipelines; for example, the one in B.C. seems to be progressing better than an oil pipeline counterpart.

éléments. Au profit du grand public, vous pourriez aborder brièvement un sujet. Comment procédez-vous concrètement? Faites-vous appel aux racleurs ingénieurs? Avez-vous recours à autre chose? Décrivez-nous à quoi ressemblerait ce processus qui aurait lieu dans l'une des sections de votre pipeline.

M. Ritchie : À Spectra, nous procédons à des inspections internes en utilisant un outil technologique intelligent, que vous appelez racleurs ingénieurs. Nous activons ces outils dans les pipelines depuis le début des années 1970. Au cours de cette période, la technologie a grandement avancé. Essentiellement, nous lançons cet outil dans les pipelines, et il les parcourt. Ensuite, nous analysons les données générées par cet outil et, si nous remarquons quelque chose de préoccupant, nous nous rendons sur place, et nous procédons à ce que j'appelle une fouille.

Par exemple, l'année dernière, nous avons procédé à 200 de ces fouilles le long de la canalisation principale du Sud ou du système de pipelines principal. Seulement 9 de ces 200 fouilles ont révélé la nécessité d'effectuer des travaux directs sur le pipeline. Le reste des fouilles visait vraiment à confirmer que les outils nous communiquaient les bons renseignements et que nous pourrions réparer le revêtement.

Comme vous le savez, je travaille dans cette industrie depuis plus de 30 ans. La technologie a beaucoup avancé, et elle continue d'évoluer rapidement. Elle approche rapidement du stade que nous qualifions de « chirurgical », en ce sens que la technologie détectera bientôt les anomalies dans les tuyaux avec une telle justesse que, lorsqu'on nous rendons sur place et nous creuserons, nous trouverons exactement ce que l'outil nous a indiqué.

Le sénateur Mitchell : Spectra exerce ses activités tant au Canada qu'aux États-Unis. Pourriez-vous nous donner une idée des différences qui existent entre les normes canadiennes et les normes américaines? Certains d'entre nous aimeraient dire que le Canada fait mieux les choses. Iriez-vous jusqu'à soutenir cela? Les choses se passent-elles différemment? Pourriez-vous nous donner une idée de la comparaison qu'on peut établir?

M. Ritchie : Je pense que le régime réglementaire de surveillance des pipelines est excellent dans les deux pays. Il se peut que l'approche américaine soit légèrement plus normative que l'approche canadienne, cette dernière ayant tendance à mettre davantage l'accent sur les résultats. Toutefois, les activités liées aux pipelines sont soumises à une surveillance très rigoureuse dans les deux pays.

Nous collaborons avec l'ACPE et l'INGAA pour nous assurer d'être tenus au courant de ce qui se passe dans les deux pays, pour avoir l'occasion de tirer des enseignements des deux régimes et pour veiller à appliquer les meilleures pratiques partout en Amérique du Nord.

Le sénateur Mitchell : Nous entendons de nombreuses personnes parler des dangers, présumés ou non, du transport du pétrole par pipelines. Le transport du gaz naturel par pipelines semble susciter moins de controverse. Par exemple, le gazoduc de

Could you give us an idea of the comparative risks there? We do not talk so much of gas spills as gas pipeline emissions. Are explosions an issue? Could you fill us in on that?

Mr. Ritchie: That is a great question, senator. The difference between the products is significant, as you know. I think everyone is familiar with oil. Natural gas is lighter than air, so if there is a release of natural gas, it will dissipate rapidly. There is a hazard if there is a release in that natural gas is highly flammable and you could have an ignition. However, from an environmental perspective, natural gas is lighter than air and dissipates, leaving really nothing behind.

Senator Mitchell: I am very interested in your section on safety culture. We heard from Mr. Caron, CEO of the National Energy Board. He emphasized a great deal in his presentation that it is key to pipeline safety and transportation safety of all kinds. You mentioned a couple of elements of the safety culture. You have a tracking and reporting system on a daily basis. You report to the board of directors about any incidents. I am very interested in how management operates to create that culture. Could you give us some insight into management and leadership?

Mr. Ritchie: Yes. That is a great question.

We have learned that you need to have what we call mindful oversight over the operations. By that, I mean we expect our leaders to be aware on a daily basis of the hazards and risks that exist out there. In order to understand those hazards and risks, you have to engage with the people who are closest to the issues, and those are your front-line workers.

We also insist that management maintains a sense of vulnerability. You can never be complacent. You need to understand these are hazardous, high-consequence operations. You need to maintain that sense of vulnerability.

We also believe that reporting of incidents is critically important. Prior to this meeting, for example, I sat through a weekly meeting with my management team where we reviewed every incident that has been reported over the period of a week.

The other thing that is very important is that if you want people to report incidents, you need to have what I call procedural justice; you need to have a fair culture. We believe that you need to have a non-punitive response to error. Almost 90 per cent of the issues that happen on these systems are human error and, of those, 90 per cent are actually simple errors. A non-punitive response to error is important, but you cannot accept everything. If we have learned from experience that there is a

la Colombie-Britannique semble progresser plus rapidement que son équivalent pétrolier. Pourriez-vous nous donner une idée de la différence entre leurs risques respectifs? Nous ne parlons pas tellement de déversements de gaz, mais plutôt d'émissions de gaz liées à des pipelines. Y a-t-il des problèmes d'explosion? Pourriez-vous nous renseigner à ce sujet?

M. Ritchie : Voilà une excellente question, sénateur. Comme vous le savez, les produits sont nettement différents. Je pense que tout le monde connaît les caractéristiques du pétrole. Le gaz naturel est plus léger que l'air. Par conséquent, s'il s'échappe, il se dissipera rapidement. Un échappement de gaz naturel présente des dangers, parce que le gaz est extrêmement inflammable et qu'il pourrait y avoir une étincelle. Toutefois, sur le plan environnemental, le gaz naturel étant plus léger que l'air, il se dissipe et ne laisse vraiment aucun résidu.

Le sénateur Mitchell : La partie où vous avez parlé de la culture de sécurité m'a vivement intéressé. Nous avons entendu le témoignage de M. Caron, le PDG de l'Office national de l'énergie. Dans son exposé, il a fait ressortir abondamment que la culture de sécurité était indispensable à la sécurité des pipelines ainsi qu'à la sécurité des transports en tout genre. Vous avez mentionné quelques éléments de la culture de sécurité. Vous disposez d'un système de suivi et de rapports qui fonctionne quotidiennement, et vous signalez tout incident au conseil d'administration. J'aimerais vraiment savoir comment la direction s'y prend pour créer cette culture. Pourriez-vous nous donner une idée de la façon dont votre direction et vos dirigeants procèdent?

M. Ritchie : Oui. C'est une excellente question.

Nous avons appris qu'il faut avoir ce que nous appelons une surveillance vigilante des opérations, ce qui signifie que nous nous attendons à ce que nos dirigeants soient toujours conscients des dangers et des risques qui existent sur le terrain. Afin de comprendre les dangers et les risques, il faut communiquer avec les gens qui sont le plus près des problèmes, c'est-à-dire les travailleurs de première ligne.

Nous insistons aussi pour que la direction conserve le sentiment de vulnérabilité. On ne peut jamais faire preuve de complaisance. Il faut comprendre que ce sont des opérations dangereuses qui peuvent avoir de grandes conséquences. Il faut maintenir ce sentiment de vulnérabilité.

Nous croyons aussi que le signalement des incidents est d'une importance capitale. Par exemple, avant cette réunion, j'ai assisté avec mon équipe de gestion à une réunion hebdomadaire au cours de laquelle nous avons étudié tous les incidents qui ont été signalés sur une période d'une semaine.

L'autre élément qui est très important, c'est que si vous voulez que les gens signalent les incidents, il est nécessaire d'avoir ce que j'appelle l'équité procédurale; il faut avoir une culture d'équité. Nous croyons que la réaction aux erreurs doit être non punitive. Près de 90 p. 100 des problèmes qui surviennent dans ces systèmes découlent d'erreurs humaines, dont 90 p. 100 ne sont en fait que de simples erreurs. Une réaction non punitive aux erreurs est importante, mais on ne peut pas accepter n'importe quoi. Si notre

better way to do it and we have a standard operating practice, we expect people to follow it, and failure to follow it would lead to follow-up by management.

Senator Massicotte: Further to the questions of the chair, over half of the leaks are not caused by yourself but by a third-party contractor. Could you go through the scenario? Let us say a leak is accidental. What happens and how much time elapses between the time it occurs and the time you find the leak and stop it?

Mr. Ritchie: That very much depends on the volume of the leak. Like all the other major pipeline operators, we have two full-time control centres dedicated to monitoring our pipelines. One is located in Fort St. John and the other is in Calgary. They are charged with monitoring the pipelines. We view them as the last line of defence and the first line of response in the event that there is a release from the pipeline.

We practise what we call a zero tolerance for leaks. We go out and look for the smallest of possible leaks. By that, we maintain the awareness of everyone that any leak is significant and we want to find it. In the event that there is a major release, our gas control centres, through what is called our SCATA systems — supervisory control and data acquisition systems — are monitoring the full length of the system and can pick up and respond to these events quickly.

Senator Massicotte: If a building contractor or backhoe operator accidentally hits your pipe in a residential area and it is oil, how much time will it take from the time that spill occurs to the time the pipe stops emitting oil?

Mr. Ritchie: At this point, we do not have oil pipelines in our current operations; all of our pipelines to date are transporting natural gas.

We respond quickly. Often, because of all of the outreach that we do with communities, we get calls very quickly from people travelling up and down our system and from stakeholders who live along the pipeline. There are a lot of eyes on the system at all times, and we get very rapid information. As a result, we are able to respond rapidly.

With gas pipelines, it is really one of quick isolation of the pipeline section, and because the gas is lighter than air, it is the dissipation of that gas.

Senator Massicotte: Are we talking minutes, second or hours? Could it be two hours before that section is shut off?

Mr. Ritchie: It depends. These are very rare events. For example, in our northern pipeline system, the last failure we had was over 20 years ago. It depends on where we are with the pipeline. If we are in what we call “high consequence” areas of the

expérience nous a permis d'apprendre qu'il y a une meilleure façon de le faire et que nous avons une pratique d'exploitation normalisée, nous nous attendons à ce que les gens s'y conforment, et tout manquement fait l'objet d'un suivi par la direction.

Le sénateur Massicotte : Dans la foulée des questions du président, plus de la moitié des fuites ne sont pas causées par vous, mais par un entrepreneur tiers. Pouvez-vous décrire la situation? Supposons qu'une fuite est accidentelle. Que se passe-t-il alors? Combien de temps s'écoule entre le moment où cela se produit et le moment où vous découvrez la fuite et y mettez fin?

M. Ritchie : Cela dépend beaucoup du volume de la fuite. À l'instar de tous les autres exploitants de pipelines importants, nous avons deux centres de contrôle qui sont chargés à plein temps de surveiller nos pipelines. L'un d'entre eux est situé à Fort St. John et l'autre, à Calgary. Ils sont chargés de la surveillance des pipelines. Nous les considérons comme la dernière ligne de défense et les premiers intervenants en cas de fuite d'un pipeline.

Pour ce qui est des fuites, nous avons ce que nous appelons une politique de tolérance zéro. Nous allons sur le terrain et nous tentons de repérer des fuites, jusqu'à la plus petite fuite possible. Ainsi, nous nous assurons que tout le monde garde à l'esprit que toutes les fuites sont importantes et que l'objectif est de les repérer. En cas de fuite majeure, nos centres de commande d'acheminement du gaz surveillent le réseau sur toute sa longueur et peuvent intervenir rapidement, grâce à ce qu'on appelle les systèmes SCADA, les systèmes de surveillance et d'acquisition de données.

Le sénateur Massicotte : Si un entrepreneur en construction ou un conducteur de pelle rétrocaveuse heurte accidentellement votre pipeline dans une zone résidentielle et qu'il s'agit de pétrole, combien de temps s'écoule entre le moment où la fuite se produit et celui où elle est colmatée?

M. Ritchie : Actuellement, nous n'exploitons pas d'oléoducs; tous nos pipelines servent au transport du gaz naturel.

Nous intervenons rapidement. Souvent, en raison de la sensibilisation que nous faisons auprès des collectivités, nous recevons rapidement des appels de gens qui se déplacent le long de notre réseau ou de gens qui habitent à proximité du pipeline. Entre-temps, beaucoup d'yeux sont tournés vers le système et nous sommes informés très rapidement. Nous sommes donc en mesure d'intervenir rapidement.

Dans le cas des gazoducs, il s'agit vraiment d'isoler rapidement la section du pipeline. Puisque le gaz est plus léger que l'air, il s'agit de laisser ce gaz se dissiper.

Le sénateur Massicotte : On parle de minutes, de secondes, ou d'heures? Pourrait-il s'écouler deux heures avant que la section soit isolée?

M. Ritchie : Cela dépend. Ce sont des incidents très rares. Par exemple, en ce qui a trait à notre système de pipeline du nord, la dernière défaillance remonte à plus de 20 ans. Cela dépend de l'endroit où cela se produit sur le réseau de pipelines. Si nous

pipeline — i.e., where there are many residents around the pipeline — we have automated shut-off valves. The valves themselves will detect a drop in pressure or increased flow rates through the pipeline and begin closing almost instantly. When that valve triggers, it sends a signal to the gas controllers so they know the valve is moving, so we can then start reacting and responding to it.

If someone calls in and says they can detect the smell of gas, we say, “It is ours until proven otherwise.” In other words, we do not take the view that it is not ours to begin with. We accept the fact that something has been reported; we will follow up on it to ensure that it is, in fact, ours. Last year, I think we had about 80 calls to our gas control centres from the public talking about and smelling gas. Of those, probably 15 were ours and the balance were other operators or there were other reasons that the public smelled something.

Senator Massicotte: You are talking about a gas pipeline. The damage to the environment is different. However, who is legally and financially responsible for damages? Let us say damages do not occur. Maybe an explosion occurs and homes are destroyed. If the contractor bursts your line, is he responsible and will his insurance pay for the damages, or are the pipeline operators responsible?

Mr. Ritchie: At this point, the pipeline operators, like Spectra, are fully responsible for all of that.

Senator Lang: I want to follow up in respect of the chair’s initial questions. He referred to pipeline integrity, and the witness referred to that in his opening comments. I also understand there were two audits that have been completed in the past number of months. How often do you have these audits done? Who actually makes the decision to have an audit? Are you required by the National Energy Board to do so, or do you do it on your own? Third, are the results of these audits made public?

Mr. Ritchie: The audits by the National Energy Board under the Onshore Pipeline Regulations and National Energy Board Processing Plant Regulations are at the discretion of the National Energy Board. They conduct the audits when they see the need to do that. They also engage, of course, in regular inspection of facilities.

At Spectra Energy, we also have an internal audit program. We have annual audits of our systems and programs, and we also engage with third parties to typically do management system audits to ensure that our programs and systems are meeting today’s standards and taking advantage of best practices.

Senator Brown: I want to ask whether you have the same kind of internal things that travel through the pipes. They used to be called pigs. I think they have been upgraded quite a bit. Can you

sommes dans une section du pipeline dite « à conséquences graves », c’est-à-dire près d’un secteur densément peuplé, nous avons des valves d’arrêt automatisées. Les valves détectent les chutes de pression ou les augmentations du débit dans le pipeline et déclencheront la fermeture presque instantanément. Lorsque la valve se déclenche, un signal est envoyé aux centres de commande d’acheminement du gaz, ce qui permet de savoir qu’il y a un mouvement de la valve. On peut alors commencer à réagir et à intervenir.

Si on nous appelle pour dire qu’on a détecté une odeur de gaz, nous nous disons que c’est le nôtre, jusqu’à preuve du contraire. Autrement dit, nous ne présumons pas d’entrée de jeu que ce n’est pas le nôtre. Nous acceptons le fait que quelque chose a été signalé. Nous faisons un suivi pour nous assurer que ce sont bien nos installations. L’an dernier, nos centres de commande d’acheminement du gaz ont reçu environ 80 appels du public au sujet d’odeurs de gaz. De ce nombre, 15 étaient probablement liés à nos installations. Le reste concernait d’autres exploitants, ou d’autres raisons expliquaient les odeurs décelées par le public.

Le sénateur Massicotte : Vous parlez d’un gazoduc. Les dommages à l’environnement sont différents. Toutefois, sur les plans juridique et financier, qui est responsable des dommages? Disons qu’il n’y en a pas. Il y a peut-être une explosion qui entraîne la destruction de maisons. Si l’entrepreneur perce votre pipeline, est-il responsable? Son assureur paiera-t-il les dommages, ou est-ce les exploitants de pipelines qui sont responsables?

M. Ritchie : Actuellement, les exploitants de pipelines, comme Spectra, sont entièrement responsables de ces choses.

Le sénateur Lang : J’aimerais faire un suivi par rapport aux questions initiales du président. Il a parlé de l’intégrité des pipelines, et le témoin a abordé la question dans son exposé. De plus, je crois savoir qu’il y a eu deux vérifications au cours des derniers mois. Quelle est la fréquence des vérifications? Qui prend la décision de mener une vérification? Est-ce une exigence de l’Office national de l’énergie, ou le faites-vous de votre propre chef? Troisièmement, les résultats des vérifications sont-ils rendus publics?

M. Ritchie : Les vérifications menées par l’Office national de l’énergie en vertu du Règlement sur les pipelines terrestres et du Règlement de l’Office national de l’énergie sur les usines de traitement sont à la discrétion de l’Office national de l’énergie, qui procède à ces vérifications lorsqu’elles sont jugées nécessaires. Bien entendu, l’ONE s’occupe aussi de l’inspection régulière des installations.

Chez Spectra Energy, nous avons aussi un programme de vérification interne. Nous avons une vérification annuelle de nos programmes et systèmes et nous faisons appel à de tierces parties pour la vérification des systèmes de gestion, pour nous assurer que nos programmes et systèmes satisfont aux normes actuelles et tirent profit des pratiques exemplaires.

Le sénateur Brown : J’aimerais savoir si vous avez le même genre de dispositifs internes qui se déplacent dans les canalisations, que l’on appelait des racleurs. Je pense qu’ils ont

tell us how much better they are now? I will not make myself say how many years ago it was that I was close to them. I would like to know about that.

I would also like to know about the kind of wrapping is put around pipes when they are damaged. It used to be yellow wrapping, and I imagine there have been improvements in that too.

Mr. Ritchie: Yes. We have been involved in running smart tools, which you referred to as the smart pigs, through the system since the 1970s. We have been at it as long as anyone in North America. Most of our systems have been inspected at least once or twice. Over that period, the technology has improved dramatically to the point where it is now very surgical. For example, if there is a corrosion spot and metal loss on the surface of the pipe, it is picked up. If there is a crack, that is picked up. The technology has improved dramatically and continues to improve. Spectra, like most of our peers, supports the development of that technology.

In terms of the coatings of the pipe, the coatings have changed since the early construction on our system in the 1950s. We went from a coating called an asphalt coating to a polyken tape coating and now to epoxy coatings. The coatings are improving going forward. Interestingly enough, though, the asphalt coating, which is 1950s technology, is a still very robust coating. The polyken tape has proven to be a less robust coating, and that was applied in the 1960s and 1970s.

Senator Brown: Do you have robotic welders or hand welders?

Mr. Ritchie: We have both. We have robotic, automated welding for a lot of the big inch new construction projects, but we also do hand welding as well.

Senator Brown: Do you use X-rays to ensure that the welds are perfect?

Mr. Ritchie: Yes, all welds are X-rayed.

Senator Patterson: Following up on Senator Brown's questions about the technology, I am impressed that you have been in the business for some decades. Could you tell us how a pipeline system built today might differ from those built 30 or more years ago?

Mr. Ritchie: Steel technologies have changed and improved over time. The quality control in the pipe manufacturing shops has improved, I would say. Certainly, coating technology has improved. Also, if you look at the construction techniques of today versus the techniques that I first worked with in the 1970s, there has been quite an improvement. Having said that, pipes

été beaucoup améliorés. Pouvez-vous nous dire à quel point? Je ne dirais pas combien d'années se sont écoulées depuis que je les ai vus de près. J'aimerais avoir des informations à ce sujet.

J'aimerais aussi savoir quel genre de revêtement est installé sur les canalisations lorsqu'elles sont endommagées. Auparavant, c'était un revêtement jaune, et j'imagine qu'il y a eu des améliorations dans ce domaine aussi.

M. Ritchie : Oui. Nous utilisons des outils d'inspection interne — que vous avez appelés des « racleurs intelligents » — depuis les années 1970. Nous les utilisons depuis aussi longtemps que quiconque en Amérique du Nord. La plupart de nos systèmes ont été inspectés au moins une ou deux fois. Pendant cette période, la technologie s'est considérablement améliorée, au point où elle est d'une précision chirurgicale. Par exemple, s'il y a une zone de corrosion, une perte de métal ou une fissure à la surface de la canalisation, on arrive à le déceler. La technologie s'est grandement améliorée, et elle continue d'évoluer. À l'instar de la plupart de ses pairs, Spectra appuie le développement de cette technologie.

Pour ce qui est des revêtements du pipeline, ceux-ci ont évolué depuis la construction initiale de notre système, dans les années 1950. Nous sommes passés d'un revêtement qu'on appelait un revêtement asphaltique, à un ruban de polyéthylène Polyken et maintenant, à un revêtement époxydique. Les revêtements s'améliorent au fil du temps. Fait intéressant, cependant, le revêtement asphaltique, une technologie des années 1950, demeure un revêtement très résistant. Le ruban de polyéthylène Polyken s'est avéré être moins résistant, et il a été utilisé dans les années 1960 et 1970.

Le sénateur Brown : Avez-vous recours au soudage automatisé ou au soudage manuel?

M. Ritchie : Les deux. Nous avons recours au soudage automatisé pour bon nombre des nouveaux projets de construction de pipelines de grand diamètre, mais nous avons aussi recours au soudage manuel.

Le sénateur Brown : Utilisez-vous les rayons X pour vous assurer que les soudures sont parfaites?

M. Ritchie : Oui. Toutes les soudures sont inspectées aux rayons X.

Le sénateur Patterson : Pour poursuivre dans la même veine que les questions du sénateur Brown au sujet de la technologie, je suis impressionné que vous œuvriez dans ce secteur depuis des décennies. Pouvez-vous nous dire ce qui distingue un pipeline construit aujourd'hui de ceux qui ont été construits il y a 30 ans, voire depuis plus longtemps?

M. Ritchie : Les technologies de l'acier ont changé et se sont améliorées au fil du temps. Je dirais que le contrôle de la qualité dans les usines de la fabrication de conduites s'est amélioré. De toute évidence, la technologie de revêtement s'est améliorée. De plus, si l'on compare les techniques de construction actuelles aux techniques que j'utilisais dans les années 1970, il y a eu une nette

built in the 1950s, properly maintained and inspected, have an indeterminate life, in my experience and opinion.

Senator Patterson: With respect to pipeline safety, does Spectra Energy invest in research and development in areas related to pipeline safety? If you do and if you have developed new technology or management systems, would that technology or innovation be shared with other pipeline companies?

Mr. Ritchie: The answer to your question is yes. Through our association with CEPA, INGAA and with Pipeline Research Council International, we work for and support research into pipeline safety. Through these associations and the subcommittees of these associations, we share best practices and learning so that the entire industry can benefit from those things.

Senator Patterson: You said that your company does R & D itself?

Mr. Ritchie: We support it through the associations. We do not do independent R & D.

Senator Seidman: Mr. Ritchie, to follow up on the question that our chair asked you about social licence, you spoke about the importance of social licence, especially in the planning phase of your pipelines. You gave an example of your most recent partnership with British Gas and the pipeline that you are developing from northeastern B.C. to Prince Rupert.

If I might explore the whole issue of social licence, in your stakeholder consultations, how often did the issue of pipeline safety come up and what kind of questions did people in those consultations raise?

Mr. Ritchie: The issue does come up. As you know, pipelines are in the news on a regular basis. Stakeholders, of course, are interested in how big the risk is, if you have systems in place to manage it, and what they need to do if there is an event. We found at Spectra that being transparent and bringing the stakeholders into the conversation is the only real way to start to build that dialogue, and that dialogue can lead to trust going forward.

Senator Seidman: I presume it can also lead to issues being put out there that you can then explore, develop and even remedy in the planning phases, which, if anything, would expedite and ensure cooperation of communities.

Mr. Ritchie: Yes, that is absolutely right, and you cannot, in my experience, prejudge what the issues and concerns will be.

Interestingly, as we built our latest gas plant, I sat through the hearing process and met with stakeholders. After we created the community advisory group, the biggest issue was actually road traffic, dust and all of the traffic associated with construction.

amélioration. Cela dit, à mon avis et selon mon expérience, si elles sont entretenues et inspectées adéquatement, les conduites construites dans les années 1950 ont une durée de vie indéterminée.

Le sénateur Patterson : En ce qui concerne la sûreté des pipelines, la société Spectra Energy investit-elle en recherche et développement dans les secteurs liés à la sûreté des pipelines? Si c'est oui, et si vous avez développé de nouvelles technologies ou de nouveaux systèmes de gestion, cette technologie ou cette innovation est-elle transmise à d'autres sociétés de pipelines?

M. Ritchie : La réponse à votre question est oui. Grâce à nos partenariats avec l'Association canadienne de pipelines d'énergie, l'INGAA et Pipeline Research Council International, nous favorisons et appuyons la recherche en matière de sûreté des pipelines. Par l'intermédiaire de ces associations et de leurs sous-comités, nous mettons en commun les pratiques exemplaires et les enseignements de façon à ce que l'ensemble de l'industrie puisse en tirer profit.

Le sénateur Patterson : Vous avez dit que votre société a son propre volet de R-D?

M. Ritchie : Nous appuyons la R-D par l'intermédiaire des associations. Nous n'avons pas un volet de R-D distinct.

La sénatrice Seidman : Monsieur Ritchie, pour revenir à la question posée par le président au sujet du permis social, vous avez parlé de son importance, surtout à l'étape de la planification de vos pipelines. À titre d'exemple, vous avez mentionné votre tout récent partenariat avec British Gas et votre projet de pipeline entre le nord-ouest de la Colombie-Britannique et Prince Rupert.

Permettez-moi d'explorer la question du permis social dans son ensemble. Dans vos consultations avec les intervenants, à quelle fréquence la question de la sûreté des pipelines est-elle soulevée? Quel genre de questions posent les gens lors de ces consultations?

M. Ritchie : La question est soulevée, en effet. Comme vous le savez, les pipelines font souvent les manchettes. De toute évidence, les intervenants veulent connaître l'importance du risque, les systèmes en place pour le gérer et ce qu'ils doivent faire en cas d'incident. Chez Spectra, nous avons constaté que faire preuve de transparence et inclure les intervenants dans la discussion est le seul véritable moyen d'entreprendre ce dialogue, un dialogue qui peut mener à la confiance, à l'avenir.

La sénatrice Seidman : Je suppose que cela peut aussi permettre de soulever des questions que vous pouvez ensuite étudier, explorer voire régler pendant les étapes de planification, ce qui pourrait, à tout le moins, accélérer les choses et vous assurer la coopération des collectivités.

M. Ritchie : Oui, c'est tout à fait vrai. De plus, selon mon expérience, on ne peut prévoir quelles seront les questions et les préoccupations.

Fait intéressant, tandis que nous construisions notre dernière usine de gaz naturel, j'ai participé au processus d'audiences et j'ai rencontré les intervenants. Après avoir créé le groupe consultatif communautaire, le problème le plus important qui a été soulevé

Because we had the advisory group, we became aware of it and said, “What can we do about that?” We went in and, of course, did things to improve the roads and deal with the dust, driving speed and all of those things. I think you cannot prejudge. You have to have those discussions to ensure you understand the issues and concerns.

Senator Ringuette: I will start with a question that is basically a lack of knowledge on my part. When you talk about smart tools and those pigs, is it an external instrument or internal instrument of the pipeline?

Mr. Ritchie: It is an internal instrument that we send through the pipelines. They move through the pipelines recording data.

Senator Ringuette: Okay. Now I can see how it operates.

In your statement you indicated that you just completed a 24-kilometre section of 42-inch pipeline — \$400 million. By a rough calculation, I am looking at \$16.6 million dollars per kilometre of construction cost. Would that be accurate?

Mr. Ritchie: Pipeline construction is expensive and it varies. We have a project running a new pipeline into Manhattan, New York. That pipeline is going to be less than 20 miles long and will cost \$1.2 billion dollars to construct, so it very much depends on where you are building the pipeline and what the challenges are. Obviously if you are building a pipeline across the prairies, for example, the costs associated with that are much less than if you are building a pipeline across the Rocky Mountains. The most expensive projects are those where you are building in highly populated areas, so costs vary depending on those factors.

Senator Ringuette: Was this particular 24-kilometre section near populated areas? What was the geography and topography of these 24 kilometres?

Mr. Ritchie: This is quite a remote area of ranching for the stakeholders. It is on the eastern slopes of the Rockies, so you are dealing with rock and river crossings. Those add to the complexities and the cost of building the pipeline.

Senator Ringuette: I am looking at your total operation in Canada. You have 2,900 kilometres that link Fort Nelson to B.C., then you have another 990 kilometres in the Western Canada Sedimentary Basin. From the data that I have, you would have roughly 3,900 kilometres of pipeline. Am I accurate or am I missing a few hundred kilometres?

était, en fait, la circulation routière, la poussière et toute la circulation associée à la construction. La mise en place du groupe consultatif nous a permis d’être au courant du problème et de nous demander ce que nous pourrions faire pour le régler. Bien entendu, nous sommes intervenus et nous avons pris des mesures pour améliorer les routes, régler les problèmes liés à la poussière, aux limites de vitesse, et cetera. Je pense qu’on ne peut présumer de rien. Il faut avoir ces discussions pour être certain de bien comprendre les enjeux et les préoccupations.

La sénatrice Ringuette : Je vais commencer par une question qui découle, essentiellement, de mon manque de connaissances. Lorsque vous parlez d’outils intelligents et de racleurs, s’agit-il d’outils externes ou internes du pipeline?

M. Ritchie : Il s’agit d’un outil interne qui est envoyé dans les pipelines. Ils se déplacent dans les pipelines et recueillent des données.

La sénatrice Ringuette : D’accord. Je vois maintenant comment cela fonctionne.

Dans votre déclaration, vous avez indiqué que vous venez de compléter une section de 24 kilomètres d’un pipeline de 42 pouces de diamètre, au coût de 400 millions de dollars. Selon un calcul sommaire, je constate que le coût de construction s’élève à 16,6 millions de dollars du kilomètre. Est-ce exact?

M. Ritchie : La construction d’un pipeline est coûteuse et tend à varier. Nous avons un projet pour la construction d’un nouveau pipeline jusqu’à Manhattan, à New York. Ce pipeline aura une longueur de moins de 20 milles et sa construction coûtera 1,2 milliard de dollars. Donc, cela varie certainement en fonction de l’endroit où le pipeline est construit et en fonction des difficultés. Manifestement, si l’on construit un pipeline dans les Prairies, par exemple, les coûts qui y sont associés sont beaucoup moins élevés que si vous construisez le pipeline dans les Rocheuses. Les projets les plus coûteux sont ceux qui sont construits dans les régions densément peuplées. Donc, les coûts varient en fonction de ces facteurs.

La sénatrice Ringuette : Cette section précise de 24 kilomètres était-elle près de zones peuplées? Quelles sont les caractéristiques géographiques et topographiques de ces 24 kilomètres?

M. Ritchie : C’est une zone assez éloignée où les intervenants se consacrent à l’élevage. Elle se trouve sur le versant est des Rocheuses; les problèmes sont donc liés au roc et à la traversée des cours d’eau. Ces éléments ajoutent à la complexité du projet et entraînent l’augmentation du coût de construction du pipeline.

La sénatrice Ringuette : Je regarde l’ensemble de vos activités au Canada. Vous avez 2 900 kilomètres qui relient Fort Nelson à la Colombie-Britannique, puis 990 kilomètres supplémentaires dans le bassin sédimentaire de l’Ouest canadien. Selon les données dont je dispose, vous avez environ 3 900 kilomètres de pipelines. Mon calcul est-il exact, ou me manque-t-il quelques centaines de kilomètres?

Mr. Ritchie: Yes, we have basically three categories of pipelines. We have our main line transmission pipelines, which are large diameter pipelines. We have about 3,000 kilometres of that. We have another approximately 2,600 kilometres — and I could get you the exact lengths of those pipes if that would be helpful — of raw gas pipelines, gathering gas from the wellhead and carrying it to our processing plants. Then we have some highly specialized pipelines transporting natural gas liquids, propane, butane, across the prairies, and some very specialized pipelines carrying liquid sulphur and acid gas components. We have the whole range of pipelines.

Senator Ringuette: As you said earlier, you would have quite a difference in the construction costs per kilometre depending on the geography, but would the requirement for what you call acid gas products be higher than your raw gas and your main line? I am trying to identify the cost of building and operating the different pipeline styles. That is why I am asking all these questions. If you have a direct answer we can save some time, or if you want to supply more data through our clerk, I would appreciate it.

Mr. Ritchie: I think the best way for us to deal with that is to let me take that away and come back with a range of pipeline operating and maintenance costs in the categories we talked about.

Senator Ringuette: Would that differ from your U.S. operation with regard to costs of building and maintaining pipelines?

Mr. Ritchie: Not a great deal, with the exception of pipelines like the one going into Manhattan because you are in such a densely populated area. Generally, if you are running pipelines across the prairies of Canada or the mid-continental U.S., they would be very similar.

One challenge that we have today, particularly in northeast B.C., is the availability of the workforce. We have to go much broader afield to get a workforce than we might have done a decade ago, and that of course adds to the cost of construction.

Senator Wallace: As you point out, Spectra ingrains a culture of safety in its employees, and as a goal you want to have zero accidents and zero incidents. The reality, I am sure, is something different than that, but that is what you strive to achieve.

I am sure you track all of this carefully. What can you tell us about Spectra's performance in terms of number of incidents, accidents and the quantity of product that is lost through those incidents. How would that have been trending over the last five to ten years? Is it improving or are you finding there are more incidents and greater volume of loss?

M. Ritchie : Oui, nous avons, au fond, trois catégories de pipelines. Nous avons nos canalisations principales, qui sont des pipelines grand format. Nous en avons sur environ 3 000 kilomètres. Nous avons aussi environ 2 600 kilomètres — et je pourrais vous donner les longueurs exactes de ces tuyaux si cela peut vous être utile — de gazoducs pour le transport du gaz naturel brut, qui collectent le gaz à la tête de puits et le transportent jusqu'à nos usines de traitement. Ensuite, nous avons des pipelines hautement spécialisés qui transportent des gaz liquides, du propane et du butane à travers les prairies et d'autres pipelines très spécialisés qui transportent du soufre liquide et des composantes du gaz acide. Nous avons une gamme complète de pipelines.

La sénatrice Ringuette : Comme vous l'avez dit plus tôt, les coûts de construction par kilomètre varieraient beaucoup selon la géographie, mais les exigences relatives à ce que vous appelez des produits du gaz acide seraient-elles plus élevées que pour votre gaz brut et votre canalisation principale? J'essaie de déterminer ce qu'il en coûte de construire et d'exploiter différents types de pipelines. Voilà pourquoi je pose toutes ces questions. Si vous avez une réponse directe, nous pouvons gagner du temps, ou si vous voulez nous donner un complément d'information par l'intermédiaire de notre greffière, je vous en saurais gré.

M. Ritchie : Je pense que la même façon de procéder serait que je fasse un peu de recherche et que je vous revienne avec une gamme de coûts de fonctionnement et d'entretien des pipelines dans les catégories dont nous avons parlé.

La sénatrice Ringuette : Est-ce que les coûts de construction et d'entretien seraient différents de ceux de votre entreprise aux États-Unis?

M. Ritchie : Pas beaucoup, à l'exception des pipelines comme celui qui se rend à Manhattan, car c'est une zone si densément peuplée. En règle générale, qu'ils traversent les prairies canadiennes ou le milieu de la partie continentale des États-Unis, les pipelines sont très semblables.

L'un des enjeux auxquels nous faisons face aujourd'hui, notamment au nord-est de la Colombie-Britannique, est celui de la main-d'œuvre. Il nous faut aller beaucoup plus loin pour en trouver qu'il y a une décennie, ce qui, bien entendu, s'ajoute aux coûts de construction.

Le sénateur Wallace : Comme vous l'avez fait remarquer, Spectra inculque à ses employés une culture de la sécurité, et vous visez à éviter tous les accidents et les incidents. Je suis certain que la réalité est toute autre, mais c'est l'objectif que vous vous efforcez d'atteindre.

Je suis sûr que vous en faites soigneusement le suivi. Que pouvez-vous nous dire concernant le bilan de Spectra pour ce qui est du nombre d'incidents, d'accidents et de la quantité de produits perdus à cause de ces incidents? Quelle aurait été la tendance au cours des 5 à 10 dernières années? La situation s'améliore-t-elle ou y a-t-il plus d'incidents et de pertes?

Mr. Ritchie: Generally we are improving across the board, with some exceptions. We track everything including vehicle safety, for example. That is an area where our performance, in my view, has been relatively flat. We are not making as much progress as I would like in terms of vehicle safety. In terms of contractor safety, we have improved dramatically, which is really a credit to the major contractors in Canada and that we have top-tier performance. Our employee performance safety is also improving dramatically. I am happy to say that in over 50 years of operation at Spectra in the province of British Columbia, no member of the public has ever been injured or hurt as a result of our operations.

Senator Wallace: You keep statistics and I am sure you graph the trends and categorize in describing the different types of incidents. Is there anything you could provide us to give us a sense of what the track record has been at Spectra in terms of incidents, accidents and volume of loss that may have occurred over the last five years?

Mr. Ritchie: Yes, we could certainly do that. I would be happy to take that away and submit something.

Senator Wallace: Thank you.

I suspect the advent of new and improved technologies would probably result in an increase in the number of reported incidents. New technologies lead to a greater ability to detect these incidents. Would you agree with that? Has that been your experience?

Mr. Ritchie: I think it is generally true. The industry has continued and we have substantial investments in technology for monitoring the systems, for example. The more you monitor, the more you find. I will give an example.

We now do something we call fugitive emissions testing. We use an infrared technology that we take out to facilities to check for leaks that are non-detectable by any other means. You could not smell it, hear it or detect it with the previous gas detection technology. Now with this technology, you can find these very small leaks. Those are examples in support of what you are saying: The technology is causing us to have closer oversight over the operation of these facilities.

Senator Wallace: I am sure you are well aware that other gas pipeline companies are proposing to convert gas pipelines to transport crude. As a technical person, someone familiar with the construction, design and detail of natural gas pipelines, do you have any comments to make regarding the appropriateness of converting gas pipelines to crude use?

Mr. Ritchie: I have spent my entire career on the natural gas side, so I am really not the subject-matter expert. I think you have TransCanada coming in, who would be the subject-matter experts.

Senator Wallace: I will accept that answer.

M. Ritchie : Nous constatons une amélioration générale, avec quelques exceptions. Nous faisons le suivi de tout, par exemple de la sécurité des véhicules. C'est un secteur où, à mon sens, notre rendement a été relativement moyen. Nous ne réalisons pas autant de progrès que j'aimerais sur ce plan. Nous avons rehaussé de façon dramatique la sécurité des entrepreneurs, ce qui est tout à l'honneur des principaux entrepreneurs au Canada et montre que notre rendement est supérieur. La sécurité de nos employés dans l'exercice de leurs fonctions a aussi connu des améliorations spectaculaires. Je suis heureux de dire qu'aucun membre du public n'a jamais été blessé au cours du demi-siècle d'opérations de Spectra en Colombie-Britannique.

Le sénateur Wallace : Vous tenez des statistiques, et je suis certain que vous illustrez les tendances dans des graphiques et définissez les différentes catégories d'incidents. Y a-t-il quelque chose que vous pourriez nous donner pour que nous ayons une idée du bilan de Spectra s'agissant des incidents, des accidents et des pertes potentiels au cours des cinq dernières années?

M. Ritchie : Oui, nous pourrions certainement le faire. Je serais heureux de faire un peu de recherche et de vous présenter un bilan.

Le sénateur Wallace : Merci.

J'ai le sentiment que l'avènement de technologies nouvelles et améliorées provoquerait probablement une hausse du nombre d'incidents signalés. Les nouvelles technologies permettent de mieux détecter ces incidents. Êtes-vous d'accord avec cela? Est-ce que vous l'avez constaté?

M. Ritchie : Je pense que c'est généralement vrai. L'industrie a continué, et nous avons investi considérablement dans la technologie de surveillance des systèmes, par exemple. Plus vous faites de surveillance, plus vous détectez d'incidents. Je vais vous donner un exemple.

Nous procédons maintenant à ce que nous appelons des essais de mesure des émissions fugitives. Nous utilisons une technologie infrarouge dans nos installations pour vérifier les fuites impossibles à détecter d'autres façons. Il était impossible de les sentir, de les entendre ou de les détecter avec l'ancienne technologie de détection. Avec la nouvelle technologie, il est possible de détecter de très petites fuites. Voici des exemples à l'appui de ce que vous disiez : la technologie fait en sorte que nous effectuons une surveillance plus étroite des opérations de ces installations.

Le sénateur Wallace : Je suis certain que vous savez fort bien que d'autres entreprises de construction de gazoducs proposent de convertir des gazoducs pour transporter du pétrole brut. En tant que technicien, en tant que personne qui connaît la construction, la conception et les détails des gazoducs de gaz naturel, avez-vous des commentaires à formuler concernant l'opportunité de convertir des gazoducs pour transporter du pétrole brut?

M. Ritchie : J'ai passé toute ma carrière dans le secteur du gaz naturel, alors je ne suis vraiment pas un expert en la matière. Les représentants de TransCanada qui viendront témoigner devant vous seront mieux placés pour vous répondre.

Le sénateur Wallace : J'accepte cette réponse.

The Chair: You might have told us this already, but just to make a comparison, can you give us the volume of gas that Spectra handles? I am not talking about the U.S.; I am talking about Canada. Can you put a percentage of what your fugitive loss is in comparison to how much gas you handle? I know it might be a little difficult to answer, but I ask that question because we hear people talk about there being so much fugitive emissions. I appreciate there are some, but you talked earlier about how you can detect it. Is there any kind of a percentage that we could use or is it such a small percentage that you cannot even measure it? Could you give us an idea about the two things?

Mr. Ritchie: We handle about 2.5 billion cubic feet of gas per day, if you are looking at it starting from the wellhead. The fugitive emissions and emissions generally are so small as to not be able to put a percentage relative to those kinds of volumes.

Having said that, we increasingly understand the need to have a zero tolerance for leaks of any kind. That is why we are applying technologies like fugitive emission technologies so that we do not gloss over even these very small emissions.

The Chair: Do you have a target date when you think that will be fulfilled, if you are just starting it now?

Mr. Ritchie: We hope that over the next three to four years we will get this new technology and a more robust process in place across all our facilities.

The reason it will take time is that for fugitive emissions you want to do the surveys just prior to planned outages so you can be prepared to deal with them if you take equipment down for maintenance.

Senator Mitchell: I am interested in follow up on a question about what we call pipeline pigs. I got that from Senator Neufeld so I know it is authentic. Could you tell us how often you run those through your pipe?

Mr. Ritchie: It depends on the service of the pipe. For example, for a main line transmission system we run them anywhere between five and ten years currently. We run them through the entire system at least once and most parts of the system now a couple of times, but if we have areas of high consequence or we have concerns, then we will run them much more frequently than that.

Senator Mitchell: Some of this you might not be able to answer but I will ask anyway. You are a big company; you are sophisticated; you have lots of resources. You probably have some of the highest levels of safety technology, not to mention management rigour and sophistication and their implications for safety culture. Could you give us an indication of how your big company safety structure might differ from a small company's safety structure? I appreciate that might be hard for you to

Le président : Vous nous l'avez peut-être déjà dit, mais juste pour comparer, pouvez-vous nous donner la quantité de gaz que Spectra traite? Je ne veux pas dire aux États-Unis, mais au Canada. Pouvez-vous nous donner le pourcentage de pertes d'émissions fugitives par rapport à la quantité de gaz que vous traitez? Je sais qu'il est un peu difficile de donner une réponse, mais je vous pose la question parce que les gens disent qu'il y a beaucoup d'émissions fugitives. Je crois comprendre qu'il y en a, mais vous avez parlé tout à l'heure de la façon de les détecter. Y a-t-il un type de pourcentage que nous pourrions utiliser ou la quantité est-elle tellement infime qu'il est même impossible de la mesurer? Pouvez-vous nous donner une idée des deux choses?

M. Ritchie : Nous traitons environ 2,5 milliards de pieds cubes de gaz par jour, si vous comptez à partir de la tête du puits. Les émissions fugitives et les autres émissions sont généralement si petites qu'il est impossible d'en donner le pourcentage par rapport à pareils volumes.

Cela dit, nous comprenons de plus en plus le besoin de ne tolérer aucune fuite quelle qu'elle soit. Voilà pourquoi nous appliquons des technologies comme celle qui mesure les émissions fugitives pour éviter de négliger même ces très petites émissions.

Le président : Avez-vous une date butoir à laquelle vous pensez que ce sera fait ou vous ne faites que commencer?

M. Ritchie : Nous espérons qu'au cours des trois ou quatre prochaines années, nous ferons l'acquisition de cette nouvelle technologie et appliquerons un processus plus rigoureux dans toutes nos installations.

La raison pour laquelle il faudra du temps est que dans le cas des émissions fugitives, il est préférable de mener l'enquête juste avant les interruptions planifiées pour être prêt à les traiter si on démonte de l'équipement pour en faire l'entretien.

Le sénateur Mitchell : J'aimerais enchaîner sur une question concernant ce que nous appelons les racleurs. Le terme me vient du sénateur Neufeld, alors je sais qu'il est authentique. Pourriez-vous nous dire à quelle fréquence vous les faites passer dans vos canalisations?

M. Ritchie : Cela dépend de l'utilisation de la canalisation. Par exemple, pour une canalisation principale, nous les utilisons actuellement pendant une période allant de 5 à 10 ans. Nous les faisons passer dans tout le système au moins une fois et dans la plupart des parties du système, deux ou trois fois en ce moment, mais si nous avons des zones à haut risque ou des préoccupations, nous les utiliserons beaucoup plus fréquemment que cela.

Le sénateur Mitchell : Il est possible que vous ne soyez pas capable de répondre à une partie de ma question, mais je vous la pose quand même. Vous faites partie d'une grande entreprise à la fine pointe de la technologie qui détient beaucoup de ressources. Vous avez probablement les meilleures technologies en matière de sécurité que vous gérez rigoureusement ainsi que leurs conséquences pour la culture de la sécurité. Pouvez-vous nous donner une idée de la façon dont la structure de sécurité d'une

answer, but could you try? A corollary to that would be that if you come up with new safety technologies in your monitoring system, do you share them and how do you do so?

Mr. Ritchie: The answer is we do share that and we have committees for sharing that. For example, I sit on two committees for the company. One is our environmental health and safety committee and the other is our operating committee. The real intent of those committees is to share learnings and knowledge that we are gathering across the system through our involvement with associations and with consultants and just learnings on the ground.

That is a requirement for a large operator like our company. If you are a small operator, you may not need those very structured approaches to ensure the message gets out across the organization.

Senator Mitchell: I may have missed this and you may have addressed this earlier; forgive me if I am rehashing that ground. We are aware that pipeline companies often have a major monitoring centre with lots of computers and dials. Again, I am not trying to put you on the spot with this, but in the Kalamazoo case, there was an indication — I appreciate that is oil and you are gas — of something but they did not interpret it properly and that is being looked at.

Do you have a similar kind of centralized monitoring capacity and could you talk about whether the Kalamazoo kind of case is on your mind? Could it happen? Why would it not happen or why would it happen?

Mr. Ritchie: We do; we have two major gas control centres, one in Calgary and one in Fort St. John, that operate 24 hours a day, monitoring the entire system. We are currently going through what we call a control room management process to review how those systems operate and ensure that we are always recognizing and setting up our control room operators for success. As I said, from my perspective they are the last line of defence and the first line of response to anything happening on the system.

The technology is improving but with improving technology, a little like your vehicle sometimes, you get flashing lights going off; there are all sorts of things going on. If you are not fully conversant with what that means and you do not know how to respond to it, you may just drive around with the light flashing, showing a flashing wrench on your dash or something. Because the technology is improving, we have to keep going back and asking: Does this new technology match up with the capacity of our people? Do they understand how to use it so we do not get in

grande entreprise comme la vôtre diffère de celle d'une petite entreprise? Je comprends qu'il ne vous sera peut-être pas facile de répondre, mais pouvez-vous essayer? Une des conséquences serait que si vous trouvez de nouvelles technologies en matière de sécurité dans votre système de surveillance, en faites-vous part aux autres et, dans l'affirmative, comment vous y prenez-vous?

M. Ritchie : La réponse est que nous en faisons part aux autres et que nous avons des comités pour ce faire. Par exemple, je siège à deux comités d'entreprise. L'un d'eux est notre comité de la santé et de la sécurité environnementales et l'autre, notre comité d'exploitation. La vraie raison d'être de ces comités est de servir de tribune où échanger les leçons apprises et les connaissances acquises dans tout le système et sur le terrain grâce à notre engagement auprès d'associations et d'experts-conseils.

Un grand exploitant comme notre entreprise se doit de le faire. Pour une petite exploitation, ces approches très structurées pourraient ne pas être nécessaires pour faire en sorte que le message soit transmis à la grandeur de l'organisation.

Le sénateur Mitchell : Il est possible que vous en ayez déjà parlé, alors excusez-moi si je reviens sur quelque chose qui a peut-être été dit. Nous sommes conscients du fait que les entreprises qui construisent des pipelines ont souvent un centre de surveillance important qui contient beaucoup d'ordinateurs et de cadrans. Encore une fois, je n'essaie pas de vous mettre sur la sellette avec ma question, mais dans le cas de Kalamazoo, des indices portaient à croire — et je comprends qu'il s'agissait de pétrole et que vous travaillez dans le secteur du gaz naturel — qu'il y avait quelque chose, mais ils n'ont pas interprété l'information correctement, et l'on se penche sur la question.

Avez-vous un système de surveillance centralisé semblable et pourriez-vous nous dire si des cas comme celui de Kalamazoo vous préoccupent? Est-ce que cela pourrait se produire et pourquoi?

M. Ritchie : Nous avons deux centres importants de contrôle du gaz, l'un à Calgary et l'autre à Fort St. John, en opération 24 heures sur 24, pour surveiller l'ensemble du système. Nous suivons actuellement ce que nous appelons un processus de gestion de la salle de contrôle pour examiner comment ces systèmes fonctionnent et faire en sorte de toujours reconnaître le travail des opérateurs de la salle de contrôle et leur donner les outils pour réussir. Comme je l'ai dit, de mon point de vue, ils représentent les derniers bastions et les premiers intervenants en cas de problème.

La technologie s'améliore, mais malgré cela, comme avec une automobile, il arrive que des lumières clignent; toutes sortes de choses se passent. Si vous ne comprenez pas bien ce que cela signifie et ne savez pas comment réagir, vous continuerez peut-être à conduire avec une clé Allen qui clignote sur votre tableau de bord ou quelque chose du genre. Parce que la technologie s'améliore, nous devons toujours nous demander si cette nouvelle technologie correspond aux capacités de nos employés? Savent-ils comment s'en servir pour éviter que l'on en vienne à penser que la

a situation of thinking that the technology in and of itself is a panacea? It is not. It is only there if it is supported by the human beings who are sitting in front of those control panels.

Senator Brown: Many years ago there was a bunch of railroad cars sitting on a siding for quite some time. I was wondering if the fugitive gas that you are talking about is anything like what they found, that hydrogen is such a small molecule that it actually can pass through steel.

Mr. Ritchie: The fugitive emission program is meant to pick up very small leaks, typically around valves and connections, but this technology is very sophisticated and will pick up virtually everything. We tend to test our facilities, for example, using helium as opposed to gas, helium molecules being smaller than gas molecules, so if it is tight on helium, it is very tight on gas.

Senator Brown: Thank you. It was just an oddity that I remembered.

The Chair: Thank you very much, Mr. Ritchie. That was a great presentation and a great question-and-answer session. It was good to see you again.

It is my great pleasure to now introduce our witnesses from TransCanada: David Chittick, Director of Pipe Integrity; and Don Wishart, Senior Operations and Major Projects Advisor.

Thank you for sending your presentation in advance. I think everyone had an opportunity to read it. We will go ahead with your presentation, please.

Don Wishart, Senior Operations and Major Projects Advisor, TransCanada: Thank you very much, Mr. Chair and members of the committee.

Safety is a core value at TransCanada. We make safety for us, for each other, for our contractors and for members of our community an integral part of the way we work. This safety culture has protected the public and the environment for more than 60 years, and I am pleased to say that TransCanada has an industry-leading safety record because of it.

I would like to thank the committee for inviting us to participate in these discussions. This is a very important study and is an area that TransCanada takes very seriously.

My opening comments today will address an overview of TransCanada and the Canadian pipeline industry, the regulation of our industry, the life cycle of pipelines, TransCanada's management systems and some evolving technologies that we are involved with.

With more than 60 years of experience, TransCanada is a leader in the responsible development and reliable and safe operation of North American energy infrastructure. TransCanada's enterprise includes \$48 billion worth of assets

technologie est, en elle-même, une panacée? Ce n'en est pas une. Elle ne fonctionne que si elle est contrôlée par des êtres humains devant les tableaux de commande.

Le sénateur Brown : Il y a bien des années, un groupe de wagons est resté sur une voie d'évitement pendant un bon bout de temps. Je me demande si le gaz fugitif dont vous parlez ressemble le moins à ce qu'ils ont découvert, que l'hydrogène est une molécule si petite qu'elle peut traverser l'acier.

M. Ritchie : Le programme sur les émissions fugitives vise à détecter les très petites fuites, qui se trouvent habituellement autour des valves et des raccords, mais cette technologie est très sophistiquée et détectera pratiquement tout. Nous avons tendance à tester nos installations, par exemple, en utilisant de l'hélium au lieu du gaz puisque les molécules d'hélium sont plus petites que les molécules de gaz, alors si elles retiennent bien l'hélium, elles retiennent très bien le gaz.

Le sénateur Brown : Merci. C'était juste une curiosité dont je me suis rappelé.

Le président : Merci beaucoup, monsieur Ritchie. Ce fut un excellent exposé et une excellente période de questions. Ce fut un plaisir de vous revoir.

Je suis très heureux de vous présenter nos témoins de TransCanada : David Chittick, directeur de l'intégrité des gazoducs; et Don Wishart, conseiller principal des opérations et des grands projets.

Merci de nous avoir envoyé vos exposés à l'avance. Je pense que tout le monde a eu l'occasion de les lire. La parole est à vous.

Don Wishart, conseiller principal, Opérations et grands projets, TransCanada : Merci, monsieur le président, et merci à vous, membres du comité.

La sécurité est une valeur cardinale de TransCanada. Pour nous, la sécurité — la nôtre, celle de chacun, de nos entrepreneurs et des habitants de nos collectivités — fait partie intégrante de notre façon de travailler. Cette culture de la sécurité protège le public et l'environnement depuis plus de 60 ans et je suis fier de dire que TransCanada possède un dossier de sécurité qui figure parmi les meilleurs de l'industrie.

Nous remercions le comité de nous avoir invités à participer à cette discussion. Il s'agit d'une étude très importante et d'un sujet que TransCanada prend très au sérieux.

J'aimerais vous donner aujourd'hui un survol de TransCanada et de l'industrie canadienne des pipelines et vous parler de la réglementation de notre industrie, du cycle de vie des pipelines, de l'approche fondée sur les systèmes de gestion de TransCanada et de notre appui aux pratiques exemplaires de l'industrie et au développement technologique.

Avec plus de 60 ans d'expérience, TransCanada est un chef de file dans la mise en valeur responsable et l'exploitation fiable et sécuritaire de l'infrastructure énergétique nord-américaine. L'entreprise TransCanada comporte des actifs d'une valeur de

across 7 Canadian provinces, 31 U.S. states and 5 Mexican states. Our three business areas are natural gas pipelines, oil pipelines and energy, which is mostly power generation and natural gas storage.

When it comes to pipelines, we have a significant footprint across Canada and the United States. We operate one of the largest natural gas transmission networks on the continent: A 68,774-kilometre system that taps into virtually every major supply basin and transports approximately 20 per cent of North America's daily natural gas needs.

Our 3,473-kilometre Keystone pipeline transports almost one quarter of Canada's crude oil exports to the United States and has moved more than 350 million barrels of oil safely and efficiently since it began operating in 2010. Collectively, we have about 40,000 kilometres of major transmission pipelines in Canada.

We have another \$12 billion worth of projects under way for completion by 2015. These includes expansions of our Keystone pipeline system, other oil pipelines to service growing production in Alberta's oil sands and two potential pipelines across northern British Columbia to connect to the emerging liquefied natural gas export markets.

Safety of the public, our employees and our assets is a core value at TransCanada. Every employee is expected and required to make every decision with a context of safety in mind. Every employee is empowered to take whatever actions are necessary to ensure safety is maintained without fear of recrimination. Compensation systems from the front-line employees to the CEO reflect the value of safety.

The board of directors and management systematically govern and monitor safety culture. Approaches include direct interface with front-line employees and contractors, periodic employee surveys, third-party assessments, and more quantitative measures, like monitoring injury statistics. In Alberta, for example, the rate of injuries for public administration, educators and health workers — effectively, government office workers — is nearly 10 times that realized for a TransCanada worker. Nevertheless, a single incident is one too many and is something we put every effort we can into ensuring it does not occur.

Enormous changes are under way in North America's energy landscape, with new technologies unlocking significant oil and natural gas reserves once thought to be inaccessible. Demand for energy resources is booming from overseas markets, and at the same time North America is moving towards greater energy security and independence than ever before.

48 milliards de dollars répartis dans 7 provinces canadiennes, 31 États américains et 5 États mexicains. Nos trois principaux domaines d'activité sont les gazoducs, les oléoducs et l'énergie, surtout la production d'électricité et le stockage de gaz naturel.

Dans le domaine des pipelines, nous occupons une place importante au Canada et aux États-Unis. Nous exploitons l'un des plus grands réseaux de transport de gaz naturel sur le continent, un système de 68 774 kilomètres relié à pratiquement tous les bassins d'approvisionnement importants et qui transporte environ 20 p. 100 du gaz naturel consommé en Amérique du Nord chaque jour.

Notre oléoduc Keystone, d'une longueur de 3 473 km, transporte près du quart du pétrole canadien exporté aux États-Unis; depuis son inauguration en 2010, il a transporté plus de 350 millions de barils de pétrole en toute sécurité et avec efficacité. En tout, nous avons environ 40 000 kilomètres de canalisations principales au Canada.

Nous réalisons des projets d'une valeur de 12 milliards de dollars qui seront achevés en 2015, notamment l'agrandissement du réseau Keystone, la construction d'autres oléoducs destinés à répondre à la production croissante des sables bitumineux de l'Alberta et éventuellement la construction de deux gazoducs dans le nord de la Colombie-Britannique, qui approvisionneront le nouveau marché d'exportation du gaz naturel liquéfié.

La sécurité du public, de nos employés et de nos actifs est une valeur fondamentale chez TransCanada. Tout employeur a le devoir et l'obligation de prendre chacune de ses décisions en tenant compte de la sécurité. Tout employé a le pouvoir de prendre les mesures nécessaires pour garantir le maintien de la sécurité sans craindre de représailles. Les régimes d'indemnisation en place, de l'employé de première ligne au PDG, témoignent de l'importance accordée à la sécurité.

Le conseil d'administration et la direction de l'entreprise orientent et surveillent systématiquement la culture de la sécurité. Les méthodes employées sont notamment des échanges directs avec les employés de première ligne et les entrepreneurs, des sondages périodiques auprès des employés, des évaluations par de tierces parties et des mesures plus quantitatives comme les statistiques sur les blessures. En Alberta, le taux de blessures pour les employés de l'administration publique, les éducateurs et les travailleurs de la santé, soit des employés gouvernementaux, est presque 10 fois supérieur à celui des employés de TransCanada. N'empêche qu'un accident en est un de trop, et nous prenons toutes les mesures possibles pour nous assurer qu'aucun accident ne survienne.

Le paysage énergétique nord-américain est en plein bouleversement, du fait notamment des nouvelles technologies qui permettent d'exploiter d'importantes réserves de pétrole et de gaz naturel jusque-là jugées inaccessibles. La demande en énergie des marchés étrangers est en pleine expansion et, parallèlement, l'Amérique du Nord se dirige vers une sécurité et une indépendance énergétiques sans précédent.

The International Energy Agency predicts that North America will require \$6 trillion in new energy infrastructure by 2035. This represents a significant opportunity for companies like TransCanada and the Canadian economy as a whole.

In a 2012 report by the Canadian Energy Research Institute, it was estimated that if the pipelines currently planned are not built, Canada will forego \$1.3 trillion in terms of economic growth and \$276 billion in taxes between now and 2035. The Canada West Foundation reports that stalled pipeline projects mean a loss to the Canadian economy of between \$30 million and \$70 million every day.

Pipelines are the backbone of North America's energy system. They are a key pillar in our economy. The vast majority — some 97 per cent — of oil and natural gas is transported by pipelines, with a 99,999 per cent safety record. That is the equivalent of spilling substantively less than one teaspoon of oil per thousand barrels transported over a kilometre.

Numerous studies have shown that pipelines are by far the safest method of moving oil and gas. A recent U.S. study determined that pipelines are approximately 40 times safer than rail and 1,000 times safer than trucks on our highways, on a volume-distance basis.

Pipelines are also the only practical means of transporting large volumes of natural gas and oil long distances. They are, by an order of magnitude, the most cost and energy efficient, and they have the lowest air emissions, including greenhouse gases, of the various transportation modes. A train 75 kilometres in length would be required to transport the 3 million barrels of oil transported by pipeline in Canada every day.

Transportation by pipeline is also becoming safer. In 2011, there were five accidents reported on Canada's federally regulated pipelines, compared to a five-year average of nine, despite seeing an increase of 30 per cent in the number of kilometres of pipeline operating. Put another way, in Canada, in 2002, there were 0.076 incident per thousand kilometres. In 2010, there were 0.019 incident per thousand kilometres, an over 70 per cent decline.

The regulatory process to approve, operate and maintain pipelines is rigorous, thorough and transparent. Virtually every aspect of pipeline design, construction, operation and decommissioning must be approved by regulators. In Canada, federal pipeline design, materials, construction and operations are governed by the requirements set out in the National Energy Board's *Onshore Pipeline Regulations, 1999* and by the Canadian Standards Association Z662-11 standard. Each province also has regulations for pipeline design, construction and operations under their jurisdiction.

L'Agence internationale de l'énergie prévoit que l'Amérique du Nord aura besoin, d'ici à 2035, d'investir 6 billions de dollars dans de nouvelles infrastructures énergétiques. Cela représente des possibilités considérables pour des sociétés comme TransCanada et l'économie canadienne dans son ensemble.

Selon un rapport de 2012 de l'Institut canadien de recherche énergétique, si les pipelines prévus au programme ne sont pas construits, le Canada perdra l'équivalent de 1,3 billion de dollars en croissance économique et 276 milliards en revenus fiscaux d'ici à 2035. La Canada West Foundation estime que les projets de pipeline mis en attente entraînent pour l'économie canadienne des pertes de 30 à 70 millions de dollars par jour.

Les pipelines sont l'épine dorsale du système énergétique nord-américain et représentent l'un des principaux piliers de notre économie. La très grande majorité, soit 97 p. 100, du pétrole et du gaz est transportée par pipeline à un taux de sécurité de 99,999 p. 100. Cela signifie que moins d'une cuillerée à café de pétrole est répandue pour chaque lot de mille barils transportés sur un kilomètre.

De nombreuses études montrent que les pipelines sont de loin le moyen le plus sûr pour transporter du pétrole et du gaz. Selon une récente étude américaine, le transport par pipeline est environ 40 fois plus sûr que le transport ferroviaire et environ 1 000 fois plus sûr que le transport routier, pour une distance et un volume donnés.

Les pipelines sont le seul moyen pratique pour transporter de grands volumes de gaz naturel et de pétrole sur de grandes distances; ils constituent de loin le moyen le plus économique et le plus écoénergétique et ils ont les émissions les plus faibles, y compris de gaz à effet de serre, de tous les moyens de transport. Pour transporter les trois millions de barils de brut livrés par pipeline au Canada chaque jour, il faudrait un train de 75 kilomètres de long.

Et le transport par pipeline devient de plus en plus sûr. En 2011, il a été signalé cinq accidents sur des pipelines sous réglementation fédérale, alors qu'il y en a eu neuf en moyenne au cours des cinq dernières années, et ce, malgré une augmentation de 30 p. 100 de la longueur du réseau de pipelines en exploitation. Autrement dit, au Canada, en 2002, il y a eu 0,076 incident pour mille kilomètres. En 2010, il y a eu 0,019 incident pour mille kilomètres, soit une baisse de plus de 70 pour cent.

Le processus réglementaire qui régit l'approbation, l'exploitation et l'entretien de pipelines est rigoureux, exhaustif et transparent. Pratiquement tous les aspects de la conception, de la construction, de l'exploitation et du déclassement des pipelines doivent être approuvés par les organismes de réglementation. Au Canada, la conception, les matériaux, la construction et l'exploitation des pipelines sous réglementation fédérale sont régis par les dispositions du Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres, mis en pratique par l'Office national de l'énergie, et par la norme Z662-11 de l'Association canadienne de normalisation. En plus, chaque province a ses propres règlements relativement à la conception, à la construction et à l'exploitation de pipelines sous leur compétence.

TransCanada interfaces with in excess of 250 regulators and regulatory agents on a federal, provincial, state and municipal level throughout Canada, the United States and Mexico. In Canada alone, this includes 5 regulators at the federal and provincial levels and 41 regulatory agencies. TransCanada routinely monitors and must comply with more than 150 regulations, directives, interim directives, codes and standards for TransCanada's operations in Canada, the United States and Mexico.

TransCanada has undergone four major pipeline audits since 2002 and over 100 inspections since 2010 on its pipelines and operations. None of these audits or inspections has resulted in concerns for public safety, operations or the environment.

The Canadian regulatory structure provides for recovery of costs incurred for prudently maintaining and improving pipeline safety. The pipeline operator has neither an earnings incentive nor disincentive associated with these expenditures.

Safety is built into the full life cycle of a pipeline, starting with design, construction, operation and, eventually, abandonment and retirement.

Pipeline routing is optimized to reduce impacts and risks to the environment and population and to reduce integrity concerns. Avoiding or minimizing unstable slopes and crossing major waterways at the locations of least impact are examples.

Pipeline coatings and components are specified and manufactured to TransCanada's specifications, which are frequently more stringent than industry standards. At the pipe mill, representative samples are taken during pipe manufacture and tested using standardized methods to ensure that the material properties that have been specified are being met. The pipe is systematically inspected using ultrasonic imagery and visual methods and then pressure tested with water to ensure pipe quality control. This is all before it leaves the mill.

TransCanada employs industry best practices during construction. The quality, safety and inspection standards we adhere to on all of our projects are truly among the best in the world.

Prior to placing a pipeline into service, hydrostatic testing is conducted at pressures well above design operating pressures to prove the integrity of the pipeline. We then use in-line inspection tools, known as smart pigs, which travel through the pipeline to measure and test for any defects. Any anomalies that do not meet acceptance criteria are cut out of the line prior to operation of the pipeline to ensure they do not become problems in the future.

TransCanada traite avec plus de 250 gouvernements et organismes de réglementation de compétence fédérale, provinciale, municipale et d'État au Canada, aux États-Unis et au Mexique. Seulement au Canada, l'entreprise a des échanges avec cinq gouvernements provinciaux et fédéral et 41 organismes de réglementation. TransCanada doit constamment veiller au respect de plus de 150 règlements, directives, directives provisoires, codes et normes qui touchent ses activités au Canada, aux États-Unis et au Mexique.

TransCanada a subi quatre grandes vérifications de ses pipelines depuis 2002 et, depuis 2010, plus de 100 inspections de ses conduites et de ses activités, et aucune vérification ou inspection n'a permis de soulever des inquiétudes au sujet de la sécurité publique, des activités d'exploitation ou de l'environnement.

La réglementation canadienne prévoit le recouvrement des coûts engagés pour maintenir et améliorer, par prudence, la sécurité des pipelines, de sorte que l'exploitant du pipeline n'est pas encouragé financièrement à faire ou à ne pas faire ces dépenses.

La sécurité fait partie intégrante de toutes les étapes du cycle de vie des pipelines, depuis la conception, en passant par la construction et l'exploitation et finalement jusqu'à l'abandon ou la désaffectation.

Le tracé des pipelines est optimisé pour réduire les impacts et les risques posés à l'environnement et à la population et diminuer les inquiétudes en ce qui a trait à l'intégrité. Par exemple, on évite autant que possible les pentes instables et on traverse les cours d'eau à l'endroit où les impacts sont les plus faibles.

Les revêtements des conduites et les composantes sont détaillés et fabriqués selon les spécifications de TransCanada, lesquelles sont souvent plus rigoureuses que les normes de l'industrie. À l'usine de fabrication des conduites, des échantillons représentatifs sont prélevés durant la fabrication, et des essais sont effectués suivant des méthodes normalisées en vue d'assurer le respect des spécifications applicables aux propriétés des matériaux. La conduite est systématiquement inspectée au moyen de l'imagerie par ultrason et par des méthodes visuelles, et elle subit un essai de pression effectué avec de l'eau aux fins de contrôle de la qualité. Tout est fait avant la sortie de l'usine.

TransCanada utilise les pratiques exemplaires de l'industrie durant la construction. Les normes de qualité, de sécurité et d'inspection auxquelles nous nous conformons pour tous nos projets comptent véritablement parmi les meilleures au monde.

Avant l'entrée en service d'un pipeline, des essais hydrostatiques sont effectués à des pressions bien supérieures à la pression d'utilisation prévue en vue de prouver l'intégrité du pipeline. Ensuite, nous utilisons un outil d'inspection interne, appelé un « racleur intelligent », qui parcourt le pipeline pour effectuer des mesures et des essais en vue de repérer les défauts, le cas échéant. Les anomalies qui ne satisfont pas aux critères acceptables sont enlevées avant l'entrée en service du pipeline pour éviter les problèmes futurs.

Once a pipeline is approved for service and begins operation, it is monitored around the clock at our pipeline control centre and is regularly inspected and tested to ensure it remains safe. This includes routine patrols of pipelines from the air and on the ground, cathodic protection to prevent corrosion, in-line inspection tools using high-resolution sensing technologies, and investigative digs. A properly maintained pipeline system can remain safe indefinitely.

Our state-of-the-art monitoring and control systems, elevated safety features and specialized staff training employed by our pipelines ensure that any leaks or problems are quickly identified and responded to. These features include: technology capable of isolating any section of our pipeline, either automatically at the valve or remotely from our control centre in Calgary; information is transmitted to our control centres from thousands of data points along our pipelines; 24-7 monitoring of the pipeline operations by highly trained staff who are expected to shut down the pipeline at the first sign of a problem until the cause of the alarm is determined and confirmed; and an essential TransCanada policy requirement that all possible problems are investigated immediately by pipeline controllers and on-the-ground field staff. The pipeline cannot be restarted until it is confirmed that it is safe to do so.

TransCanada has an extensive public awareness program that provides excavators, contractors, community officials and emergency responders with the information they need to live safely near pipelines.

The leading cause of pipeline failures in populated areas is damage done by unauthorized excavations. TransCanada's Integrated Public Awareness Program supports various Call Before You Dig programs throughout Canada and the United States to educate the public about our facilities and to minimize the risk from third-party damage.

TransCanada is a founding member and platinum sponsor of the Common Ground Alliance and also supports the regional partners at a provincial and state level to support and influence damage prevention practices and priorities throughout North America.

Emergency response plans are developed in a detailed and comprehensive way in collaboration with local emergency response partners in the communities in which we operate.

Every effort is made to ensure safety and protection of the environment throughout the life cycle of the pipeline.

Lorsqu'un pipeline est agréé pour l'exploitation et que son utilisation commence, il est constamment surveillé par notre centre de surveillance des pipelines, en plus d'être régulièrement inspecté. Il subit des essais visant à nous assurer qu'il demeure sécuritaire. Il y a notamment les patrouilles régulières de surveillance des pipelines du haut des airs et au sol, la protection cathodique pour prévenir la corrosion, les outils d'inspection interne utilisant des technologies de détection haute résolution, et les fouilles exploratoires. Un réseau de pipelines entretenu correctement peut demeurer sécuritaire indéfiniment.

Grâce à nos systèmes de surveillance et de contrôle à la fine pointe, à nos caractéristiques de sécurité de haut niveau et à la formation du personnel spécialisé qui travaille sur nos pipelines, les fuites et les problèmes sont rapidement décelés; et les mesures correctrices, apportées. Voici ces caractéristiques. Nous avons une technologie permettant d'isoler toute section du pipeline soit automatiquement à la valve, soit à distance à partir de notre centre de contrôle à Calgary. L'information est transmise à partir de milliers de points de données le long des pipelines jusqu'à nos centres de contrôle. Une surveillance en continu des pipelines est assurée par des effectifs hautement qualifiés qui sont censés fermer le pipeline au premier signe d'un problème jusqu'à ce que la cause de l'alarme soit déterminée et confirmée. Une exigence stratégique fondamentale est imposée, c'est-à-dire que tous les problèmes possibles doivent faire immédiatement l'objet d'une enquête par les contrôleurs du pipeline et le personnel sur le terrain. Le pipeline ne peut être remis en service tant que l'absence de risque n'est pas confirmée.

TransCanada réalise un programme exhaustif de sensibilisation qui communique aux ouvriers à l'excavation, aux entrepreneurs, aux autorités municipales et aux intervenants en cas d'urgence les renseignements dont ils ont besoin pour vivre en toute sécurité à proximité des pipelines.

Les défaillances de pipeline dans les régions habitées sont principalement causées par des travaux d'excavation non autorisés. Le programme intégré de sensibilisation du public de TransCanada appuie divers programmes « Appelez avant de creuser » partout au Canada et aux États-Unis afin d'informer le public sur nos installations et de réduire au minimum les risques résultant de dommages causés par un tiers.

TransCanada est un membre fondateur et un parrain « Platinum » de la Common Ground Alliance; l'entreprise parraine également des partenaires régionaux dans les provinces et les États en vue de soutenir les mesures de prévention des dommages et les priorités en la matière et d'exercer une influence à ce chapitre dans l'ensemble de l'Amérique du Nord.

Des plans d'intervention d'urgence détaillés et exhaustifs sont élaborés en collaboration avec les organismes d'intervention d'urgence partenaires dans les collectivités où nous sommes présents.

Tous les efforts sont déployés pour assurer la sécurité et la protection de l'environnement tout au long du cycle de vie du pipeline.

TransCanada's Pipeline Integrity Management System is a set of approximately 150 interrelated and interacting processes and procedures used to ensure the integrity of the pipeline. Quite simply, management systems facilitate safety by following a continuous cycle of plan, do, check and act. TransCanada's integrity department identifies what can go wrong through a process of identifying threats, conducting risk assessments and developing a maintenance program to address these threats. The program typically consists of in-line inspections, excavations and selected hydro testing. The findings from inspections and excavations are analyzed to measure the effectiveness of the program and to promote continual improvement. The failure rate for TransCanada's gas transmission pipelines for the period of 2000 to 2009 declined 40 per cent compared to the previous decade, 1990 to 1999. The failure rate for the period of 2010 to 2019 is projected to decline 67 per cent from the failure rate of 2000 to 2009. Nevertheless, our goal is zero, and we will relentlessly pursue that goal.

TransCanada recognizes the importance of technology development and is an industry leader in the implementation of industry best practices and new technology development. Through our technology management programs, TransCanada has successfully adopted best practice approaches in the areas of pipe hazard management, pipe condition monitoring and surveillance and pipe repair methodologies.

In conclusion, our first priority is the safety of our employees and the public. Safety defines our company and our social licence to operate. TransCanada has one of the best safety and operating records in our industry. We make it clear to all of our employees and contractors that we will not tolerate anything that undermines the safety and reliability of our facilities. While we are very proud of these accomplishments, we continually strive to do better and work with our industry partners to make the entire industry safer.

The Chair: Thank you very much for that presentation. I will start off with one quick question.

About halfway through your presentation, you talked about putting into service a new pipeline and doing numerous different tests to ensure it is okay. You say that any defects are cut out of the line prior to operation. I understand that too, but how often does that happen? Would that be welding defects, or by any chance do you find defects in the pipe after?

Mr. Wishart: Generally, I do not think we have ever found a welding defect at that late a stage. We do 100 per cent inspections of our welds, so every single weld on our pipelines is radiographically inspected. We use a new automated ultrasonic

Le système de gestion de l'intégrité des conduites de TransCanada est un ensemble d'environ 150 processus et procédures interdépendants et interactifs servant à veiller à l'intégrité des conduites. Tout simplement, les systèmes de gestion contribuent à la sécurité en suivant le cycle continu du « Planifier, Faire, Vérifier et Réagir ». Le service responsable de l'intégrité des conduites de TransCanada détecte les problèmes possibles au moyen d'un processus qui consiste à déterminer les menaces, à effectuer des évaluations des risques et à élaborer un programme de maintenance pour contrer ces menaces. En règle générale, le programme consiste à faire des inspections internes, à effectuer des travaux d'excavation et à procéder à des essais hydrostatiques. Les constatations faites à la suite des inspections et des travaux d'excavation sont analysées pour évaluer l'efficacité du programme et encourager l'amélioration en continu. Le taux de défaillance des gazoducs de TransCanada de 2000 à 2009 a diminué de 40 p. 100 comparativement à la décennie précédente, de 1990 à 1999. On prévoit que le taux de défaillance pour la période de 2010 à 2019 diminuera de 67 p. 100 par rapport au taux pour la période de 2000 à 2009. N'empêche que notre objectif est d'atteindre la perfection, et nous n'arrêterons pas tant que nous ne l'aurons pas atteint.

TransCanada reconnaît l'importance du développement technologique et est un chef de file de l'industrie au chapitre de la mise en œuvre des pratiques exemplaires de l'industrie et du développement de nouvelles technologies. Par le truchement des programmes de gestion de la technologie, TransCanada a adopté avec succès des pratiques exemplaires dans les domaines de la gestion des risques liés aux conduites, du contrôle et de la surveillance de l'état des conduites et des méthodes de réparation des conduites.

En terminant, la priorité principale de TransCanada est la sécurité des employés de l'entreprise et du public. La sécurité est la marque et le permis social d'exploitation de TransCanada. Les antécédents de TransCanada en matière de sécurité et d'exploitation comptent parmi les meilleurs dans l'industrie. Nous informons clairement nos employés et nos entrepreneurs que nous ne tolérons rien qui puisse porter atteinte à la sécurité et à la fiabilité de nos installations. Nous sommes très fiers de nos réalisations, mais nous nous efforçons sans cesse de faire mieux et nous travaillons avec nos partenaires de l'industrie en vue de rendre plus sécuritaire l'ensemble de l'industrie.

Le président : Merci beaucoup de votre exposé. Je vais lancer le bal en vous posant une petite question.

Environ au milieu de votre exposé, vous avez abordé l'entrée en service d'un pipeline et les divers tests pour en assurer l'intégrité. Vous avez dit que les anomalies sont enlevées avant l'entrée en service du pipeline. Je le comprends, mais j'aimerais savoir si cela arrive souvent. S'agit-il de défauts de soudure? Vous arrive-t-il de constater par la suite des défauts dans la conduite?

M. Wishart : De manière générale, je ne crois pas que nous ayons déjà trouvé un défaut de soudure aussi tard dans la chaîne. Nous inspectons toutes les soudures. Chaque soudure est inspectée au moyen de rayons X. Nous avons recours à une nouvelle

technology. We ensure the integrity of the weld is good long before we hydrostatically test it or put it into service. Normally, if any issues arise in that last moment — the point you are making reference to — when we do an in-line inspection before we put it into service, we are looking mostly at that point for dents or buckles that have occurred after the pipe has been put into the ditch. Perhaps a rock was dropped on it or it sat on a rock and there was a dent.

The Chair: You never found a pipe defect either, then?

Mr. Wishart: Not at that point.

Senator Mitchell: I am dying to know your answer to the question that was deferred to you, so I will go right to it. It has already been asked, the one about conversion.

Mr. Wishart: I will defer most of this to Mr. Chittick, who knows this much better than I do.

The pipeline itself, the steel, is not any different when it is in an oil service or a gas service. The specifications of the pipe are the same. To put that into oil service we would remove compressors and put in pumps to put in tankage upstream — because we have a batched product instead of a commingled gas service — and we would change our SCADA systems, our supervisory control and data control and acquisition. It must have a different configuration for leak detection for oil than it would for gas.

We replace a lot of valves and we would put new valves in because, as pointed out earlier, gas is lighter than air, so it dissipates. Oil is not, and so you need to have valves close to river crossings and other water bodies and things like that to ensure you can minimize the volume in those areas. There would be valves added to the pipeline system as well. Finally, we have to change our emergency response planning, because we would have to have a plan that would be suitable for an oil spill relative to the release of gas.

David Chittick, Director, Pipe Integrity, TransCanada: I think Mr. Wishart answered just about everything there. We have done this once with our Keystone pipeline. We converted 870 kilometres. In that process we had to prove the “fit for purpose” for the pipeline to operate in oil and submit that to the NEB for their approval. Basically, the pipeline, the materials and the wall thickness are there to ensure pressure-containing capacity.

The threats to the pipeline are pretty much similar: cracking, external corrosion, internal corrosion, weather and outside force. The slight difference in an oil pipeline is there are more pressure cycles and so you can have a small crack in an oil pipeline that

technologie automatisée par ultrason. Nous nous assurons de l'intégrité de la soudure bien avant de procéder aux essais hydrostatiques ou de mettre le pipeline en service. Si des anomalies sont remarquées à cette étape, à l'étape à laquelle vous faites allusion, soit au moment de l'inspection interne du pipeline avant de le mettre en service, nous vérifions principalement que des bosses ou des renflements ne se sont pas formés après l'installation du pipeline dans le fossé. Une roche est peut-être tombée sur le pipeline, ou une roche sous le pipeline a causé un renflement.

Le président : Vous n'avez donc jamais remarqué de défaut dans une conduite, n'est-ce pas?

M. Wishart : Pas à cette étape.

Le sénateur Mitchell : Je meurs d'envie d'entendre votre réponse à la question qui vous a été renvoyée. Allons-y sans plus attendre. La question a déjà été posée; elle porte sur la transformation d'un pipeline.

M. Wishart : Je vais laisser M. Chittick vous donner la plupart des éléments de réponses, parce qu'il connaît ce sujet mieux que moi.

Le pipeline en soi, l'acier, n'est pas différent que ce soit utilisé pour le transport de pétrole ou de gaz. Les caractéristiques techniques du pipeline sont les mêmes. Pour le transport de pétrole, nous retirerions les compresseurs et installerions des pompes pour avoir de la capacité de stockage en amont, parce que nous avons un lot au lieu d'un service de gaz mélangé. Nous devrions modifier notre système SCADA, notre système d'acquisition et de contrôle des données. Il faut une configuration différente pour déceler les fuites lorsqu'il s'agit de pétrole que lorsqu'il s'agit de gaz.

Nous remplacerions beaucoup de valves et nous en installerions de nouvelles, parce que, comme on l'a mentionné plus tôt, le gaz est plus léger que l'air et se dissipe, ce qui n'est pas le cas du pétrole. Il faut donc installer des valves à proximité des endroits où le pipeline traverse un cours d'eau en vue de nous assurer de pouvoir réduire le volume à ces endroits. Des valves seraient également ajoutées au réseau de pipelines. Enfin, il faut modifier notre planification des interventions d'urgence, parce que nous devons avoir un plan adéquat dans le cas d'un déversement de pétrole et non d'une fuite de gaz.

David Chittick, directeur, Intégrité des gazoducs, TransCanada : Je crois que M. Wishart a fait passablement le tour de la question. Nous l'avons déjà fait à une reprise avec le pipeline Keystone. Nous avons converti 870 kilomètres. Dans le cadre du processus, nous devons prouver que le pipeline convenait au transport de pétrole et remettre le tout à l'ONE aux fins d'approbation.

Les menaces qui pèsent sur un pipeline sont sensiblement similaires : les fissures, la corrosion externe, la corrosion interne, les conditions météorologiques et les forces extérieures. La petite différence dans un oléoduc est qu'il y a davantage de cycles de

pressure cycles would act upon. However, we have technology readily available to identify the location of those cracks and enable the removal of the cracks.

Senator Mitchell: I do not want to put you on the spot in this case, and it may be something you cannot talk about, but I would like to give you a chance to answer.

There were allegations last year. There was a whistle-blower. You know the case I am talking about regarding alleged internal difficulties. Would you like to address and respond to that?

Mr. Wishart: Yes. I will respond at least partially. We would like to maintain the dignity and respect of the individual involved, so we will not get into details of that.

I would draw to your attention that when this particular individual raised concerns, the Chief Executive Officer of TransCanada immediately called for an investigation — which was done both through independent third parties, as well as internal parties — to see whether or not there was a substance to the issues that were raised.

From that, the investigations determined that all of the issues raised had been addressed in the normal course of quality control, so there may have been a problem, but the next phase in a typical plan — do, check — had picked up those issues.

Finally, when this was brought to the attention of the National Energy Board, they did note in the letter they made public that none of the allegations had to do with anything that represented a risk to people or to the environment. It was more administrative quality control issues that were raised.

Senator Mitchell: I am interested and I am asking this of most of the industrial witnesses who come. I asked the question earlier on how you set up your monitoring. Do you have a centralized monitoring facility? How does that compare to what was in place in the Kalamazoo case? What would you learn from that and could that happen to you?

Mr. Wishart: I think there were about three questions there, so I will try to get each of those.

The Chair: He is always sneaking them in.

Mr. Wishart: First, we do have a central control centre in Calgary, quite a sophisticated one, and we would invite the Senate to come and visit if they choose. You are more than welcome to do so. It runs all of our gas pipeline systems that carry Canadian gas, so all of our Canadian pipeline systems, as well as a number of American systems that are delivering gas from Canada to the American marketplace. Our oil pipeline system is run out of the same control system. It is a huge floor with a lot of people on it and lots of monitors and computers around the room.

I cannot speak definitively on behalf of Enbridge and how they are configured in terms of their control systems per se. However, we have a philosophy and a policy in our company that if there is

pressure, it can be seen that a small crack progresses because of pressure cycles. Par contre, nous avons de l'équipement pour déterminer l'emplacement des fissures et les enlever.

Le sénateur Mitchell : Je ne veux pas vous mettre sur la sellette, et c'est peut-être quelque chose dont vous ne pouvez pas parler, mais j'aimerais vous donner l'occasion de répondre.

Nous avons entendu des allégations l'an dernier. Une personne a sonné l'alarme. Comme vous vous en doutez, je fais allusion aux allégations d'irrégularités au sein de votre entreprise. Aimerez-vous aborder la question?

M. Wishart : Oui. Je vais aborder la question, du moins partiellement. Nous voulons préserver la dignité et le respect de la personne en question. Nous n'entrerons donc pas dans les détails.

J'aimerais souligner que lorsque la personne a fait part de ses inquiétudes, le PDG de TransCanada a immédiatement demandé une enquête pour déterminer si les allégations étaient fondées. L'enquête a été confiée à des tiers externes et internes.

L'enquête a démontré à ce sujet que tous les problèmes relevés avaient été abordés dans le cadre normal du contrôle de la qualité. Bref, il y avait peut-être un problème, mais l'étape suivante dans un plan typique, soit faire et vérifier, a permis de le déceler.

Enfin, lorsque l'affaire a été portée à l'attention de l'Office national de l'énergie, on a indiqué dans une lettre rendue publique qu'aucune des allégations n'avait trait à quoi que ce soit pouvant représenter un risque pour la population ou pour l'environnement. Les problèmes soulevés touchaient davantage le contrôle de la qualité du point de vue administratif.

Le sénateur Mitchell : C'est une question que je pose à la plupart des témoins de l'industrie qui comparaissent devant nous. Je vous ai interrogé tout à l'heure au sujet de vos installations. Avez-vous un centre de contrôle? En quoi votre situation se compare-t-elle aux mesures en place dans le cas de Kalamazoo? Qu'avez-vous appris de ce déversement et est-ce que la même chose pourrait vous arriver?

M. Wishart : Je crois que vous avez sans doute posé trois questions en même temps, mais je vais essayer d'y répondre.

Le président : Il essaie toujours d'en faufiler quelques-unes.

M. Wishart : Tout d'abord, nous avons effectivement un centre de contrôle très perfectionné à Calgary, et les sénateurs sont d'ailleurs les bienvenus s'ils souhaitent venir le visiter. On y gère tout le réseau de pipelines pour le transport du gaz naturel au Canada ainsi qu'un certain nombre de gazoducs transportant du gaz canadien vers les marchés américains. Le même centre sert aussi au contrôle de notre réseau d'oléoducs. C'est une très grande pièce où une foule de gens s'activent devant des tas de moniteurs et d'ordinateurs.

Je ne peux bien évidemment pas vous parler des systèmes de contrôle en place chez Enbridge. Je peux toutefois vous dire que notre entreprise a une politique bien établie en la matière. Si un

something that alarms and the operator does not know the answer, or if a third party contacts us and says they are concerned, they smell something or they see something, all systems are shut down and the segment is isolated until a field employee verifies that it is safe to restart. I think that may not have occurred in the case of Kalamazoo.

Senator Johnson: Can we talk a bit about the Keystone XL pipeline where you made a request in May? You applied to the State Department for the project again and proposed this new route. I would like you to tell us about that new route and why it is not as sensitive environmentally. In Nebraska, the governor approved it, so you were in good shape, and now you need a Presidential Permit. What will you do if it does not happen? What is your push-back or position going to be if you do get it in, because he would have to approve it if Nebraska just approved.

Mr. Wishart: I think there were several questions there, so if I do not get them all, please remind me.

We did choose a different route in Nebraska that avoided an area that they have designated as the Nebraska Sandhills. The work that concluded in August of the previous year in a final federal environmental impact statement looked at some 16 different pipeline routes, including going around the Sandhills. It concluded that the route through the Sandhills was the least environmentally impactful route. The federal FEIS made that conclusion. The State of Nebraska de facto objected to that conclusion and for that reason we have moved around those Sandhills.

In terms of a pure scientist's perspective, we have not necessarily improved the overall environmental risks; we have just changed them. We have gone around the Sandhills to a different area, which obviously adds distance to the pipeline. Nevertheless, we have an endorsement from the state and from the governor and seem to have resolved the issue of crossing through the Nebraska Sandhills.

Relative to the speculation on whether we will receive the Presidential Permit for the pipeline or not, we remain confident that will occur. To us, the logical perspective from the U.S. is that they consume a large amount of imported oil — about 10 million barrels a day — and, frankly, it is a decision they have on where they wish to source that. If they do not source that from Canada, then they will source it from some other place, such as Nigeria, Venezuela or Saudi Arabia, but they are not changing their consumption of oil because of production of oil in Canada. The two are not related despite the fact that a number of parties are trying to make them related.

The fact is that the United States consumes a lot of oil that they do not produce and they need to import oil. We think the logical and the safest, most environmentally sound way of moving that

opérateur n'a pas la solution en présence d'une situation alarmante, ou si un tiers nous signale une odeur suspecte ou autre chose d'anormal, tout le réseau est arrêté et le tronçon concerné est isolé jusqu'à ce qu'un employé se rende sur place pour voir si l'on peut relancer le réseau en toute sécurité. J'ai l'impression que l'on n'a pas nécessairement agi de cette manière dans le cas de Kalamazoo.

La sénatrice Johnson : Pouvons-nous parler un peu du pipeline Keystone XL pour lequel vous avez présenté une demande en mai? Vous avez adressé une nouvelle requête au département d'État en proposant un tracé différent. J'aimerais que vous nous en disiez plus long au sujet de ce nouveau tracé et des raisons pour lesquelles il est moins dommageable pour l'environnement. Vous avez obtenu l'approbation du gouverneur du Nebraska, ce qui est déjà une bonne chose, mais il vous faut maintenant un permis présidentiel. Qu'allez-vous faire si vous ne l'obtenez pas? Quelle serait votre position de repli le cas échéant?

M. Wishart : Vous avez posé plusieurs questions à la fois; si j'en oublie, n'hésitez pas à me le faire savoir.

Au Nebraska, nous avons choisi un tracé différent pour éviter la région des Sandhills. Dans le cadre du travail qui a abouti en août de l'année précédente à une description définitive des répercussions environnementales, 16 tracés différents ont été envisagés pour le pipeline, y compris le contournement des Sandhills. Le processus fédéral d'évaluation environnementale en est arrivé à la conclusion que le parcours traversant les Sandhills était celui qui avait le moins d'impact sur l'environnement. L'État du Nebraska s'est objecté de facto à cette conclusion et nous avons donc dû contourner ces Sandhills.

D'un point de vue purement scientifique, nous n'avons pas nécessairement réduit les risques globaux pour l'environnement; nous les avons simplement déplacés. Nous avons contourné les Sandhills en faisant passer le pipeline dans un autre secteur, ce qui a bien sûr pour effet d'allonger la distance parcourue. Quoi qu'il en soit, nous avons obtenu l'approbation de l'État et du gouverneur et semblons bien avoir réglé le problème du passage par la région des Sandhills.

Quant à savoir si nous allons obtenir le permis présidentiel nécessaire, nous demeurons confiants. En toute logique, comme les États-Unis consomment une très grande quantité de pétrole importé — quelque 10 millions de barils par jour — il s'agit seulement pour eux de décider à quelle source ils vont s'approvisionner. S'ils n'achètent pas le pétrole canadien, ils vont se tourner vers d'autres pays producteurs comme le Nigéria, le Venezuela ou l'Arabie saoudite, mais ils ne vont pas changer leurs habitudes de consommation pour autant. Il n'y a aucun lien entre ces deux éléments, même si certains essaient de nous faire croire le contraire.

Le fait est que les États-Unis consomment beaucoup plus de pétrole qu'ils n'en produisent et qu'ils doivent donc en importer. Selon nous, il n'existe pas pour les Américains de moyen plus

oil to marketplace is through a pipeline, one that connects to their best trading partner and one who shares values with them.

Senator Johnson: Canada certainly does not disagree with that. It would be really harsh on our relationship, but how long can you wait without it becoming a negative or serious negative factor for us?

Mr. Wishart: It is a serious negative for the Canadian economy already. I made reference to the Canada West Foundation calculating that it is costing the Canadian economy somewhere between \$30 million and \$70 million dollars per day now. There are very large differentials between similar qualities of oil in Canada and marketplaces on the Gulf Coast, and the East Coast of Canada as well, that are only there because of a lack of transportation capacity between the supply and the demand. It is costing our economy a lot as we speak.

Senator Johnson: A lot of work is happening on the ground in Washington. The Canada-U.S. group that I chair is going down in two weeks and to meet with 15 or 20 members and congressmen. In May, we met with them as well, and there were very few who were opposed to this in either party. There has been a bit of a shift, I think. Thank you for your answer.

Senator Patterson: On the Keystone XL pipeline, if I may, I understand that TransCanada has announced that you would proceed with the development of a segment of the project from Cushing, Oklahoma, to the Gulf of Mexico. Will that investment depend on obtaining the Presidential Permit for the full line? In other words, is that a risky thing to do or will it have another use if you do not get the Presidential Permit?

Mr. Wishart: The current status is that we are more than half constructed. The pipeline itself is probably about 60 per cent completed as we speak. The overall project is about half done, so we are well on our way to completing that project, and it does have its own use and market need as well. It did not require a Presidential Permit for that. It is an interstate pipeline, but it was not one for which the State Department or Presidential Permit is required.

The Presidential Permit is only required for the 50 feet necessary to get across the border, and then on both sides of the border it is run by standard, existing regulatory processes on both the U.S. and Canadian side. We have had National Energy Board approval for many years and we have actually completed a lot of the construction on the Canadian side. On the U.S. side we are still waiting for that 50 feet that is associated with the Presidential Permit and then we can start to move from there.

logique, plus sûr et moins néfaste pour l'environnement qu'un pipeline pour transporter ce pétrole produit par leur meilleur partenaire commercial avec lequel ils ont bien des valeurs en commun.

La sénatrice Johnson : Le Canada est certes du même avis. Nos relations pourraient en souffrir, mais combien de temps pouvons-nous attendre encore sans qu'il y ait de répercussions négatives pour nous?

M. Wishart : Les impacts sont déjà très néfastes pour l'économie canadienne. Je vous ai parlé du calcul de la Canada West Foundation qui estime qu'il en coûte actuellement entre 30 millions et 70 millions de dollars par jour à l'économie canadienne. Il y a des écarts très importants entre des qualités similaires de pétrole au Canada et dans des marchés comme la côte du golfe du Mexique et la côte Est du Canada. La situation est uniquement attribuable au manque de capacité de transport entre l'offre et la demande. Tout cela est déjà très coûteux pour notre économie.

La sénatrice Johnson : Il y a beaucoup de travail qui se fait sur le terrain à Washington. Le groupe Canada-États-Unis que je préside sera là-bas dans deux semaines pour rencontrer de 15 à 20 députés et membres du Congrès. Nous les avons tous rencontrés en mai dernier et très peu s'opposaient à cette idée dans un parti ou dans l'autre. Je suppose qu'il y a eu une certaine évolution. Merci pour votre réponse.

Le sénateur Patterson : Pour ce qui est du pipeline Keystone XL, je crois que TransCanada a annoncé qu'elle irait de l'avant avec la construction d'un tronçon allant de Cushing, en Oklahoma, jusqu'au golfe du Mexique. Est-ce que cet investissement est assujéti à l'obtention du permis présidentiel pour l'ensemble du pipeline? Autrement dit, êtes-vous en train de prendre un grand risque ou y a-t-il une autre utilisation possible si vous n'obtenez pas le permis présidentiel?

M. Wishart : La construction est déjà à moitié terminée. Je dirais qu'environ 60 p. 100 du pipeline lui-même est déjà en place. Le projet dans son ensemble est à peu près à mi-chemin, ce qui nous permet de dire que les choses fonctionnent bien et que ce pipeline répond à un besoin sur le marché et pourra être utilisé quoi qu'il advienne. L'obtention du permis présidentiel n'est pas nécessaire. C'est un pipeline inter-États, mais sa mise en place n'exige pas d'autorisation du département d'État ou de permis présidentiel.

On a besoin d'un permis présidentiel uniquement pour le tronçon de 50 pieds nécessaire pour traverser la frontière. De part et d'autre de celle-ci, on peut ensuite construire le pipeline en suivant la réglementation applicable. Nous avons obtenu l'approbation de l'Office national de l'énergie depuis de nombreuses années et une grande partie du travail de construction est terminée du côté canadien. Du côté des États-Unis, nous attendons toujours la portion de 50 pieds assujéti au permis présidentiel après quoi nous pourrions poursuivre nos travaux.

Senator Wallace: Mr. Wishart, when you described some of the new projects that TransCanada is working on — of course Keystone and potentially two natural gas lines in British Columbia — I did not hear you mention another line. It is of interest to me being from East Coast of Canada, the line that is being spoken of — I would not say it has been proposed yet — that would run from Montreal to Saint John, New Brunswick, and in particular the Irving oil refinery, which is the largest refinery in the country at 300,000 barrels a day, which if it were built would be at the end of it. What can you tell us about that project? What are your thoughts and where are things in TransCanada right now in considering that project?

Mr. Wishart: We spent the better part of two years doing technical studies and economic studies behind that project, including talking to the governments along the route and producers and refiners, including the Irving refinery, to determine whether there is interest in the pipeline and whether that interest would be sufficient to make it an economic project to move forward.

We have largely completed those studies. It clearly is technically feasible. It is an economically feasible pipeline. We believe that we will be able to gain support from producers and refiners to move that forward, but that is the piece that is missing at this point in time. We need commitments from the producer community and the refiner community that they indeed want this pipeline project to move forward and that they are willing to commit to it moving forward. When that occurs, we will start the regulatory process to move that to fruition.

Senator Wallace: Last week we heard from representatives of Natural Resources Canada. They provided us with information about pipeline capacities throughout the country, including those that TransCanada is working on at this point. It was interesting, to put it mildly, to see the pipeline capacity of Keystone as compared to this line that potentially could run from Montreal to Saint John. The Montreal to Saint John line would have 50 per cent larger capacity than Keystone, which I guess shows what the significance of that line would be in terms of getting shut-in crude, Alberta crude, to market if it were built.

When I think of it going to the East Coast and the 300,000 barrels to the refinery, the information given to us is that you were looking at capacity in that line of a million barrels a day, or another 700,000 barrels. I take it that must be with a view that there is an export opportunity as well from the East Coast of Canada. Is that correct?

Mr. Wishart: I think that is at least partially correct. The capacity of that line will depend on which of the existing six pipelines across the Canadian nation we take out of service and transition to an oil service. The original Keystone pipeline, which has a capacity of a little less than 600,000 barrels, is a 30-inch line in reality. It has 34-inch pieces, the smallest being 30. The numbers that have been thrown around relative to servicing Eastern Canada

Le sénateur Wallace : Monsieur Wishart, lorsque vous avez décrit quelques-uns des nouveaux projets menés par TransCanada, dont bien sûr Keystone et deux éventuels gazoducs en Colombie-Britannique, je ne vous ai pas entendu parler d'un autre tracé qui m'intéresse, car je viens de la côte Est du Canada. Je parle du pipeline dont il est question — et je n'irai pas jusqu'à dire qu'il a été proposé — pour relier Montréal à Saint John (Nouveau-Brunswick) et plus particulièrement à la raffinerie Irving, la plus grande au pays avec sa production de 300 000 barils par jour. Que pouvez-vous nous dire de plus au sujet de ce projet? Où en êtes-vous dans vos réflexions et comment se situe actuellement TransCanada par rapport à ce projet?

M. Wishart : Nous avons consacré pour ainsi dire deux années aux études techniques et économiques nécessaires à la réalisation d'un tel projet. Nous avons notamment parlé aux gouvernements concernés ainsi qu'aux producteurs et aux raffineurs, y compris Irving, pour déterminer s'il y avait de l'intérêt pour un tel pipeline et si cet intérêt est suffisant pour assurer la rentabilité du projet.

Nous avons à toutes fins utiles terminé ces études. Il en ressort clairement que le projet est réalisable du point de vue technique. C'est aussi un pipeline qui pourrait être rentable. Nous croyons pouvoir obtenir le soutien des producteurs et des raffineurs pour aller de l'avant, mais c'est ce qui nous manque pour l'instant. Nous avons besoin d'engagements de leur part quant à leur volonté de mener à terme le projet. Une fois ces garanties obtenues, nous amorcerons le processus réglementaire pour concrétiser le tout.

Le sénateur Wallace : La semaine dernière, nous avons entendu des représentants de Ressources naturelles Canada. Ils nous ont fourni des renseignements sur les installations de pipelines au Canada, y compris celles en cours d'aménagement par TransCanada. Il était intéressant, c'est le moins que l'on puisse dire, de pouvoir comparer la capacité de transport de Keystone à celle du pipeline qui pourrait éventuellement relier Montréal et Saint John. La capacité de ce dernier serait supérieure de 50 p. 100 à celle de Keystone, ce qui montre bien toute l'importance que ce pipeline pourrait avoir pour l'acheminement sur ces marchés du brut de l'Alberta.

Ce pipeline pourrait alimenter la côte Est en transportant 300 000 barils de brut à la raffinerie, mais on nous dit que vous envisagez une capacité à hauteur d'un million de barils par jour, ce qui nous donnerait 700 000 barils supplémentaires. Je suppose donc que vous devez considérer qu'il y a des possibilités d'exportation à partir de la côte Est du pays également. Est-ce que je me trompe?

M. Wishart : Je pense que c'est en partie vrai. La capacité de ce nouveau tracé dépendra des décisions prises quant à savoir lesquels des six pipelines existants au Canada seront mis hors service pour être utilisés dorénavant aux fins du transport du brut. Au départ, le pipeline Keystone dont la capacité est d'un peu moins de 600 000 barils est en fait d'un diamètre de 30 pouces, même s'il comporte des sections dont le diamètre atteint

with a converted line go as high as a 48-inch pipeline. If it were to be that high, you would end up with a fairly large amount of capacity just based on the diameter of the pipeline.

You would not necessarily build all that capacity in. You would add just the horsepower necessary to move the volumes that you would contract and it would have ultimately an expansion capability over time. I think, in fact, that it could very much be an export line. There is refining capacity in Montreal, in Quebec City and in Saint John. Collectively, that is 600,000 barrels a day, so there is a bigger market than just Saint John, New Brunswick, as well.

You could envision a situation where either oil was exported from Canada through that particular pipeline, perhaps as far as India, or alternatively, upgraded oil where you could use the synergies with any one of those refineries along that route to add upgrading capacity, which is a lot less expensive than doing it on a stand-alone basis. There are tremendous synergies and efficiencies in building upgrading capacity within a refining area.

Finally, you could export refined products. There are a number of ways where that line could service an ever-greater market, but it could be an oil market, a synthetic market or potentially a refined products market.

Senator Wallace: With the potential volumes that could be transported through that line, obviously it is significant to the East Coast of Canada, but in terms of Alberta, the consequences to Alberta and being able to get otherwise shut-in oil to market, it is huge on the national scale as well, is it not?

Mr. Wishart: It absolutely is. The projections that the Canadian Association of Petroleum Producers have in terms of an ultimate capacity post-2025 could be as high as 6 million barrels a day of production out of Canada. We have capacity today to move 3 million barrels of oil. Therefore, we could use 1 million barrels to the East Coast and would still need fairly substantive access to other marketplaces to sell 6 million barrels of oil a day.

Senator Ringuette: What would happen to the market for gas regarding the gas pipeline that you would transfer to an oil pipeline?

Mr. Wishart: We built our Canadian system on the basis of being virtually the sole provider of gas for Eastern Canada. At one time, it was designed for 7.2 billion cubic feet a day of capacity; that is how much capacity we built into it. Since that time, though, a pipeline was built through the United States that comes back into Canada — the Alliance and Vector systems. That added almost 1.8 billion cubic feet of capacity delivery to Eastern Canada.

In recent times, very large amounts of shale gas have been found. They are being developed out of the Marcellus and Utica deposits in Pennsylvania, New York and Ohio, areas that are displacing Canadian gas from the eastern marketplace. Our

34 pouces. Dans les chiffres qu'on a pu entendre concernant un nouveau tracé pour desservir l'Est du pays, on est allé jusqu'à 48 pouces. Du seul fait de ce diamètre beaucoup plus grand, on obtiendrait une capacité de transport vraiment considérable.

On n'exploiterait pas nécessairement le pipeline à pleine capacité. Il suffirait de déployer l'énergie nécessaire au transport des volumes prévus par contrat en se gardant la possibilité d'accroître la capacité éventuellement. Je crois donc que ce pipeline pourrait fort bien servir à l'exportation. Il y a des installations de raffinage à Montréal, à Québec et à Saint John. La capacité globale serait de 600 000 barils par jour, ce qui fait que le marché ne se limiterait pas à Saint John (Nouveau-Brunswick).

On pourrait envisager un scénario où le pétrole serait exporté via ce pipeline, peut-être aussi loin qu'en Inde, ou encore on pourrait tirer parti de toute cette capacité de raffinage le long du pipeline pour enrichir le pétrole en cours de route, ce qui est beaucoup moins coûteux que de le faire isolément. Le développement d'une telle capacité de valorisation faciliterait énormément la synergie et les gains d'efficacité.

En fin de compte, on pourrait exporter des produits raffinés. Il y a différentes façons d'utiliser ce pipeline pour desservir un marché toujours grandissant, mais on peut penser notamment au pétrole, au brut de synthèse ou même aux produits raffinés.

Le sénateur Wallace : Compte tenu des volumes qui pourraient être transportés au moyen de ce pipeline, il revêt bien évidemment une grande importance pour la côte Est du Canada, mais aussi pour l'Alberta qui doit trouver des débouchés pour son pétrole et des moyens de l'acheminer en conséquence. Ne diriez-vous pas que c'est un projet crucial à l'échelle nationale?

M. Wishart : Tout à fait. Selon les projections de l'Association canadienne des producteurs pétroliers, la production quotidienne au pays pourrait atteindre pas moins de six millions de barils après 2025. Nous possédons aujourd'hui la capacité d'en expédier trois millions de barils. Nous pourrions donc exploiter cette capacité d'un million de barils vers la côte Est et il nous faudrait encore trouver d'importantes voies d'accès vers d'autres marchés pour écouler nos six millions de barils de pétrole par jour.

La sénatrice Ringuette : Qu'advient-il des gens qui reçoivent leur gaz naturel via le gazoduc que vous transformeriez en oléoduc?

M. Wishart : Nous avons conçu le réseau canadien en considérant que nous serions à toutes fins utiles le seul fournisseur de gaz pour l'Est du pays. Nous avons prévu au départ une capacité de 7,2 milliards de pieds cubes par jour. Depuis lors, un gazoduc construit aux États-Unis — le réseau Alliance et Vector — remonte jusqu'au Canada et ajoute une capacité de près de 1,8 milliard de pieds cubes dans l'Est du pays.

On a découvert récemment de très grandes quantités de gaz de schiste. Ce gaz est tiré des gisements Marcellus et Utica dans les États de la Pennsylvanie, de New York et de l'Ohio, ce qui influe sur la demande de gaz dans l'Est du continent. Ainsi, notre réseau

pipeline system at one time was designed for as much as 7 billion cubic feet a day and is moving at about 2.5 billion cubic feet a day at peak in the winter from Western Canada to eastern marketplaces. We can easily serve that with just a fraction of what we currently have for capacity in our system today.

Senator Massicotte: There is no question for half of our country — not necessarily your company — but it is super important to get access to our product to not only the United States but other markets, because otherwise we are stuck with a monopoly situation.

Let me go back to the question I always ask. You have had some bad experiences, but if you had a leak, especially on the oil side, how long does it take to find out you have the leak? What are the consequences? Can you describe what happens if a contractor breaks a pipe or something happens?

Mr. Wishart: It is a little bit of circumstances, but if it is a tiny little leak, it takes a long time to find because you will only be losing a pound or two of pressure. It may take days for even a little stain to show on the surface. If it was the case, though, that you just described — where a contractor ruptured the line and broke it — we are getting data back on our Keystone pipeline system every five seconds. Therefore, we could start to see a drop in pressure literally within seconds in the scenario you just described and then start shutting down the system from that point in time. We shut down the pump stations upstream and downstream of that area — two stations on each side — and then start sectioning the pipeline in between there using the valves to remotely control it.

Senator Massicotte: How much time are we talking about in the worst case?

Mr. Wishart: Minutes.

Senator Massicotte: How much damage could be done in a worst case scenario?

Mr. Wishart: There is one other factor. Shutting the system down is a matter of minutes. The volume that would be pumped out would be relatively small, although we are moving fairly large volumes — 500,000 barrels per day — so even a few minutes is a lot of volume. You are dealing with a liquid and in this case you have broken the tube. From high point to high point, or from valve to valve, that liquid will have a tendency to drain, just like anything. It will not be under pressure anymore and will not have any horsepower behind it, but effectively the volume between the two valves, as long as there is no hill between them — so it is high point to bottom, or valve to valve — will drain up.

I believe the analysis we did for the original Keystone pipeline had the maximum volume we could model in ours at 50,000 barrels that could be spilled.

Senator Massicotte: How much damage would that cause to the environment?

de gazoducs conçu au départ pour transporter plus de 7 milliards de pieds cubes par jour en achemine environ 2,5 milliards de pieds cubes quotidiennement en période de pointe hivernale de l'Ouest du Canada vers les marchés de l'Est. Nous pouvons facilement répondre à la demande en n'utilisant qu'une fraction de la capacité actuelle de notre réseau.

Le sénateur Massicotte : Il ne fait aucun doute que pour la moitié de notre pays — et je ne parle pas nécessairement de votre entreprise — il est extrêmement important que nos produits puissent être acheminés non seulement vers les États-Unis, mais aussi vers d'autres marchés, sans quoi nous nous retrouvons dans une situation de monopole.

Permettez-moi de revenir à la question que je pose toujours. Vous avez vécu certains incidents, mais pouvez-vous nous dire combien de temps il faut pour se rendre compte qu'il y a fuite, d'un oléoduc tout particulièrement? Quelles sont les conséquences? Comment les choses se passent si un entrepreneur sectionne une conduite, par exemple?

M. Wishart : Tout dépend un peu des circonstances. Si la fuite est très petite, il faut beaucoup de temps pour s'en rendre compte parce qu'on ne perd qu'une livre ou deux de pression. Cela peut prendre des jours pour voir apparaître à la surface ne serait-ce qu'une petite tache. Si par contre, comme dans votre exemple, un entrepreneur endommage la conduite, il ne faudrait que quelques secondes pour que nous constations une baisse de pression, car nous recevons des données de notre réseau Keystone toutes les cinq secondes. Nous pourrions dès lors commencer à interrompre l'approvisionnement. Nous fermons alors les stations de pompage en amont et en aval de la fuite — deux stations de chaque côté — afin d'isoler la section touchée du pipeline en la contrôlant à distance au moyen des valves.

Le sénateur Massicotte : Combien de temps cela prendrait-il dans le pire des cas?

M. Wishart : C'est une question de minutes.

Le sénateur Massicotte : Quelle serait l'ampleur des dommages causés dans la pire des éventualités?

M. Wishart : Il y a un autre facteur à considérer. Il ne faut que quelques minutes pour arrêter le système. Si le volume pouvant s'échapper en quelques minutes est relativement faible, il serait tout de même non négligeable compte tenu de la grande quantité de pétrole acheminé quotidiennement, à savoir 500 000 barils. Il est question ici du bris d'une conduite qui transporte du liquide. Entre deux sommets, ou d'une valve à l'autre, ce liquide aura bien sûr tendance à s'écouler. Comme il n'y aura plus de pression ni d'énergie pour le transport, le volume contenu dans un tronçon entre deux valves, pour autant qu'il n'y ait pas de remontée entre les deux, va effectivement s'écouler.

Selon l'analyse que nous avons effectuée pour le pipeline initial de Keystone, le déversement maximal pourrait être de 50 000 barils.

Le sénateur Massicotte : Quels seraient les dommages causés à l'environnement?

Mr. Wishart: Considering that 99.9 per cent of the pipeline is on land — you cross rivers perpendicular to them — it generally inundates an area of a few acres that may be impacted with oil. It usually finds a low spot in a field and starts to accumulate there. That would be the area of impact and what would occur — a number of acres of oil-soaked soils. Then you would start a long-term cleanup program immediately thereafter. After you recover all the oil — you can pick it up with vacuums or things like that — you then start to remediate the actual soil itself.

Senator Massicotte: How much money are we talking about in your experience? What is the cost of remedying the situation regarding the couple of acres of oil-soaked lands?

Mr. Wishart: We have never had an oil spill ever from a pipeline, so we do not have that direct experience. However, generally, we are talking about several years of crop impact, so you have to compensate for that. You may have to remove the soil if it is in an area where it is sensitive and take it to a better place to remediate the soil. You could be talking several tens of millions of dollars, even for a relatively ordinary one like a farmer's field or something like that.

Senator Massicotte: Are you held responsible for those cases?

Mr. Wishart: Absolutely.

Senator Massicotte: Is there no limit of liability? You are totally responsible?

Mr. Wishart: That is right.

Senator Brown: I think you gentlemen have a major problem of reaching the majority of people in the United States and Canada. They used to whip up meetings and television and radio to create worries in the public. Is that not fair to say? I have watched it quite a bit myself and I have also gone to other oil companies and held things here in the United States and Canada where people could go and listen to how well you kept your safety problems under control. However, in order to counteract those worries and fears, I think you will have to use some of the same kinds of tactics used by people who wanted to whip up damages, breaks and construction done near pipelines. I would like to ask if you people would consider using the same tactics, like radio and television.

I know things cost money, but we did this with TransAlta Utilities years ago when they were extremely worried about people being killed by high-transmission lines. We suggested short pieces of TV, and they said, "Well, it costs a lot of money." We said, "What do you think cost is worth to keep people from being killed by your lines?" They finally decided to go ahead with it, and that is what I wanted to suggest to you people.

M. Wishart : Étant donné que 99 p. 100 du pipeline passe sur la terre ferme — les cours d'eau sont traversés perpendiculairement — on peut s'attendre à ce que quelques acres de terrain soient inondées de pétrole. Habituellement, le pétrole va s'accumuler en un endroit à la faveur d'une dépression. Ce sera la zone d'impact où un certain nombre d'acres seront souillées de pétrole. On amorcera tout de suite le programme de nettoyage à long terme. Après avoir récupéré tout le pétrole en l'aspirant ou par un autre moyen, on amorcera la remise en état du sol lui-même.

Le sénateur Massicotte : D'après votre expérience, combien cela pourrait-il coûter? Quels sont les coûts associés à la remise en état de ces quelques acres de terres souillées?

M. Wishart : Nous n'avons pas d'expérience concrète en la matière, car il n'y a jamais eu de déversement de pétrole à partir de nos pipelines. D'une manière générale, il faut toutefois compter plusieurs années d'impact sur les récoltes, ce qui oblige à indemniser les agriculteurs. Si le sol souillé se trouve dans une zone écosensible, il faudra peut-être le déplacer pour le remettre en état. Les frais peuvent atteindre plusieurs dizaines de millions de dollars, même pour un sol plutôt ordinaire comme celui d'un champ agricole.

Le sénateur Massicotte : Êtes-vous tenus responsables en pareil cas?

M. Wishart : Certainement.

Le sénateur Massicotte : Y a-t-il une limite à votre responsabilité? Êtes-vous responsable de tous les dommages?

M. Wishart : Il n'y a aucune limite.

Le sénateur Brown : Messieurs, je pense que vous aurez beaucoup de difficulté à convaincre la majorité des gens aux États-Unis comme au Canada. Les opposants ont recours à des rassemblements ainsi qu'à la télé et à la radio pour susciter des inquiétudes au sein de la population. J'ai été moi-même témoin de bon nombre de ces efforts et j'ai vu aussi des entreprises pétrolières organiser des rencontres dans les deux pays pour rassurer les gens quant aux mesures de contrôle en place. Cependant, pour vraiment contrer ces inquiétudes et ces craintes, je crois qu'il vous faudra faire appel aux mêmes tactiques que ceux qui ont ainsi fait grand état des dommages causés, des fuites possibles et des activités à proximité des pipelines. J'aimerais savoir si vous comptez utiliser les mêmes moyens, et notamment la radio et la télévision.

Je sais que ce sont des dépenses, mais nous l'avons fait avec TransAlta Utilities, il y a quelques années, alors qu'ils craignaient fortement que des gens meurent à cause des lignes de transport à haute tension. Nous leur avons proposé de faire de courtes apparitions à la télévision, et ils ont dit que cela coûterait très cher. Nous leur avons répondu « quel coût vaut la peine pour empêcher que des gens soient tués à cause de vos lignes, à votre avis? » Ils ont finalement décidé de le faire, et c'est ce que je voulais vous suggérer.

I have just one example that you gave me yourself. You said “plan, do, check and then act.” You can put that in a 10-second television thing with a person actually doing something and get back to these people who have been brainwashed to believe that we will destroy the environment and everything else with pipelines. I think it is unfair. From what I have heard, seen and know, I think that your people have been taking great leaps in keeping things safe for everyone. I think it has been completely unfair.

In order to precipitate the finishing of the Keystone and Enbridge lines, you will have to fight fire with fire. I suggest that you think closely that maybe you do find that way to do that because it is not fair that you put on something like this. I will not say that we will be number one in television because I know we are not. However, if you take a small cut and you do it regularly in between other shows, you can cover a lot of people in both the United States and Canada.

That is really my question. Would you think about trying to do that?

Mr. Wishart: I think you captured, very succinctly, a very large issue that our industry has, and that is being able to communicate more effectively with the public. First, we are very much engaged in formal, bought communications. We have television, radio and newspaper advertisements. We have spent several tens of millions of dollars on those campaigns in the United States. The polling that we have done has indicated that the average person in the United States — 70 per cent of people — would approve the Keystone project.

A challenge that we have as an industry is that part of the message we are passing on is one of reassurance, while those who are opposed to our projects are passing on a message of fear. Fear is a much more powerful emotion than reassurance.

We are not necessarily seen as credible spokespersons either, in that context, because we have a vested interest, at least from the public's perspective, in ensuring that our projects go forward, whereas some of those who are against our projects are seen as independent, just trying to protect the public interest.

We have an element of trustworthiness and credibility, and then our message is not one of such a strong emotion as fear can be.

I do see it as a challenge. I do not think we have been successful. However, I do want to reassure you that we have very much engaged in trying to be truthful and forthright in terms of our communications around this, and we have used paid media to accomplish that.

Senator Lang: If I could just pursue your point at the beginning, your message of reassurance is very important from the point of view of Canadians and the ordinary citizens in our country, to reassure them on the question of safety and what you have to offer. When we hear what your company does on a daily and an annual basis with respect to ensuring the safety of your

J'ai un exemple que vous m'avez donné. Vous avez dit « planifier, faire, vérifier et réagir ». Vous pouvez intégrer cela dans un segment de 10 secondes à la télévision avec une personne qui fait vraiment quelque chose et qui recontacte ces gens à qui on a lavé le cerveau et qui croient à tort que les pipelines détruiront l'environnement et que nous détruirons tout sur notre passage. Je pense que c'est injuste. D'après ce que j'ai entendu et constaté et, à ma connaissance, votre monde en fait beaucoup pour assurer la sécurité de tous. Je pense que c'est tout à fait injuste.

Afin d'accélérer les projets Keystone et Enbridge, il vous faudra combattre le feu par le feu. Je vous recommande de bien réfléchir à un moyen de le faire, car c'est injuste. Je n'irai pas jusqu'à dire que nous serons les numéros 1 à la télévision, car je sais que ce n'est pas vrai. Toutefois, si vous prenez une petite partie et que vous le faites régulièrement entre des émissions, vous pourrez vous faire connaître par beaucoup de gens aux États-Unis et au Canada.

Voici ma question : songeriez-vous à le faire?

M. Wishart : Je pense que vous avez bien décrit, et de façon très succincte, un très grand problème dans notre industrie, et il s'agit d'être capable de communiquer de façon plus efficace avec la population. Tout d'abord, nous achetons beaucoup d'espaces publicitaires. Nous avons des publicités à la télévision, à la radio et dans les journaux. Nous consacrons plusieurs dizaines de millions de dollars à ces campagnes aux États-Unis. Selon notre sondage, l'Américain moyen — 70 p. 100 de la population — approuverait le projet Keystone.

L'un des problèmes de notre industrie, c'est qu'une partie de notre message vise à rassurer, tandis que les gens qui s'opposent à nos projets font peur aux gens. Si l'on compare les deux émotions, la peur a beaucoup plus de pouvoir.

Dans ce contexte, on ne nous considère pas nécessairement comme des porte-paroles crédibles non plus, car nous avons des intérêts à défendre, du moins de l'avis du public, c'est-à-dire que nous voulons nous assurer que nos projets se réalisent. Les gens qui s'opposent à nos projets sont quant à eux considérés comme des gens indépendants, qui ne font qu'essayer de protéger l'intérêt public.

Nous avons un élément de fiabilité et de crédibilité, mais notre message ne suscite pas d'émotion comparable à la peur.

Je le vois comme un problème. Je ne crois pas que nous réussissons bien. Cependant, je tiens à vous rassurer. Nous essayons vraiment de communiquer de façon honnête et directe, et nous avons recours à la publicité dans les médias pour ce faire.

Le sénateur Lang : J'aimerais seulement revenir sur ce que vous disiez. Votre objectif de rassurer les Canadiens et les citoyens ordinaires au sujet de la question de la sécurité et de ce que vous avez à offrir est très important. Quand nous apprenons ce que fait votre entreprise jour après jour, année après année, pour garantir la sécurité de votre pipeline, évidemment, tout le monde ici se sent

pipeline, it obviously reassures everyone around this table. We have very little knowledge of how to run a pipeline, but your record speaks for itself, with so few problems as we look back.

There is one area that I would like to pursue a little further. You made the statement that “numerous studies have shown that pipelines are by far the safest method of moving oil and gas. . . . Pipelines are approximately 40 times safer than rail and 1,000 times safer than trucks on our highway on a volume-distance basis,” and then you refer to a source. I would like to pursue this because one area that we are looking at is the question of transportation of fossil fuels by pipeline versus by rail or trucking. Perhaps you can expand further on that. You just indicated numerous studies. Could you refer to those? Are any of them Canadian studies, and can you provide them for the committee?

Mr. Wishart: I am not aware of any Canadian studies, but the data set is probably just as readily available. It often requires multiple government organizations to get the data because the regulation is parsed amongst the various transportation modes. You have the Coast Guard versus the Department of Transport versus the National Energy Board, for example, but the data are there. There are other studies. I am aware of one that was done in 2002 by a group called Allegro Energy Consulting. They had looked at tankers — the big ones — barges, rail, truck and pipe and had done a comparison on a volume-distance basis, similar to the one that I made reference to. The reference I made was the most current one. It was 2012, so I thought that was a good one to use. There are data sources where people have worked to try to normalize reporting criteria that are not common amongst jurisdictions. Some have larger volumes, and some have smaller volumes that need to be reported. Trying to get the distance and the volume is often hard work, but there are academics who have done these types of papers. The Manhattan Institute for Policy Research and Allegro are two that I am aware of in that respect.

Senator Lang: I just want to pursue the question of safety a little further to do with the utilization of satellites and the information provided to you in your day-to-day operations. Perhaps you could update on us where you are with that and how you make use of these satellites.

Mr. Wishart: I will answer the first part of that, and then Mr. Chittick will answer the second part.

We do use satellites as our telecom system. All the way from Mexico, through the United States and Canada, satellite is our primary means of communicating between all of those thousands and thousands of little transmitters we have that are collecting temperature and pressure data. It goes up to a satellite and comes into our control centres, but we have also used satellites for route selection — trying to find better routes — and monitoring. I will turn to Mr. Chittick on that.

rassuré. Nous en connaissons très peu sur la gestion d'un pipeline, mais votre bilan nous en dit long; avec du recul, on voit qu'il y a peu de problèmes.

Il y a un volet dont j'aimerais parler un peu plus. Vous avez dit que « de nombreuses études montrent que les pipelines sont de loin le moyen le plus sûr pour transporter du pétrole et du gaz... le transport par pipeline est environ 40 fois plus sûr que le transport ferroviaire et environ 1 000 fois plus sûr que le transport routier, pour une distance et un volume donnés », et vous nous avez donné une source. J'aimerais en savoir plus à ce sujet, car nous étudions entre autres la question du transport de combustibles fossiles au moyen de pipelines par comparaison avec le transport ferroviaire et le transport routier. Vous pourriez peut-être nous donner plus de renseignements à ce sujet. Vous avez mentionné de nombreuses études. Pourriez-vous nous en parler davantage? Y a-t-il des études canadiennes et pouvez-vous les fournir au comité?

M. Wishart : Je ne connais aucune étude canadienne, mais l'ensemble de données est probablement aussi facilement disponible. Souvent, il faut que de nombreuses organisations gouvernementales obtiennent les données, car la réglementation est analysée pour ce qui est des divers moyens de transport. Il y a la Garde côtière, le ministère des Transports, l'Office national de l'énergie, par exemple, mais les données existent. Il y a d'autres études. J'en connais une qui a été réalisée par le groupe Allegro Energy Consulting en 2002. Le groupe s'est penché sur les pétroliers — les gros —, les barges, le transport ferroviaire, les camions et les conduites, et il a fait une comparaison, en fonction du volume et de la distance, qui ressemble à celle dont j'ai parlé. Celle à laquelle j'ai fait référence est la plus récente. Puisqu'elle a été réalisée en 2012, j'ai cru bon de l'utiliser. Pour certaines sources de données, on a essayé de normaliser les exigences relatives à la présentation de rapports qui ne sont pas communes entre les différentes administrations. Certains ont un volume plus important que d'autres à signaler. Il est parfois difficile d'obtenir la distance et le volume, mais des universitaires ont fait ce type de travail. Le Manhattan Institute for Policy Research et Allegro en sont deux que je connais.

Le sénateur Lang : Je veux seulement poursuivre un peu sur la question de la sécurité concernant l'utilisation de satellites et l'information que vous recevez tous les jours dans le cadre de vos activités. Vous pourriez peut-être nous dire où vous en êtes exactement et nous expliquer de quelle façon vous utilisez les satellites.

M. Wishart : Je vais répondre en partie, et M. Chittick prendra le relais.

Nous utilisons aujourd'hui des satellites comme système de télécommunication. Du Mexique jusqu'au Canada, en passant par les États-Unis, le satellite est notre principal outil de communication entre nos milliers de petits transmetteurs qui recueillent des données de température et de pression. Nous les recevons dans nos centres de surveillance par un satellite, mais nous utilisons également des satellites pour le choix du tracé — pour essayer de trouver le meilleur tracé — et pour la surveillance. Je cède la parole à M. Chittick.

Mr. Chittick: Today we utilize satellites for detecting ground movement along the right-of-way. Ultimately, with satellites, we can foresee where we will be able to use that to identify encroachment upon the right-of-way. There are a lot of studies, developments and research projects in place. The costs are quite prohibitive; we do not quite have the satellite coverage. However, you can clearly see that, in the future, we will be able to rely upon that for detection of encroachment upon the right-of-ways.

Mr. Wishart: There is coverage in terms of the telecom part of the world but not as good satellite coverage in terms of visual imagery, landsat type imagery.

Senator Lang: It is another march in the world of technology. It is another tool for you to meet the objective of safety and to ensure that we minimize the risk even further.

I just want to go into one other area, the question of the gas-to-oil line conversion that was spoken of earlier. My understanding, going back to what I read, is that the line that is going to the east was, at one time, an oil line and was converted to a gas line. At least one of them was, and it is being converted back.

Mr. Wishart: The lines that we are considering for the project have always been gas lines.

Senator Lang: I want to go a little further, going back to reassuring the public and the debate that is ensuing in the east. With respect to the conversion and checking for integrity of the pipe and the actual utilization or conversion of that line, could you tell us exactly what you do differently than you normally would in checking the integrity of a line on an ongoing maintenance program?

Mr. Wishart: Probably the biggest issue is the one that Mr. Chittick referred to and that I will ask him elaborate on. You can have very benign imperfections in the pipe in a gas pipeline system that will never be a problem because the gas is this compressible product that does not cause these cyclical strains on the pipe. If you are in a liquid state, where it is non-compressible, then changes in cycles put more cyclical strain on the pipe. For that reason, Mr. Chittick would run sophisticated in-line inspection technologies to look for the imperfections and then remove them, and that is exactly what we did on the original Keystone pipeline.

Senator Patterson: We were told by the Department of Natural Resources earlier in our meetings that the Keystone XL pipeline would be built with the latest technology. The assistant deputy minister, who was a witness, said that it would probably be one of the safest pipelines in North America being built to the standards that are being proposed. I take it you would agree with that statement. Could you detail what would make this the safest pipeline in North America?

M. Chittick : Nous utilisons aujourd'hui des satellites pour détecter les mouvements de terrain dans l'emprise. En fin de compte, grâce aux satellites, nous pouvons déterminer où nous pourrions utiliser cela pour vérifier s'il y a empiètement dans l'emprise. Il existe beaucoup d'études et de projets de développement et de recherche. Les coûts sont énormes; nous n'avons pas la couverture satellite. Toutefois, vous pouvez constater qu'avec le temps, nous serons en mesure de compter là-dessus pour vérifier s'il y a empiètement dans l'emprise.

M. Wishart : Il y a une couverture pour ce qui est du volet des télécommunications, mais elle n'est pas aussi bonne que la couverture satellite pour ce qui est de l'imagerie visuelle, l'imagerie de type LANDSAT.

Le sénateur Lang : C'est une autre avancée dans le monde des technologies. C'est un autre moyen pour vous d'atteindre les objectifs de sécurité et de faire en sorte que nous minimisions davantage les risques.

Je voudrais parler d'un autre sujet, soit du projet de conversion d'un gazoduc en oléoduc dont il était question un peu plus tôt. D'après ce que j'ai lu, à une certaine époque, la canalisation vers l'est était un oléoduc qui a été converti en gazoduc. Du moins, c'était le cas pour une partie, et on en fait de nouveau la conversion.

M. Wishart : Les conduites que nous prévoyons utiliser pour le projet ont toujours été des conduites de gaz.

Le sénateur Lang : Je veux revenir sur la question de rassurer la population et sur le débat qui se déroule dans l'Est du pays. En ce qui concerne la conversion et la vérification de l'intégrité du tuyau et l'utilisation ou la conversion de cette conduite, pourriez-vous nous dire exactement ce que vous faites de différent par rapport à ce que vous feriez normalement pour vérifier l'intégrité d'une conduite dans un programme de maintenance à long terme?

M. Wishart : L'enjeu le plus important, c'est probablement celui dont M. Chittick a parlé, et je vais lui demander d'en dire un peu plus à ce sujet. Dans le tuyau, dans un réseau de canalisation de gaz, il peut y avoir des défauts très mineurs qui ne poseront jamais problème parce que le gaz est un produit comprimable qui ne cause pas de pressions cycliques sur le tuyau. Un produit à l'état liquide n'est pas comprimable et les changements dans les cycles mettent donc plus de pression sur le tuyau. C'est pourquoi M. Chittick utilise des technologies sophistiquées pour faire l'inspection interne afin de chercher les défauts et de les corriger, et c'est exactement ce que nous avons fait pour le pipeline Keystone d'origine.

Le sénateur Patterson : Lors d'une réunion antérieure, le ministère des Ressources naturelles nous a dit que le pipeline Keystone XL serait construit avec la technologie la plus récente. Le sous-ministre adjoint, qui a comparu devant notre comité, a dit que ce serait probablement l'un des pipelines les plus sécuritaires en Amérique du Nord, qu'il serait construit selon les normes proposées. Je crois comprendre que vous êtes d'accord avec lui. Pourquoi s'agirait-il du pipeline le plus sécuritaire en Amérique du Nord?

Mr. Wishart: The assistant deputy minister noted a conclusion that was in the State Department's final environmental impact statement as well. They actually had that statement in there. The reason they feel comfortable that it will be the safest pipeline ever built is that, beyond all standards, codes and regulations, TransCanada has agreed to 57 different undertakings that would be in excess of what is required by code.

For example, pipelines by code today are generally buried at a minimum depth of about three feet and we have agreed to bury it at four feet. We have agreed to put in more sectionalizing valves than would be required by code, as another example. There are 57 of these types of conditions we have agreed to that, collectively, are beyond what would be required under any regulations, standards or codes that exist today.

Senator Patterson: I have another question along that line. It will deliver oil sands product, and I know there was a concern in the U.S. about there being sand and a deep aquifer underneath. Is oil sands product different from other lighter crude? I know you never have spills, but if there was one, is this a thicker product that does not flow as some people imagine oil flowing?

Mr. Wishart: It clearly is thicker. It would be 350 centistokes, which is a measure of viscosity of the oil. It is very tar-like when it moves through the line. It is a lot heavier than diesel-like products that come out of synthetics are almost that sort of quality. We have been moving that in Canada since Great Canadian Oil Sands Ltd. first started being developed in the early 1960s, so we now have 50 years of history of moving heavy bitumen origin oils in the pipeline. Before they get into the pipeline, all of the impurities are removed from the oil stream and that is because all oil in North America is managed under a common tariff system, so it can go to any refinery that wants to buy it. It must have a certain amount of bottom sediments and waters inside it so all the sand has been removed. It has a very low percentage of water and has a viscosity that meets the criteria for a pipeline. It can connect that way into all the other pipelines in North America so we have a common system of moving oil across our nations.

If it ever did spill, though, it is just a heavier version of oil. It floats on water, it is a little thicker, does not move as far as and fast as gasoline or diesel would, so it stays closer to the area it would be spilled in. Other than that it is a hydrocarbon with hydrogen, carbon and oxygen, basically.

Senator Patterson: I know you moved the route away from the sand and there were fears that a spill could somehow damage that deep aquifer. Was it realistic that the oil would ever get that deep, even if there had been a spill?

M. Wishart : Le sous-ministre adjoint a aussi mentionné une conclusion de l'étude d'impact environnemental définitive du département d'État américain. On l'avait. La raison pour laquelle ils pensent qu'il s'agira du pipeline le plus sécuritaire jamais construit, c'est qu'au-delà de toutes les normes, de tous les codes et de tous les règlements, TransCanada a pris 57 engagements qui dépassent les exigences.

Par exemple, les pipelines sont généralement enfouis à au moins trois pieds de profondeur, mais nous avons décidé de l'enfouir à quatre pieds de profondeur. Nous avons également convenu d'installer plus de vannes de sectionnement que le nombre obligatoire. Il y a 57 conditions de ce genre que nous avons collectivement acceptées et qui vont au-delà des exigences de tous les règlements, de toutes les normes et de tous les codes qui existent de nos jours.

Le sénateur Patterson : J'ai une autre question à ce sujet. Il servira au transport de pétrole tiré des sables bitumineux, et je sais qu'aux États-Unis, on avait des craintes concernant du sable et un aquifère profond. Le pétrole provenant des sables bitumineux est-il différent d'un autre pétrole brut plus léger? Je sais que vous n'avez jamais vécu de déversement, mais s'il s'en produisait un, s'agit-il d'un produit plus consistant qui ne coulerait pas comme certaines personnes s'imaginent?

M. Wishart : Il est indéniablement plus consistant. On parle de 350 centistokes, ce qui correspond à la viscosité du pétrole. Il ressemble beaucoup à du goudron lorsqu'il circule dans la canalisation. Il est beaucoup plus lourd que des produits similaires au diesel tirés de source synthétique et la qualité est presque comparable. Au Canada, depuis 50 ans, soit depuis que la Great Canadian Oil Sands Ltd. a commencé ses activités au début des années 1960, nous transportons le pétrole lourd tiré des sables bitumineux par pipeline. Avant qu'il circule dans le pipeline, toutes les impuretés en sont retirées et c'est parce que tout le pétrole de l'Amérique du Nord est géré par un système de tarif commun, et il peut donc être transporté vers n'importe quelle raffinerie qui veut en acheter. Il faut qu'il y ait une certaine quantité de sédiments du fond et d'eau de fond et tout le sable est donc retiré. Il contient un très faible pourcentage d'eau et son taux de viscosité respecte les critères pour un pipeline. De cette façon, il peut être relié à tous les autres pipelines de l'Amérique du Nord, de sorte que nos nations ont un système commun de transport de pétrole.

Si jamais il y avait un déversement, ce n'est qu'un type de pétrole plus lourd. Il flotte sur l'eau, il est un peu plus consistant, ne circule pas aussi vite que l'essence ou le diesel, et il reste donc plus près de l'endroit où le déversement se produit. Il s'agit essentiellement d'un hydrocarbure constitué d'hydrogène, de carbone et d'oxygène.

Le sénateur Patterson : Je sais que vous avez éloigné le tracé du sable et qu'on craignait qu'un déversement endommage cet aquifère profond en quelque sorte. Était-ce réaliste de penser que le pétrole puisse descendre aussi bas s'il y avait un déversement?

Mr. Wishart: I believe that that was not realistic. A university professor from the University of Nebraska in Omaha spent his entire career studying the Ogallala Aquifer, and his conclusions were that there was no risk to the aquifer whatsoever from an oil spill from the Keystone pipeline. Virtually everything that had been published in that respect was not based on science or fact. First of all it floats, and the second thing is the inclination of the oil spill is a different way. If it ever did spill and we never cleaned it up and over time it percolated down into the aquifer — it would be an odd situation that you would never do anything for years and years for that to occur — it would cause an impact measured in feet, not in seven entire states in the United States which the Ogallala occupies. The water moving through that aquifer moves at about a foot a year, so it is about that porosity. It is not a lake; it is rock with little holes in it.

Senator Wallace: Mr. Wishart referred to at least a couple of studies that did comparative safety performance between pipeline, rail and ship. That information could be useful to us.

Mr. Wishart: I will ensure that I give you a full citation of those studies so you have proper access to find them.

Senator Brown: When the Americans first started using the aquifer for irrigation, they were able to draw the water that they needed, which was 1,000 gallons a minute, at a level of 70 feet and 10 years later it was down to 700 or 800 feet. I do not know how far down it is now.

The question is still a comment about what I was asking before. These people have gone into children's schools, et cetera. I am asking you to think seriously about putting some little vignettes together that would counteract this stupidity.

The Chair: Thank you for that. We appreciate it.

Thank you very much, gentlemen, for your presentations and your answers. I think they were great. There is lots of good information there for all of us, and we appreciate that you will get the other information to our clerk and then it will get to everyone, but especially to our researchers. That would be great. Thank you very much for coming. I know you have a busy schedule.

(The committee adjourned.)

OTTAWA, Thursday, February 14, 2013

The Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources met this day at 8:02 a.m. to study the current state of the safety elements of the bulk transport of hydrocarbon products in Canada.

Senator Richard Neufeld (*Chair*) in the chair.

M. Wishart : Je crois que ce n'était pas réaliste. Un professeur de l'Université du Nebraska à Omaha a passé toute sa carrière à étudier l'aquifère Ogallala, et en ce qui concerne le pipeline Keystone, il a conclu qu'il n'y avait aucun risque pour l'aquifère en cas de déversement. Pratiquement tout ce qui a été publié à cet égard n'était pas fondé sur la science ou sur des faits. Tout d'abord, le pétrole flotte, et ensuite, le déversement ne se ferait pas de la même façon. S'il y avait un déversement, et que nous n'avions rien vidé et qu'il s'infiltrait dans l'aquifère — ce qui serait une situation particulière pour laquelle on n'aurait jamais rien fait pendant des années pour que cela se produise —, les répercussions se mesureraient en pied, et ne couvriraient pas les sept États américains sur lesquels s'étend l'aquifère Ogallala. L'eau qui y circule avance d'un pied par année environ. C'est donc à cela que correspond sa porosité. Il ne s'agit pas d'un lac, mais bien d'une roche poreuse.

Le sénateur Wallace : M. Wishart a fait référence à au moins deux ou trois études dans lesquelles on a comparé le rendement en matière de sécurité des pipelines, du transport ferroviaire et du transport par bateau. Ces renseignements pourraient nous être utiles.

M. Wishart : Je vais m'assurer de vous donner les références complètes de ces études pour que vous puissiez y accéder plus facilement.

Le sénateur Brown : Lorsque les Américains ont commencé à utiliser l'eau de l'aquifère pour l'irrigation, ils ont été capables de retirer la quantité d'eau dont ils avaient besoin, c'est-à-dire 1 000 gallons par minute, à 70 pieds, et 10 ans plus tard, ils en étaient à 700 ou 800 pieds. J'ignore où on en est rendu maintenant.

Je veux dire autre chose au sujet d'une question que j'ai déjà posée. Ces gens sont allés rencontrer des enfants dans des écoles, et cetera. Je vous demande de songer sérieusement à préparer de brèves descriptions qui feront contrepoids à ces bêtises.

Le président : Merci.

Messieurs, je vous remercie beaucoup de vos exposés et des réponses que vous nous avez fournies. Je pense que c'était très intéressant. Vous nous avez donné beaucoup de renseignements utiles, et nous sommes ravis que vous donniez les autres renseignements à notre greffière; tout le monde les aura, mais surtout, nos attachés de recherche. C'est formidable. Je vous remercie d'être venus comparaître. Je sais que vous êtes occupés.

(La séance est levée.)

OTTAWA, le jeudi 14 février 2013

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui, à 8 h 2, pour étudier l'état actuel de la sécurité du transport en vrac des hydrocarbures au Canada.

Le sénateur Richard Neufeld (*président*) occupe le fauteuil.

[English]

The Chair: Welcome to this meeting of the Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources. My name is Richard Neufeld. I represent the province of British Columbia in the Senate, and I am chair of this committee. I would like to welcome honourable senators, any members of public with us in the room and viewers all across the country who are watching on television. I would now like to introduce my deputy chair, Grant Mitchell, a senator from Alberta. I will ask the senators to introduce themselves.

[Translation]

Senator Ringuette: I am Pierrette Ringuette, from New Brunswick.

Senator Massicotte: I am Paul Massicotte, from Montreal, Quebec.

[English]

Senator Brown: Bert Brown from Alberta.

Senator Lang: Dan Lang from the Yukon.

Senator Wallace: John Wallace, New Brunswick.

Senator Seidman: Judith Seidman from Montreal, Quebec.

The Chair: Thank you. I would like to introduce our staff, our clerk Lynn Gordon and our Library of Parliament analysts Marc Leblanc and Sam Banks.

On November 28, 2012, our committee was authorized by the Senate to initiate a study on the safe transportation of hydrocarbons in Canada. The study will examine and compare domestic and international regulatory regimes, standards and best practices relating to the safe transport of hydrocarbons by transmission pipelines, marine tanker vessels and railcars. The committee has held five meetings to date on this study.

In the first portion of our meeting today, we welcome via video conference from the Government of Saskatchewan, Kent Campbell, Deputy Minister, Ministry of the Economy; Ed Dancok, Assistant Deputy Minister, Ministry of the Economy; and Todd Han, Director, Petroleum Development, Ministry of the Economy.

I believe one of you gentlemen will present a brief to us, of which we have received a copy, and then we will go to questions and answers.

Kent Campbell, Deputy Minister, Ministry of the Economy, Government of Saskatchewan: Thank you, Senator Neufeld.

On behalf of the Government of Saskatchewan, it is a pleasure to be invited to appear before the standing committee to provide our input on the safe transportation of hydrocarbons in Canada.

[Traduction]

Le président : Bienvenue à cette séance du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles. Je m'appelle Richard Neufeld. Je représente la Colombie-Britannique au Sénat et je suis président de ce comité. Bienvenue aux honorables sénateurs, aux gens dans la salle et aux téléspectateurs partout au pays. Le sénateur Grant Mitchell est vice-président du comité. Je demanderais aux sénateurs de se présenter.

[Français]

La sénatrice Ringuette : Je suis Pierrette Ringuette, du Nouveau-Brunswick.

Le sénateur Massicotte : Je suis Paul Massicotte, de Montréal, Québec.

[Traduction]

Le sénateur Brown : Bert Brown, de l'Alberta.

Le sénateur Lang : Dan Lang, du Yukon.

Le sénateur Wallace : John Wallace, du Nouveau-Brunswick.

La sénatrice Seidman : Judith Seidman, de Montréal, au Québec.

Le président : Merci. Le personnel est composé de la greffière Lynn Gordon et des analystes de la Bibliothèque du Parlement Marc Leblanc et Sam Banks.

Le 28 novembre 2012, le Sénat a autorisé notre comité à entamer une étude sur le transport sécuritaire des hydrocarbures au Canada. L'étude examine et compare les régimes réglementaires au pays et à l'étranger, les normes et les meilleures pratiques liées au transport sécuritaire des hydrocarbures par pipeline, par pétrolier et par train. Nous avons tenu cinq séances jusqu'ici pour cette étude.

Pour la première partie de la séance d'aujourd'hui, nous accueillons par vidéoconférence Kent Campbell, sous-ministre; Ed Dancok, sous-ministre adjoint; Todd Han, directeur, Exploitation pétrolière, ministère de l'Économie, gouvernement de la Saskatchewan.

Je crois qu'un témoin va nous présenter un exposé, dont nous avons reçu copie. Nous allons ensuite passer aux questions et réponses.

Kent Campbell, sous-ministre, ministère de l'Économie, gouvernement de la Saskatchewan : Merci, monsieur le sénateur Neufeld.

Au nom du gouvernement de la Saskatchewan, nous sommes heureux d'accepter votre invitation à comparaître devant votre comité permanent pour donner notre point de vue sur la sécurité du transport des hydrocarbures au Canada.

I am the Deputy Minister of Saskatchewan's Ministry of the Economy. As you mentioned, I am accompanied by two officials, Ed Dancsok and Todd Han.

The Ministry of the Economy regulates all oil and gas pipelines within Saskatchewan's borders. There are more than 1,800 licensed transmission pipelines, which span 23,800 kilometres. We are also responsible for more than 68,000 flowlines which feed to transmission pipelines. Natural gas distribution lines are regulated by SaskEnergy, a provincial Crown utility. Interprovincial and international pipelines traversing Saskatchewan are regulated by the National Energy Board, which also regulates lines that are contained on First Nations lands, national parks and other federal lands.

Saskatchewan has a well established and effective regulatory framework that provides cradle-to-grave life cycle management of pipeline infrastructure. This regulatory framework is backed by on-the-ground officers and responsive emergency and incident management systems and infrastructure.

Saskatchewan also has a robust environmental assessment review process. The Environmental Assessment Act and related procedures regulated by the Ministry of the Environment provide a coordinated overview of environmental issues associated with pipeline development.

The environmental assessment process ensures that economic development proceeds only when adequate environmental safeguards are in place, while providing opportunities for public input and consultation.

Saskatchewan legislation and regulations mandate that all pipelines be licensed. This ensures that pipelines are designed, constructed and operated, maintained and abandoned in accordance with the latest Canadian Standards Association code, CSA Z662.

In order to maintain the integrity management system, the licensee of the pipeline is required to conduct frequent inspections of its right-of-way. This can be done through aerial reconnaissance, ground-truthing, by walking alongside or taking soil samples to detect leakage or emerging potential problems. We also require pipeline operators to actively monitor for pressure drops through remote pressure measurement systems to immediately sense leakages and do an automatic shutdown.

In addition, pipeline operators are required to conduct scheduled in-line inspections using high-resolution inspection tools to detect corrosion, cracks and dents and determine where they are located within the pipe.

The Ministry of the Economy also has its own field inspectors, located in four regional offices in Saskatchewan. They conduct inspections, audits and enforcement on pipeline operators and infrastructure. We have well-established legislation and regulations that cover sound emergency response planning and

Je suis sous-ministre au ministère de l'Économie de la Saskatchewan. Comme vous l'avez indiqué, je suis accompagné d'Ed Dancsok et de Todd Han.

Le ministère de l'Économie réglemente tous les oléoducs et gazoducs en Saskatchewan. On dénombre plus de 1 800 pipelines autorisés, qui couvrent 23 800 kilomètres. Nous sommes aussi responsables de plus de 68 000 conduites d'amenée qui se raccordent aux pipelines. Les conduites de distribution du gaz naturel sont réglementées par SaskEnergy, une société d'État provinciale offrant des services publics. L'Office national de l'énergie régit les pipelines interprovinciaux et internationaux qui traversent la Saskatchewan, ainsi que les conduites sur les terres des Premières nations, dans les parcs nationaux et sur d'autres terres fédérales.

La Saskatchewan dispose d'un cadre de réglementation bien établi et efficace qui constitue le berceau de la gestion du cycle de vie complet de l'infrastructure des pipelines. Ce cadre est appuyé par des agents sur place, des systèmes de gestion et une infrastructure de service d'intervention en cas d'urgence et d'incident.

La Saskatchewan applique également un rigoureux processus d'examen des évaluations environnementales. Notre loi sur l'évaluation environnementale et les procédures connexes régies par le ministère de l'Environnement favorisent un examen coordonné des questions environnementales liées aux projets d'exploitation des pipelines.

L'évaluation environnementale garantit que le développement économique se fait seulement lorsque les protections environnementales adéquates sont en place et favorise la consultation et la participation du public.

Les lois et règlements de la Saskatchewan exigent que tous les pipelines soient autorisés par une licence. Ainsi, tous les pipelines sont conçus, construits, exploités, entretenus et mis hors service conformément au plus récent code de l'Association canadienne de normalisation, CSA Z662.

Pour maintenir le système de gestion de l'intégrité, le titulaire de la licence doit exécuter des inspections fréquentes de ses emprises. Il peut le faire par reconnaissance aérienne ou vérification au sol, en marchant le long du pipeline ou en prélevant des échantillons de sol pour détecter les fuites ou tout problème éventuel. Les exploitants de pipelines doivent aussi surveiller de près les chutes de pression à l'aide de systèmes de mesure de la pression à distance pour détecter instantanément les fuites et procéder à une interruption automatique.

En outre, les exploitants de pipelines doivent effectuer des inspections internes périodiques avec des outils de haute résolution pour détecter la corrosion, les fissures et les bosses et déterminer l'emplacement à l'intérieur du tuyau.

Le ministère de l'Économie dispose également de ses propres inspecteurs sur le terrain répartis dans quatre bureaux régionaux en Saskatchewan. Ces inspecteurs mènent des inspections et des vérifications et appliquent la loi concernant les exploitants et l'infrastructure. Nos lois et règlements bien établis prévoient la

management, spill prevention, spill and incident response, spill reporting and spill site reclamation. In addition, the Government of Saskatchewan has partnered with the oil and gas industry to establish six non-profit cooperatives. The co-ops have established spill response associations with highly trained volunteer members who are first responders in the event of a spill.

Their response is integrated with other partners such as fire departments, the RCMP and ambulance services, as well as the Ministries of the Economy and Environment. The combination of a comprehensive licensing review and approval system, backed up by on-the-ground field inspections and enforcement, provides a high level of confidence in ensuring the safe operation of pipeline infrastructure.

When we compare U.S. and Canadian pipeline regulations, Saskatchewan is cognizant that pipelines crossing the border into the U.S. are regulated by separate regimes with different requirements and philosophical approaches. The differences in pipeline regulation include physical differences, such as valve spacing intervals, burial depths and welding procedures. For example, the United States requires a 72-per-cent specified minimum yield strength for pipelines whereas Canada specifies 80-per-cent yield strength. This means that the wall thickness of international pipelines increases upon entry into the United States. These can be viewed by some people as subtle and by others as significant differences. However, these differences affect the micromanagement, or the nuts and bolts, of the construction and operation of pipelines.

We would like to see the United States and Canada harmonize pipeline regulatory standards, while maintaining environmental and safety procedures and meeting our mutual economic and energy needs. With the potential to become one of the world's largest oil producers, Western Canada needs to develop transportation capacity to reach three critical markets: Asia, the U.S. Gulf Coast, and Eastern Canada and the U.S. eastern seaboard. However, that potential will go unrealized unless the federal and provincial governments deliver a harmonized strategy to advance the development of pipelines to ensure hydrocarbon products are delivered to critical markets in a safe, efficient and environmentally responsible manner.

The Government of Saskatchewan is confident that pipelines are a safe and cost-effective way to get hydrocarbons to markets. They are designed to deliver large volumes in an energy-efficient manner compared to alternative modes of transport.

Mr. Chair, that is an overview of how we regulate pipelines in Saskatchewan. We are now available to answer your questions.

planification et la gestion efficaces des mesures d'intervention en cas d'urgence, la prévention des déversements, l'intervention en cas de déversement et d'incident, la déclaration des déversements et la réhabilitation du site après un déversement. En outre, le gouvernement de la Saskatchewan a conclu un partenariat avec le secteur pétrolier et gazier pour mettre sur pied six coopératives sans but lucratif. Ces dernières ont créé des associations d'intervention en cas de déversement, qui sont composées de bénévoles très bien formés qui sont les premiers intervenants en cas de déversement.

Leur intervention est intégrée à celle des autres partenaires, comme les services d'incendie, la GRC et les services ambulanciers, ainsi que les ministères de l'Économie et de l'Environnement. La combinaison d'un examen approfondi des licences et un système d'approbation, appuyé par des inspections et l'application de la loi sur place, offre un niveau de confiance très élevé pour garantir l'exploitation sécuritaire de l'infrastructure des pipelines.

Si l'on compare la réglementation du Canada et celle des États-Unis en matière de pipelines, nous sommes conscients que les pipelines qui traversent la frontière avec les États-Unis sont visés par des régimes distincts, qui reposent sur des exigences et des approches différentes. Les écarts au chapitre de la réglementation des pipelines comprennent des différences matérielles, notamment sur le plan des intervalles d'espacement des soupapes, des profondeurs d'enfouissement et des procédures de soudage. Par exemple, les États-Unis exigent une limite élastique minimale de 72 p. 100 pour les pipelines, tandis que le Canada établit cette limite à 80 p. 100. Autrement dit, l'épaisseur des parois des pipelines internationaux augmente à l'entrée aux États-Unis. Certains peuvent estimer que ces différences sont négligeables; d'autres peuvent y voir des différences importantes. Toutefois, ces différences influent sur la microgestion de la construction et de l'exploitation des pipelines.

Nous aimerions que les États-Unis et le Canada harmonisent les normes réglementaires sur les pipelines, tout en maintenant les procédures liées à l'environnement et à la sécurité et en respectant nos besoins communs sur le plan de l'économie et de l'énergie. Pour devenir un des principaux producteurs mondiaux de pétrole, l'Ouest du Canada doit améliorer sa capacité de transport pour atteindre trois marchés essentiels, l'Asie, la côte du golfe du Mexique aux États-Unis, l'Est du Canada et la côte Est des États-Unis. Toutefois, ce potentiel ne sera exploité que si le fédéral et les provinces appliquent une stratégie harmonisée pour faire progresser l'exploitation des pipelines et garantir que les hydrocarbures sont livrés aux marchés essentiels de manière sûre, efficace et respectueuse de l'environnement.

Le gouvernement de la Saskatchewan est convaincu que les pipelines représentent un mode sûr et rentable de transporter des hydrocarbures vers les marchés. Les pipelines sont conçus pour livrer de grandes quantités de produits de manière écoénergétique, par rapport aux autres modes de transport.

Monsieur le président, c'était un survol de notre réglementation sur les pipelines en Saskatchewan. Nous sommes prêts à répondre à vos questions.

The Chair: Thank you very much, Mr. Campbell. We will begin our questions.

Senator Mitchell: Thanks very much, gentlemen. I am quite interested in the different standards between the U.S. and the Canadian sides. Could you tell us why it would be that the U.S., for example, would have thicker walls on their pipes than we would? Does that make it safer?

I will have some follow-up questions to that, too, I think, Mr. Campbell.

Todd Han, Director, Petroleum Development, Ministry of the Economy, Government of Saskatchewan: I cannot explain why we have two differences other than there are philosophical differences in terms of how we regulate.

The more important issue is a safety issue. We do not believe there is a greater advantage to having a thicker wall on the pipeline. In most cases, pipeline operation or maintaining a safe pipeline operation really has to do with a number of things other than just the thickness. That includes having proper mastics or coating around the pipeline; ensuring the impressed current systems are there to ensure that corrosion is prevented; and having a good, high-level frequency of inspections to ensure that corrosion does not occur. It is not just a single factor.

In terms of safety, it is equivalent in terms of what Canada provides and what the U.S. provides with pipeline operations.

Senator Mitchell: Are there studies or statistics that would show a difference in the rate of spills between the two jurisdictions?

Mr. Han: We do have studies in Canada. In Saskatchewan, we keep a fairly comprehensive set of spills statistics. As for the U.S., I would have to say that I do not have their statistical information in terms of their line failures.

Senator Mitchell: In terms of your relationship to the CSA Z662 standard, how do you feed in ideas, new technologies and lessons learned to that? Is there a structure or network of joint committees? How do you do that?

Ed Dancsok, Assistant Deputy Minister, Ministry of the Economy, Government of Saskatchewan: Yes, there is an interprovincial committee set up by the Canadian Standards Association in which we are a participant. The committee meets twice a year to discuss issues of common concern and look at changing technologies and specifications for pipes to try to gain a common understanding of and a standardized approach to the regulation of the lines.

Senator Mitchell: Thanks. I can go on a second round.

The Chair: Thank you. I just have one question: What is the difference in the thickness of the wall of the pipe? It is listed in your report as 72 per cent to 80 per cent. What is that difference in?

Le président : Merci beaucoup, monsieur Campbell. Nous allons amorcer les séries de questions.

Le sénateur Mitchell : Merci beaucoup, messieurs. Les normes différentes aux États-Unis et au Canada m'intéressent beaucoup. Pouvez-vous nous dire pourquoi les pipelines aux États-Unis ont des parois plus épaisses qu'ici? Les pipelines sont-ils plus sécuritaires si leurs parois sont plus épaisses?

Je vais sans doute poser des questions complémentaires, monsieur Campbell.

Todd Han, directeur, Exploitation du pétrole, ministère de l'Économie, gouvernement de la Saskatchewan : Je ne peux pas expliquer ces deux épaisseurs différentes autrement que par nos approches réglementaires distinctes.

La sécurité est ce qui compte avant tout. Nous ne croyons pas qu'une paroi plus épaisse présente un avantage. Dans la plupart des cas, l'entretien des pipelines pour leur exploitation sécuritaire concerne un certain nombre d'aspects autres que l'épaisseur de la paroi. Les pipelines doivent avoir les mastics ou les revêtements adéquats, et les protections par courant imposé doivent être en place. Il faut effectuer des inspections rigoureuses et très fréquentes pour prévenir la corrosion. Il n'y a pas qu'un seul facteur à prendre en considération.

Le niveau de sécurité de l'exploitation des pipelines au Canada équivaut à celui aux États-Unis.

Le sénateur Mitchell : Les études ou les données présentent-elles des différences entre les deux pays quant au nombre de déversements?

M. Han : Des études ont été menées au Canada. En Saskatchewan, nous avons des données assez exhaustives sur les déversements. Mais je n'ai pas de statistiques sur les bris de pipelines aux États-Unis.

Le sénateur Mitchell : Concernant la norme CSA Z662, comment faites-vous pour présenter des idées, parler des nouvelles technologies et soumettre des conclusions? Existe-t-il une structure ou un réseau de comités mixtes? Comment vous y prenez-vous?

Ed Dancsok, sous-ministre adjoint, ministère de l'Économie, gouvernement de la Saskatchewan : Oui, nous siégeons au comité interprovincial établi par l'Association canadienne de normalisation. Le comité se réunit deux fois par année pour discuter des questions d'intérêt commun, examiner les technologies changeantes et les caractéristiques des pipelines et s'entendre sur l'approche uniformisée à adopter dans la réglementation.

Le sénateur Mitchell : Merci. Je poserai d'autres questions durant la deuxième série.

Le président : Merci. Je n'ai qu'une question. Quelle est la différence entre l'épaisseur des parois des pipelines? Votre mémoire indique 72 p. 100 par rapport à 80 p. 100. À quoi renvoient ces pourcentages?

Mr. Han: We brought that out as an example to show a difference, not to give a technical comparative difference. It was just one of the comparative examples that we have provided. In terms of providing the actual exact differences, other than the yield strength, is there a specific percentage that you want? What is the exact difference that you want to know about?

The Chair: I think that is what we would like to know. What is the exact difference? I mean that 72 per cent and 80 per cent may mean something to an engineer, but to us folks around the table here we would like to know if that is just the strength of the pipe. Is it the thickness? You can see what happens right away — people think it is the thickness. Maybe it is not even the thickness; maybe it is the tensile strength of it.

If you can get that information for us, I would appreciate it. Send it to our committee clerk, please.

Mr. Han: We will get that to you.

Senator Lang: I want to follow up further on this, because you are part of the Canadian association respecting setting standards for Canada. Does this particular thickness of the pipe apply across Canada, whether in British Columbia, Alberta or Saskatchewan — the difference between the 72 per cent versus the 80 per cent thickness going across the line?

Mr. Han: Transmission lines are regulated with NEB. That would translate right across Canada. A transmission line that remains just inside Saskatchewan would also follow those requirements as part of the CSA Z662 requirements.

Senator Lang: You mentioned that you would like to work with the United States with respect to the general requirements for pipelines and work with them so they are the same, regulatory-wise, across both countries. Have you asked the National Energy Board to work towards that end, or is that the association that you would ask to work with the Americans to try to come to a common regulatory process between the two countries to streamline it?

Mr. Han: Yes, we would certainly ask the National Energy Board to start that initiative. However, we also recognize that CSA works with international standards associations, as well as the American jurisdiction, to ensure that there is harmonization. Even though there are small technical differences between the regulations, the overall performance goals are the same; everybody is striving for the same safety and environmentally sustainable management of that pipeline.

Senator Lang: I will go into one other area, Mr. Chair, and that is the question of the transportation of oil; namely, pipeline versus rail. There is more and more discussion in the public domain with respect to the utilization of rail, and maybe even the expansion of the use of rail, as opposed to pipeline for the purpose of transporting oil.

What is the Government of Saskatchewan's position if you have a choice between transporting oil by rail or by pipeline? What do you deem the safest and the most efficient for the transportation of oil, if that is a decision you have to make?

M. Han : C'est un exemple pour montrer la différence, pas une comparaison technique. C'est seulement un des exemples comparatifs que nous avons fournis. Mais pour ce qui est des différences exactes, sauf la limite élastique minimale, voulez-vous connaître un pourcentage précis? Quelle différence voulez-vous connaître au juste?

Le président : Je pense que c'est ce que nous voulons savoir. Quelle est la différence exacte? Un ingénieur comprend peut-être ces chiffres de 72 et de 80 p. 100, mais nous voulons savoir s'il est seulement question de la solidité du pipeline. S'agit-il de l'épaisseur des parois? Vous voyez ce qui se produit tout de suite; on s'imagine que c'est l'épaisseur. Mais ce n'est peut-être même pas ça; c'est peut-être la résistance à la rupture.

Je vous serais reconnaissant de nous fournir cette information. Veuillez l'envoyer à la greffière, s'il vous plaît.

M. Han : D'accord.

Le sénateur Lang : Je veux poursuivre dans la même veine, car vous devez respecter les normes qui s'appliquent au Canada. L'épaisseur de paroi est-elle la même partout au Canada, en Colombie-Britannique, en Alberta ou en Saskatchewan, concernant la différence entre les épaisseurs de 72 et de 80 p. 100?

M. Han : Les pipelines sont régis par l'ONE partout au Canada. Un pipeline situé seulement en Saskatchewan devrait aussi répondre aux exigences liées à la norme CSA Z662.

Le sénateur Lang : Vous avez dit que vous voulez travailler avec les États-Unis afin d'harmoniser les exigences réglementaires générales pour les pipelines. Avez-vous demandé à l'Office national de l'énergie de travailler à cette fin, ou voulez-vous que ce soit la CSA qui travaille avec les Américains afin d'établir un processus réglementaire commun et rationalisé pour les deux pays?

M. Han : Oui, nous demandons à l'ONE d'entreprendre ce travail. Cependant, nous sommes aussi conscients que la CSA collabore avec les associations de normalisation à l'étranger et aux États-Unis pour harmoniser les normes. Même si les règlements contiennent de petites différences techniques, les grands objectifs de rendement sont les mêmes. Nous cherchons tous à atteindre des normes élevées en matière de sécurité et de gestion durable de l'environnement pour les pipelines.

Le sénateur Lang : Je vais parler d'un autre aspect, monsieur le président, le transport du pétrole par pipeline ou par train. On discute de plus en plus sur la place publique de l'utilisation du train et peut-être même de son utilisation accrue pour le transport du pétrole, au lieu des pipelines.

Quel est le moyen de transport privilégié par le gouvernement de la Saskatchewan, le train ou les pipelines? Quelle est selon vous la méthode la plus sécuritaire et la plus efficiente si vous deviez faire un choix?

Mr. Han: In terms of our position, we believe both transportation means are viable options. Not as a comparison of safety, but rail certainly allows us access to oil that does not have easy access to pipeline at this point. It is a viable vehicle to get the oil out of Saskatchewan. Pipeline is our most efficient way to get large amounts of oil and gas out of the province.

Mr. Campbell: Other things being equal, we view pipelines as being the most efficient, cost-effective and safe method of transport for oil.

Senator Ringuette: You mentioned that you have legislation and regulations in regard to abandonment of pipelines. Have you experienced in your province abandonment of pipeline sections? If so, what would be the process? Would it be removal and so forth? We have to also understand how the process works.

Mr. Han: I can certainly cover the abandonment process. We have a standardized abandonment process. Before the line is decommissioned and abandoned, the lines are cleaned, or what people refer to as “pigged,” to ensure there are no residual elements or contaminants inside the line. Then the line is additionally washed, and then we also hydrostatically test the line to ensure that there were no pinholes or any kinds of other abrasions that occurred on the line that may have leaked small amounts of material into the ground. If we do find that the line had a small leak or any kind of problem, then we require the company to excavate that area to ensure there is no contamination. If there is any contamination, they have to remediate the contaminants out of that ground.

Once that is done, then there are several ways to complete the abandonment. One is to fill it with environmentally benign fluid that prevents the line from corroding. Then we cap both ends and leave the line in place in case it is used at a later time. In some cases, when necessary, they will actually remove the line from the ground. However, that is rarer. In most cases, the line is left in the ground with a benign corrosion inhibitor and it is capped on both ends.

Senator Ringuette: You are saying that you have experience with the abandonment process. Would that be in the last five years?

Mr. Han: Yes.

Mr. Dancsok: Oh, yes.

Mr. Han: You must understand that we also have very small lines that are attached to wells and small battery sites, so we abandon large numbers of lines, but they are very small diameter lines. They are not the same large pipelines that the NEB deals with.

Senator Ringuette: I suppose that you do the oversight of that process, that the Government of Saskatchewan would not incur the cost of that abandonment and the entire process that you have just described.

M. Han : Nous croyons que ce sont deux options valables. Sans faire de comparaison sur la sécurité, je dirais que le train nous permet d'utiliser du pétrole qui n'est pas facilement accessible par pipeline jusqu'à maintenant. Le train est un moyen de transport valable pour expédier le pétrole en dehors de la Saskatchewan. Les pipelines sont notre méthode la plus efficace d'acheminer de grands volumes de pétrole et de gaz à l'extérieur de la province.

M. Campbell : Tout bien considéré, nous estimons que les pipelines constituent la méthode la plus efficace, la plus efficiente et la plus sécuritaire de transporter le pétrole.

La sénatrice Ringuette : Vous avez dit que votre législation et votre réglementation prévoient la mise hors service des pipelines. Des sections de pipeline ont-elles été mises hors service dans votre province? Le cas échéant, quel est le processus? Est-il question du démontage des pipelines, et cetera.? Nous devons aussi comprendre le processus.

M. Han : Nous avons un processus normalisé de mise hors service. Avant la désaffectation et la mise hors service, les pipelines sont nettoyés pour qu'il ne reste aucun résidu ou contaminant. Les gens parlent du raclage. Nous nettoyons le pipeline de nouveau et nous effectuons un test hydrostatique pour être certains qu'il n'y a pas de piqûres ou d'autres marques d'abrasion qui auraient entraîné de petites fuites dans le sol. Si nous constatons une petite fuite ou un autre problème, l'entreprise doit excaver la zone pour garantir qu'il n'y a pas de contamination. S'il y en a, elle doit extraire les contaminants du sol.

Plusieurs méthodes permettent de terminer la mise hors service. On peut remplir le pipeline d'un liquide inoffensif pour l'environnement afin d'empêcher la corrosion. Nous scellons ensuite les deux extrémités du pipeline, que nous laissons en place pour le réutiliser plus tard au besoin. Si nécessaire, le pipeline sera retiré, mais c'est plus rare. La plupart du temps, nous injectons un inhibiteur de corrosion inoffensif et nous scellons les deux extrémités.

La sénatrice Ringuette : Vous dites que vous avez de l'expérience avec le processus d'abandon. Est-ce durant les cinq dernières années?

M. Han : Oui.

M. Dancsok : Oh oui.

M. Han : Vous devez comprendre que nous avons aussi de très petites canalisations qui sont reliées aux puits et des petits parcs de réservoirs; nous abandonnons donc un grand nombre de canalisations, mais leur diamètre est très petit. Il ne s'agit pas des gros pipelines dont s'occupe l'ONE.

La sénatrice Ringuette : Je présume que vous exercez la surveillance de ce processus, et que le gouvernement de la Saskatchewan n'assume pas le coût du processus d'abandon que vous venez juste de décrire.

Mr. Han: That is correct. Many of the lines that are being abandoned in Saskatchewan are lines associated with well sites. Usually the line is abandoned when the well is plugged. You are right that we are the government oversight. However, there are special occasions when we do intervene. We have a full liability management program that covers the wells, the batteries and the flowlines that connect them, or smaller diameter pipelines. If the company is bankrupt or not available to deal with the problem, then we step in through this orphan liability program, which imposes a levy on the companies. We use that money to both abandon and remediate sites. At no point is the public stuck with the costs of cleanup.

Senator Ringuette: To clarify, the levy you are talking about is collected during the operation of the facility and is a reserve?

Mr. Han: The program has two components. First, we measure the company, and when I say “company,” it is not the pipeline company. It is the oil and gas producer, which is separate from the pipeline companies. Producers have their lines, which are called flowlines.

On a monthly basis we measure the producer’s assets versus liabilities and that is done based on how much oil or gas they produce. Liabilities are calculated based on how much the environmental cleanup would cost for that well site, flowline or battery, or how much it would cost to abandon those. When assets fall below liabilities, we collect a security deposit from the company to make up the balance, so at no point is there an unsecured liability. It is covered through the security deposit.

We recognize that sometimes companies suddenly go bankrupt and there is not enough security deposit held by us, or they may have gone bankrupt before this program came into place in 2007. Therefore, we also have an additional power to impose a levy on every company in the province, whether or not it is their property. The levy is applied equally to companies based on the total liability that they represent. If we are to identify a number of orphan sites that need to be cleaned up, we impose a levy on that amount and they pay based on the total liability they represent to us.

Senator Seidman: I would like to ask a more systemic question. In your presentation, Mr. Campbell, you said that the Government of Saskatchewan has partnered with the oil and gas industry to establish six not-for-profit cooperatives. You implied that they were important in safety management and response. Could you tell us how those cooperatives work and what role they play?

Mr. Han: The spill cooperatives are a mandate required through our licensing system. They collect fees from all the oil and gas companies that have a spill potential if they have a

M. Han : C’est exact. Un grand nombre de canalisations abandonnées en Saskatchewan sont reliées à des emplacements de puits. Habituellement, la canalisation est abandonnée lorsque le puits est bouché. Vous avez raison de dire que nous exerçons la surveillance pour le gouvernement. Toutefois, il nous arrive d’intervenir. Nous avons un programme complet de gestion des obligations pour les puits, les parcs de réservoirs et les conduites d’écoulement qui les relient, ou des pipelines de petit diamètre. Si la société fait faillite ou ne peut pas s’occuper du problème, nous intervenons par l’entremise de ce programme d’obligations envers les puits abandonnés, qui impose un prélèvement aux sociétés. Nous utilisons cet argent pour abandonner et décontaminer les sites. Les coûts associés au nettoyage ne sont jamais payés avec les deniers publics.

La sénatrice Ringuette : J’aimerais obtenir des éclaircissements : le prélèvement dont vous parlez est-il perçu pendant les activités d’exploitation et l’argent sert-il de réserve?

M. Han : Le programme a deux volets. Tout d’abord, nous évaluons la société — et lorsque je dis « société », il ne s’agit pas de la société propriétaire du pipeline. Il s’agit du producteur de pétrole et de gaz, qui n’est pas la société propriétaire du pipeline. Les producteurs ont leurs canalisations, et on les appelle des conduites d’écoulement.

Chaque mois, nous mesurons les actifs et les obligations du producteur selon la quantité de pétrole ou de gaz qu’il produit. Le calcul des obligations se fonde sur le coût de l’assainissement environnemental de l’emplacement du puits, de la conduite d’écoulement ou du parc de réservoirs, ou sur le coût d’abandon de ces installations. Lorsque l’actif est moins élevé que le coût des obligations, nous exigeons un dépôt auprès de la société pour combler l’écart, afin que leurs obligations soient toujours garanties. Elles le seront par le dépôt.

Nous reconnaissons que parfois, des sociétés font soudainement faillite et le montant du dépôt est insuffisant. La société peut également avoir fait faillite avant que ce programme soit lancé en 2007. C’est pourquoi nous avons aussi le pouvoir d’imposer un prélèvement à toutes les sociétés de la province, qu’elles lui appartiennent ou non. Le prélèvement est imposé également à toutes les sociétés selon l’ensemble de leurs obligations. Si nous recensons un certain nombre d’emplacements abandonnés qui doivent être assainis, nous imposons un prélèvement sur cette somme et les sociétés paient selon l’ensemble de leurs obligations.

La sénatrice Seidman : J’aimerais poser une question plus systémique. Monsieur Campbell, dans votre exposé, vous avez dit que le gouvernement de la Saskatchewan avait établi un partenariat avec l’industrie pétrolière et gazière en vue de fonder six coopératives à but non lucratif. Vous avez laissé entendre qu’elles étaient importantes pour la gestion de la sécurité et des interventions. Pouvez-vous nous décrire le fonctionnement et le rôle de ces coopératives?

M. Han : Les coopératives d’intervention en cas de déversement sont mandatées par notre mécanisme d’octroi de permis. Elles perçoivent des droits auprès de toutes les sociétés

property, be it pipeline, well or battery. With that money, they purchase all the necessary equipment and centralize it in a mobile unit and make it available to all producers. Because there are over 500 producers, and at any time we may have as many as 60,000 wells operating, requiring individual producers to have enough equipment to cover spills throughout the province would not make sense. It is better to have a centralized system through these cooperatives and have all equipment available that small operators cannot afford. The cooperatives provide the equipment when a spill occurs.

The spill co-ops also provide annual training to all producers in their geographical area. They do classroom exercises as well as hands-on exercises. In sites in rivers or other water bodies they do additional winter exercises in case a spill occurs in the water.

All producers are required to be members of the spill co-ops and to attend each of the spill exercises, because we believe spill training is a very important part of the actual safe operation of pipelines.

There is one more feature of the spill co-ops. Sometimes a producer is not available to go out to the site when they have one well in a very isolated area. There are volunteers in the spill co-ops who will respond on their behalf. The companies for whom these volunteers work bill the company after the fact to recover the cost of fixing the problem.

Senator Seidman: I appreciate the importance of the training for spill response. You referred in your presentation to highly trained volunteer members who are first responders in the event of a spill. Are they actually volunteers?

Mr. Han: The first responders are not volunteers. The volunteers are people who are part of the spill co-op membership who only volunteer if the other member is unavailable or does not have enough people to deal with the problem. That is what we meant by volunteer. Each company is responsible for their own spills and their own training through our spill co-op, but if they are not available, as sometimes happens, the spill co-op will provide a volunteer to deal with the spill.

We will not let any spill go unmitigated. It is the first few hours after a spill occurs that are of key importance in containing and collecting the material.

Senator Seidman: Does the cooperative own the equipment?

Mr. Han: The spill co-op owns the equipment. It is a non-profit. The board governs the association and the members pay the fees.

pétrolières et gazières qui présentent un risque de déversement si elles sont propriétaires d'un pipeline, d'un puits ou d'un parc de réservoirs. Avec cet argent, les coopératives achètent l'équipement nécessaire et le centralisent dans une unité mobile qui sera mise à la disposition de tous les producteurs. Étant donné qu'il y a plus de 500 producteurs, et qu'à tout moment il peut y avoir jusqu'à 60 000 puits en activité, il ne serait pas logique d'exiger que chaque producteur individuel possède assez d'équipement pour intervenir en cas de déversement partout dans la province. Il est préférable d'avoir un système centralisé par l'entremise de ces coopératives et de rendre disponible tout l'équipement que les petits producteurs ne peuvent pas acheter. Les coopératives fournissent l'équipement en cas de déversement.

Les coopératives d'intervention en cas de déversement offrent aussi une formation annuelle à tous les producteurs dans leur région géographique. Il y a des exercices en classe et des exercices pratiques. Sur les sites près de rivières ou d'autres cours d'eau, on pratique d'autres exercices d'hiver en cas de déversement dans l'eau.

Tous les producteurs doivent être membres des coopératives d'intervention en cas de déversement et sont tenus de participer à tous les exercices de déversement, car nous croyons que la formation en cas de déversement est une partie très importante de l'utilisation sécuritaire des pipelines.

Les coopératives d'intervention en cas de déversement ont un autre volet. En effet, il arrive qu'un producteur ne puisse pas se rendre sur le site d'un seul puits d'une région isolée. Dans ce cas, des bénévoles des coopératives agiront en leur nom. Ces bénévoles facturent ensuite ces sociétés pour qu'elles remboursent les coûts associés aux mesures prises pour résoudre le problème.

La sénatrice Seidman : Je comprends l'importance de la formation en intervention en cas de déversement. Dans votre exposé, vous avez parlé de membres bénévoles très bien formés qui sont les premiers intervenants lors d'un déversement. Sont-ils vraiment des bénévoles?

M. Han : Les premiers intervenants ne sont pas des bénévoles. Les bénévoles sont des gens qui font partie de la coopérative d'intervention en cas de déversement et qui sont seulement bénévoles si l'autre membre n'est pas disponible ou qu'il n'a pas assez d'employés pour régler le problème. C'est ce que nous voulons dire par bénévole. Chaque société est responsable de ses propres déversements et de sa propre formation par l'entremise de notre coopérative d'intervention en cas de déversement, mais si ces gens ne sont pas en mesure d'intervenir, comme c'est parfois le cas, la coopérative enverra un bénévole qui s'occupera du déversement.

Nous ne laisserons pas un déversement se produire sans intervenir, car les heures qui suivent le début du déversement sont cruciales lorsqu'il s'agit de l'endiguer et de ramasser le matériel.

La sénatrice Seidman : La coopérative possède-t-elle l'équipement?

M. Han : Oui, la coopérative d'intervention en cas de déversement possède l'équipement nécessaire. C'est un organisme à but non lucratif. Le conseil dirige l'association et les membres paient les frais.

Senator Seidman: You also say the response is integrated with other partners such as the fire department, RCMP and ambulance services. How does the integration work?

Mr. Han: We do it in two ways. The EMOs — the ambulance, fire and RCMP — are part of our training exercise, but also the training manual, which contains the logistical requirements, that is, things like where our launch points are for boats and what the safe distance is for the fire department to stay from a fire, is written in conjunction with the emergency responders. Emergency responders are part of the spill co-op board as much as our staff are directors in the spill co-op board to ensure that there is frequent communication as well as integration of procedures.

Senator Wallace: Mr. Campbell, I understand that in 2012 the Saskatchewan provincial auditor audited the pipeline network there and, in particular, looked at the ability of the provincial government to monitor and regulate the network. What can you tell us about the conclusions that the auditor reached?

Mr. Dancsok: The auditor did come up with a number of recommendations about some improvements that could be made in our regulatory oversight. A number of the regulations were around better documentation of the approval process, better documentation around the initial inspections of the lines and the testing of those lines prior to being put into service. There were other recommendations.

Right now, the licensing process in Saskatchewan is for the major transmission lines that run across the province. However, the smaller diameter flowlines, which number in the thousands but are very short and do not carry a lot of product, are not part of our licensing process. Having said that, the CSA standards still apply to those flowlines. However, the auditor recommended that we put into legislation the authority for those smaller flowlines to also be licensed. Those are the major parts of the recommendations.

Senator Wallace: Did the auditor have anything to say about the effectiveness of spill response and the recovery rates of hydrocarbons after spills have occurred? Was there anything mentioned about that in the report?

Mr. Dancsok: I do recall the auditor wanting to ensure that a proper process for spill responses was in place. I do not recall anything about the spill sizes or that sort of thing being covered.

Mr. Han: We know through our statistics for large-diameter pipeline, the spill frequency is fairly low. However, the volume certainly could be significant because it is a large-diameter, high-pressure line. In terms of small diameters, the frequency

La sénatrice Seidman : Vous avez aussi mentionné que l'intervention est intégrée à celle d'autres partenaires, par exemple les services d'incendie, la GRC et les services ambulanciers. Comment l'intégration fonctionne-t-elle?

M. Han : Il y a deux façons. Les OGU — les services ambulanciers, les services d'incendie et la GRC — sont intégrés à nos exercices de formation, mais aussi au manuel de formation, qui contient les exigences logistiques, c'est-à-dire des détails comme les points de mise à l'eau des bateaux et la distance sécuritaire à laquelle les intervenants des services d'incendie devraient se tenir d'un feu, car tout cela est écrit en conjonction avec les organismes d'intervention en cas d'urgence. Les organismes d'intervention en cas d'urgence font partie du conseil de la coopérative au même titre que nos employés pour veiller à établir des communications fréquentes et pour veiller à l'intégration des procédures.

Le sénateur Wallace : Monsieur Campbell, d'après ce que je comprends, en 2012, la vérificatrice provinciale de la Saskatchewan a procédé à une vérification du réseau de pipelines de la province, et en particulier, a examiné la capacité du gouvernement provincial de surveiller et de réglementer le réseau. Que pouvez-vous nous dire au sujet des conclusions auxquelles est parvenue la vérificatrice?

M. Dancsok : La vérificatrice a formulé plusieurs recommandations au sujet des améliorations qui pourraient être apportées à notre surveillance de la réglementation. Plusieurs de ces règlements concernaient une meilleure documentation du processus d'approbation, des inspections initiales des canalisations et de l'examen de ces canalisations avant qu'elles soient mises en service. Il y avait aussi d'autres recommandations.

Actuellement, en Saskatchewan, le processus d'octroi de permis vise les canalisations de transport majeures qui traversent la province. Toutefois, les conduites d'écoulement de plus petit diamètre, qui se comptent par milliers, mais qui sont très courtes et qui ne transportent pas une grande quantité de produits, ne sont pas visées par le processus. Cela dit, les normes de la CSA s'appliquent à ces conduites d'écoulement. Toutefois, la vérificatrice a recommandé que la loi exige que ces petites conduites d'écoulement soient aussi visées par un permis. Ce sont les grandes lignes de ces recommandations.

Le sénateur Wallace : La vérificatrice a-t-elle parlé de l'efficacité des interventions en cas de déversement et des taux de récupération des hydrocarbures? A-t-elle mentionné cela dans le rapport?

M. Dancsok : Je me souviens que la vérificatrice tenait à ce qu'un processus approprié d'intervention en cas de déversement soit en place. Je ne me souviens pas d'avoir lu quelque chose au sujet du volume des déversements.

M. Han : Selon nos statistiques, les pipelines de gros diamètre ne produisent pas souvent de gros déversements. Toutefois, le volume des déversements qui se produisent pourrait certainement être considérable, car ce sont des canalisations de gros diamètre

certainly is there. I cannot say it is low. However, the volumes are very low.

In general, the recovery rate in most cases of a spill is measured very carefully on a yearly basis and then also posted on our website. The Saskatchewan recovery rate of hydrocarbons and produced fluid is fairly high. It is usually around 70 or higher percentage in terms of recovery rates.

Mr. Dancsok: What the auditor was seeking is that we have in our laws the responsibility to verify that the pipeline operators have cleaned up those contaminated sites to an acceptable level.

Senator Wallace: Mr. Campbell, I was interested in your comment, which I think we are all well aware of, that in order for Canada to reach its full potential as a world oil producer further steps have to be taken to get product to market, and that requires pipelines and perhaps other means of doing that. You referred to three critical market areas: Asia, U.S. Gulf Coast, and Eastern Canada and the eastern seaboard. I am from New Brunswick and well aware of the importance of getting Alberta crude, western crude and Saskatchewan crude to the East Coast as well. The largest refinery in the country, as you probably know, is located in Saint John and it fully accesses the export markets along the U.S. coast and into foreign markets.

What might you have to say, from a Saskatchewan perspective, about the importance of expanding the existing pipeline network and, in particular, do you have any comments about a line that could eventually extend to the East Coast of Canada?

Mr. Campbell: We certainly think that we need infrastructure going to all three places. Speaking of the line to the East Coast, there are a couple of benefits here. Right now we are seeing a fairly large discount for our oil off of the WTI price. WTI prices alone are lower than what eastern refineries are paying, so there is certainly the opportunity here for mutual benefit. We are supportive of the initiatives like TransCanada's to turn that pipeline from gas to oil. That is a good idea and a good project. We also think that just solves part of the problem.

A lot of oil will be coming on-stream in Western Canada, particularly from Alberta oil sands, so we think we need infrastructure going to the Gulf Coast. That is important because there are lots of excess oil refineries with capacity there. It is already there so that is an important project. Once you get to the Gulf Coast, then you are really linked to international markets.

As important as that is access to the West Coast as well, because the growth markets for oil really will be driven by Asia. We are seeing moderate demand to declining demand in North America. Now with U.S. projected to be self-sufficient in oil at some point, or coming close to it — I am not sure if they actually

sous haute pression. Toutefois, je ne peux pas dire que la fréquence des déversements est peu élevée en ce qui concerne les canalisations de petit diamètre, mais le volume de produit déversé est assez restreint.

En général, le taux de récupération d'un déversement est mesuré très précisément chaque année et ensuite affiché sur notre site web. Le taux de récupération des hydrocarbures et des fluides est assez élevé en Saskatchewan. Il est habituellement d'environ 70 p. 100 ou plus élevé.

M. Dancsok : Ce que la vérificatrice cherchait à savoir, c'est si nos lois nous obligeaient à vérifier que les exploitants de pipelines avaient nettoyé les sites contaminés à un niveau acceptable.

Le sénateur Wallace : Monsieur Campbell, votre commentaire m'a intéressé, et je pense que nous savons tous que si nous voulons que le Canada atteigne son plein potentiel de producteur pétrolier à l'échelle mondiale, il reste des étapes à franchir pour mettre le produit sur le marché; il faudra d'autres pipelines et peut-être d'autres moyens pour y arriver. Vous avez parlé de trois régions essentielles du marché : l'Asie, la partie américaine de la côte du golfe du Mexique, et l'est du Canada et le littoral Est. Je viens du Nouveau-Brunswick, et je sais qu'il est important de transporter le pétrole brut de l'Alberta, de l'Ouest et de la Saskatchewan jusqu'à la côte Est. Comme vous le savez probablement déjà, la plus grande raffinerie du pays est située à Saint John; elle a accès aux marchés de l'exportation le long de la côte américaine, et de là, aux marchés étrangers.

Quel est le point de vue de la Saskatchewan sur l'importance d'étendre le réseau de pipelines existant et, en particulier, que pensez-vous du projet d'étendre une canalisation jusqu'à la côte Est du Canada?

M. Campbell : Nous pensons certainement qu'il faut une infrastructure jusqu'à ces trois endroits. La canalisation jusqu'à la côte Est offre quelques avantages. En ce moment, le prix de notre pétrole est beaucoup plus bas que le prix du WTI. Les prix du WTI sont moins élevés que ceux payés par les raffineries de l'Est; il y a donc un avantage commun. Nous appuyons les initiatives comme celles de TransCanada qui visent à utiliser ce pipeline pour le transport du pétrole au lieu du gaz.

Une grande partie du pétrole viendra de l'Ouest du Canada, surtout des sables bitumineux de l'Alberta; nous pensons donc qu'il faut mettre en place l'infrastructure nécessaire jusqu'à la côte du golfe du Mexique. C'est important, car il y a un grand nombre de raffineries de pétrole excédentaires qui ont la capacité nécessaire là-bas. Elles existent déjà et il s'agit donc d'un important projet. Une fois qu'on se rend sur la côte du golfe du Mexique, on a accès aux marchés mondiaux.

Il est également très important d'avoir accès à la côte Ouest, car la croissance des marchés du pétrole sera dominée par l'Asie. En effet, la demande nord-américaine est à la baisse. De plus, on prévoit que les États-Unis deviendront un jour autosuffisants en ce qui concerne le pétrole, ou le seront presque — je ne sais pas

will, but they certainly will be producing a lot more themselves — access to international markets is very important and Asia is a primary one. I think we need all three.

Senator Wallace: It is interesting that you point out the importance of the U.S. Gulf Coast, of which we are well aware. There are different ways of getting to that market as well. One line could be to the East Coast of Canada and then crude could go by tanker to the U.S. Gulf Coast, in addition to the export markets. There are different ways of dealing with the situation, but it is what is in the Canadian interest and so I am pleased to hear your comments.

Mr. Campbell: Absolutely; I fully agree.

Senator Brown: I was interested in the 68,000 flowlines that you have. I would imagine those are the ones that pumpjacks bring the oil to tanks. Is that correct?

Mr. Dancsok: That is correct.

Senator Brown: The U.S. drilling rigs were from 50 or 60 years ago. Pretty much all of the rigs that drilled your wells were American rigs; is that right?

Mr. Han: Back in the 1950s and 1960s maybe, but certainly today it is Canadian rigs that drill most of our wells.

Mr. Dancsok: Canada has a fleet of 800 rigs now operating, mainly in Western Canada.

Senator Brown: I was just trying to get to the fact that people were discussing the different thickness of pipelines and whatnot. The Americans, of course, have been working in inches and fractions of inches for all of these pumpjack flow rigs that you are talking about. The difference is, I think, most Canadians have switched to millimetres. That might be the answer for the difference between the pipe flows and the thickness.

Mr. Han: I think that is extremely plausible, because we had a live example in Saskatchewan and Alberta where Alberta has a specific distance from their well to a tank at 50 metres and Saskatchewan was 45 metres for decades. When I asked the engineers who worked on it why that was so, they said that Saskatchewan actually got their calculator a couple of years before Alberta did and were able to calculate it at a lower decimal place than Alberta. That is why theirs is 45.

I think your answer might be very plausible.

Senator Brown: Yes. Thank you.

s'ils le deviendront vraiment, mais leur production augmentera certainement beaucoup. C'est pourquoi l'accès aux marchés internationaux est très important et que l'accès au marché asiatique est essentiel. Je pense donc que nous devons avoir accès aux trois endroits.

Le sénateur Wallace : Il est intéressant que vous ayez souligné l'importance de la partie américaine de la côte du golfe du Mexique, car nous en sommes bien conscients. Il y a également différentes façons d'avoir accès à ce marché. Par exemple, une canalisation pourrait se rendre à la côte Est du Canada et ensuite, le pétrole brut pourrait être transporté par pétrolier jusqu'à la partie américaine de la côte du golfe du Mexique et aux marchés d'exportation. Il y a différentes solutions, mais c'est ce qui est dans l'intérêt du Canada, et je suis donc heureux d'entendre vos commentaires.

M. Campbell : Absolument; je suis tout à fait d'accord avec vous.

Le sénateur Brown : Ce qui m'intéresse, ce sont les 68 000 canalisations que vous possédez. J'imagine que ce sont celles dont le chevalet de pompage amène le pétrole aux réservoirs. Est-ce exact?

M. Dancsok : C'est exact.

Le sénateur Brown : Les appareils de forage américains avaient de 50 à 60 ans. Presque tous les appareils de forage qui ont servi à forer vos puits étaient des appareils américains, n'est-ce pas?

M. Han : Peut-être dans les années 1950 et 1960, mais de nos jours, on se sert certainement d'appareils de forage canadiens pour forer la plupart de nos puits.

M. Dancsok : Le Canada a actuellement un parc de 800 appareils de forage en activité, surtout dans l'Ouest du Canada.

Le sénateur Brown : J'essayais seulement d'en arriver au fait que les gens discutent des différentes épaisseurs de pipelines, et cetera. Les Américains, évidemment, ont travaillé avec les pouces et les fractions de pouces en ce qui concerne tous les chevalets de pompage de puits dont vous avez parlé. À mon avis, la différence, c'est que la plupart des Canadiens sont passés aux millimètres. Cela pourrait être la réponse à la question concernant la différence entre les débits dans les canalisations et l'épaisseur.

M. Han : Je crois que c'est extrêmement plausible, car nous avons eu quelques exemples concrets en Saskatchewan et en Alberta; en Alberta, la distance précise du puits au réservoir est de 50 mètres et en Saskatchewan, cette distance est de 45 mètres depuis des décennies. Lorsque j'ai demandé aux ingénieurs responsables de m'expliquer la raison de cette différence, ils m'ont répondu que la Saskatchewan avait obtenu son calculateur quelques années avant l'Alberta, et que la province avait donc été en mesure de faire des calculs plus précis que l'Alberta. C'est pourquoi la distance est 45 mètres là-bas.

Je crois donc que votre réponse pourrait être très plausible.

Le sénateur Brown : Oui. Merci.

The Chair: Thank you. We will check that out.

Senator Massicotte: Thank you for being with us this morning.

We are all talking about being surprised that the thickness is different, and you say we should coordinate our efforts with the Americans. The Americans, being Americans, are pretty focused on their own needs. Why do we not simply adjust our needs to theirs? What is the consequence if we simply did that? Is it a higher cost? Why the debate? Why not just comply, period?

Mr. Han: I believe Canada's industry has features that are extremely salvageable, and not just on very technical components of the operation. We believe there is the training process and the spill co-op process, which are not just Saskatchewan specific. Alberta, B.C. and Manitoba also have comprehensive spill co-op processes that are in place.

We want to ensure that these well-developed institutions and processes are salvaged, because we do believe the pipeline operation is not just about nuts and bolts. There is a high human element. Canada has done well to ensure that the human element is adjusted in that part of the operation.

Mr. Campbell: We certainly expect that Canadian and U.S. citizens would have similar expectations around things like environmental performance and safety. I think your point is a good one in that perhaps it should not be that difficult to come up with a good standard, whether it is theirs or ours, and just apply that. I think it is something we should increasingly work towards.

Senator Patterson: I will go back to the provincial auditor's 2012 report. This may be a naive question, but the May 2012 provincial auditor's report looked at the Ministry of Energy and Resources and its abilities to assess compliance with pipeline safety legislation and regulation. You are from the Ministry of the Economy. Can you explain that, please?

Mr. Campbell: Certainly. The Government of Saskatchewan did a reorganization in May 2012. One of the creations was a new ministry called the Ministry of the Economy, and it brought in the entire former Ministry of Energy and Resources; the economic agency of government, which was called Enterprise Saskatchewan; and the labour market components from advanced education to create a new, large ministry. The idea was that resource sector seems to be driving a lot of the growth in Saskatchewan, so ensuring that our economic development programs are as aligned as possible with those developments makes sense. Also, regardless of which industry sector you talk to, access to labour and qualified labour is the number one impediment to further growth and development in Saskatchewan. The idea is that bringing these three things together will really help facilitate further growth in Saskatchewan.

Le président : Merci. Nous allons vérifier cela.

Le sénateur Massicotte : Merci d'être ici aujourd'hui.

Nous disons tous que nous sommes surpris que l'épaisseur soit différente, et vous avez dit que nous devrions coordonner nos efforts avec les Américains. Les Américains, étant ce qu'ils sont, se concentrent plutôt sur leurs propres besoins. Pourquoi n'ajustons-nous pas simplement nos besoins aux leurs? Quelle en serait la conséquence? Les coûts seront-ils plus élevés? Pourquoi y a-t-il un débat? Pourquoi ne pas seulement nous conformer à eux?

M. Han : Je crois que l'industrie canadienne a des caractéristiques qui sont éminemment récupérables, et il ne s'agit pas seulement des éléments techniques. À notre avis, il y a aussi le processus de formation et les coopératives d'intervention en cas de déversement, qui n'existent pas seulement en Saskatchewan. En effet, l'Alberta, la Colombie-Britannique et le Manitoba ont aussi des processus complets de coopérative d'intervention en cas de déversement.

Nous voulons veiller à ce que ces institutions et ces processus bien établis soient récupérés, car nous croyons que l'exploitation de pipelines n'est pas seulement une question d'écrous et de vis. Il y a un facteur humain important. Le Canada a réussi à faire en sorte que ce facteur humain soit ajusté dans cette partie des activités.

M. Campbell : Nous nous attendons certainement à ce que les citoyens canadiens et américains aient des attentes similaires au sujet de la performance environnementale et de la sécurité. Je crois que vous avez un bon point, c'est-à-dire qu'il ne devrait pas être difficile d'établir une norme adéquate, que ce soit la nôtre ou la leur, et que nous devrions tout simplement la mettre en œuvre. Je crois que nous devrions déployer des efforts en ce sens.

Le sénateur Patterson : Je voudrais revenir au rapport de 2012 du vérificateur général provincial. Je suis peut-être naïf, mais dans son rapport de mai 2012, le vérificateur provincial a examiné la capacité du ministère de l'Énergie et des Ressources d'évaluer le respect des lois et règlements régissant la sécurité des pipelines. Vous travaillez au ministère de l'Économie. Pouvez-vous me fournir une explication?

M. Campbell : Certainement. Le gouvernement de la Saskatchewan a procédé à une restructuration en mai 2012. Il y a notamment un nouveau ministère, celui de l'Économie. Pour créer ce nouveau superministère, on a amalgamé l'ancien ministère de l'Énergie et des Ressources, Enterprise Saskatchewan, l'organisme économique du gouvernement, et les parties du ministère de l'Éducation supérieure responsable du marché du travail. On faisait valoir que le secteur des ressources semblait favoriser la croissance en Saskatchewan. Dans toute la mesure du possible, il fallait donc adapter nos programmes de développement économique en fonction de cette croissance. De plus, quel que soit le secteur d'activité, le manque de main-d'œuvre, qualifiée notamment, constitue le principal obstacle à la croissance et au développement en Saskatchewan. Combiner ces trois aspects contribuera vraiment à alimenter la croissance.

Within the Ministry of Energy and Resources, we have two primary divisions: We have the Petroleum and Natural Gas Division and the Mining, Lands and Resource Policy Division. Those divisions moved from the Ministry of Energy and Resources to new divisions within the Ministry of the Economy, largely untouched.

Senator Patterson: That explains that. Thank you.

With regard to the provincial auditor's report, which my colleague Senator Wallace asked you about, there were a number of recommendations. I am wondering if the government has responded to those recommendations — I would assume in a written form — and if those could be shared with the committee.

Mr. Campbell: Yes, certainly we can do that.

We did provide an initial response to the letter. We have done a number of things to comply with the recommendations. There are still some we are considering and assessing. One example is the licensing of flowlines, specifically. Responsibility for flowlines does fall under our legislation and regulations. The question for us is: What is a way to properly license those and monitor and enforce that?

Some of the more complex recommendations we are still working through exactly what we will do in response, but a number of them we have responded to.

We will be able to provide that information to you.

Senator Patterson: This is a bit of a technical question. I understand that The Pipeline Regulations, 2000 require an emergency response manual. However, neither it nor The Pipelines Act, 1998 appear to mandate that operators prepare emergency response plans or spill response plans.

I am just wondering, either this morning or later, if you could tell us whether there is a difference between an emergency response manual and an emergency response plan. Also, how do you verify and ensure compliance with those requirements?

Mr. Han: There is no difference between an emergency response plan and an emergency response manual. They were just two different terms that were used because The Pipeline Act was written so much earlier. Since then, the commonly used term is "emergency response plan." However, they both mean the same thing.

We actually require the companies to submit their emergency response plan. They submit a corporate plan for the entire company. Inside the corporate plan, they break it into areas that they operate in. Then they deal with the details of how they deal with pipeline spills, well spills, blowouts or whatever the case. That is registered with us in a written form as a binder. Some companies use a digital media, also, and they will send us a CD.

Le ministère de l'Énergie et des Ressources compte deux principales directions générales : celle du pétrole et du gaz naturel ainsi que celle des politiques en matière d'extraction minière, d'aménagement des terres et de ressources. Sans subir aucune modification, ces deux directions générales sont passées du ministère de l'Énergie et des Ressources à celui de l'Économie.

Le sénateur Patterson : Tout s'explique. Merci.

Plusieurs recommandations figurent dans le rapport du vérificateur provincial, sur lequel mon collègue, le sénateur Wallace, vous a posé des questions. Je me demande si le gouvernement a donné suite par écrit, je suppose, à ces recommandations. Pouvez-vous nous en faire part?

M. Campbell : Certainement.

Nous avons fourni une réponse initiale. Nous avons pris plusieurs mesures pour donner suite aux recommandations. Certaines font encore l'objet d'une évaluation, notamment celle sur l'octroi de licence pour les conduites d'aménée. Les conduites d'aménée relèvent des lois et des règlements de la Saskatchewan. Nous nous demandons comment accorder correctement ces licences tout en exerçant une surveillance pertinente.

Nous nous penchons encore sur certaines des recommandations les plus complexes pour déterminer les mesures à prendre. Cependant, nous avons donné suite à plusieurs d'entre elles.

Nous pourrions vous faire parvenir ces renseignements.

Le sénateur Patterson : Voici une question d'ordre un peu technique. Je crois comprendre que, en vertu du Règlement sur les pipelines de 2000, il faut élaborer un manuel d'intervention d'urgence. Cependant, ni ce règlement ni la Loi sur les pipelines de 1998 ne semblent exiger que les exploitants élaborent des plans d'intervention d'urgence ou des plans d'intervention en cas de déversement.

Pourriez-vous nous dire aujourd'hui ou ultérieurement s'il existe une distinction entre un manuel d'intervention d'urgence et un plan d'intervention d'urgence. De plus, comment vérifiez-vous le respect de ces exigences?

M. Han : Il n'y a aucune distinction entre un plan et un manuel d'intervention d'urgence. Deux termes différents ont été utilisés parce que la Loi sur les pipelines a été rédigée beaucoup plus tôt. Depuis, on utilise couramment « plan d'intervention d'urgence ». Cependant, les deux termes ont le même sens.

Nous exigeons que chaque entreprise nous fournisse le plan d'intervention d'urgence pour l'ensemble de leurs activités. Le plan est subdivisé en fonction des différents secteurs d'activités de l'entreprise. Il faut préciser les mesures détaillées qui seront prises notamment en cas de déversement de pipeline, de déversement de puits ou d'éruption. Nous versons les formulaires imprimés dans un dossier. Certaines entreprises se servent de moyens électroniques et nous font parvenir un CD.

Those forms are registered in two places: one in the head office and the other at the field office, because it is the field office that usually responds to the emergency and they want to ensure that plan is available at their offices.

The Chair: I wonder if I could ask a couple of questions, please, before we go to second round.

How much of the oil that you produce in Saskatchewan is moved by rail as compared to pipeline?

Mr. Dancsok: That number is changing and actually growing. Every month we check. The last time we checked, the statistics were for December 2012. At that time about 12 per cent of Saskatchewan oil was moving by rail, which represents about 53,000 barrels per day. That is out of the total of around 470,000 barrels a day.

The Chair: Is that oil down in the southeast or southwest part of Saskatchewan, and would it be going to the American markets?

Mr. Dancsok: Surprisingly, there is more than just the southeast moving oil by rail. Some of our heavy oil areas now have rail-loading facilities, such as in the west-central part of the province. I think there are in the order of nine or 10 rail-loading facilities now established in the province, both in the southeast, as well as the west-central part of the province where there is heavy oil. All of that oil would be moving south into the United States, though.

The Chair: The major market for your oil, whether it moves by rail or by pipe, goes into the U.S., does it, or does it go to a refinery someplace else within Canada?

Mr. Dancsok: Sixty-five to 70 per cent of our oil is exported to the United States, and the rest is used within Saskatchewan.

The Chair: When we met with the National Energy Board, they said they keep a record of incidents as it relates to anything to do with pipeline breaks, leaks or incidents of all kinds. Does Saskatchewan keep that also?

Mr. Han: Yes, we do. We also make it available publicly on the website, so that the public can see how many incidents occur and what the causes are.

The Chair: Our staff can go to the website and get that for us, and that will maybe answer some of my questions. Thank you.

With that, I will defer to Senator Mitchell to start the second round.

Senator Mitchell: Mr. Campbell, you said something that is kind of haunting and that is that the U.S. could be self-sufficient in oil. We have kind of accepted that they will be in gas, and we are starting to hear that they may be in oil. That is problematic for Western Canadian economies; ergo, it is problematic for the Canadian economy — desperately problematic.

Ces formulaires sont enregistrés à deux endroits : à l'administration centrale et à l'administration régionale. C'est cette dernière qui habituellement intervient en cas d'urgence. Elle doit donc être en possession du plan.

Le président : Je me demande si je peux poser quelques questions avant de passer à la deuxième série.

Quelle est la quantité de pétrole produit en Saskatchewan qui est transportée par rail et quelle est celle qui est acheminée par pipeline?

M. Dancsok : Ça augmente. Nous vérifions tous les mois. La dernière fois, ce fut en décembre 2012. Environ 12 p. 100 du pétrole de la Saskatchewan étaient transportés par rail, soit approximativement 53 000 barils par jour sur un total d'environ 470 000 barils.

Le président : Ce pétrole est-il extrait du Sud-Est ou du Sud-Ouest de la Saskatchewan? Est-il acheminé vers les marchés américains?

M. Dancsok : Chose étonnante, le transport du pétrole par rail ne se fait pas que dans le Sud-Est. Certaines régions produisant du pétrole lourd sont maintenant dotées d'installations de chargement ferroviaire. C'est notamment le cas dans le Centre-Ouest de la province. Je pense qu'on compte neuf ou dix installations de ce genre dans le Sud-Est ainsi que dans le Centre-Ouest, où l'on extrait le pétrole lourd. Tout ce pétrole est transporté aux États-Unis, cependant.

Le président : Que vous transportiez le pétrole par rail ou par pipeline, les États-Unis constituent-ils votre principal débouché ou est-ce une raffinerie au Canada?

M. Dancsok : De 65 à 70 p. 100 de notre pétrole sont exportés aux États-Unis, et le reste demeure en Saskatchewan.

Le président : Lorsqu'ils ont comparu, les représentants de l'Office national de l'énergie ont indiqué avoir un dossier sur les ruptures ou les fuites de pipeline notamment. La Saskatchewan fait-elle la même chose?

M. Han : Oui. Nous affichons également tous ces incidents sur le site web afin que le public en soit au courant et sache quelles en sont les causes.

Le président : Notre personnel peut consulter le site web et nous obtenir les renseignements nécessaires, ce qui répondra peut-être à certaines de mes questions. Merci.

Sur ce, je demanderai au sénateur Mitchell d'entamer la deuxième série de questions.

Le sénateur Mitchell : Monsieur Campbell, vous avez tenu des propos qui me surprennent beaucoup. Vous avez signalé que les États-Unis pourraient parvenir à l'autosuffisance pétrolière. Nous avons fini par comprendre qu'ils le seraient en matière de gaz naturel, et voilà qu'on commence à nous dire qu'ils le seront en matière de pétrole également. Cette autosuffisance pourrait se

When you are talking about exports to the U.S. in that context, what are your projections for pipeline or other transportation capacity needs — infrastructure — to get your product to the U.S.?

Second, that still causes the problem that we have in Alberta — I am from Alberta — which is the price differential, because you have to get it offshore. What are your expectations for a west or east pipeline for your oil? How will you factor that into capacity requirements?

Mr. Campbell: In terms of U.S. oil self-sufficiency, one of the studies I referred to was an IEA study. It projected out to 2050. There is a lot of uncertainty around that. North American self-sufficiency is probably a lot more likely. If we get access to the Gulf Coast, it really becomes access to international markets. There is a lot of refining capacity on the coast there and, if our product gets to the Gulf Coast, it is not necessarily going to be for U.S. markets. It may get exported from there. Similarly, the point was made earlier that if we get it to the East Coast of Canada that may also go down by tanker to the Gulf Coast.

I think the most important thing for us is getting access to the coasts, and we think we need all three, given the volume of production that will be coming on with Alberta oil sands in particular. I think the two proposed pipelines to the West Coast, both Northern Gateway and Trans Mountain, are very important, as well as Keystone XL and the eastern access. When you look at the amount of production that will be coming on, I think we really need all three to solve that differential problem. The differential problem will be there for a while, because it will take some time for these pipelines to get approved, should they get approved.

Mr. Dancsok: The differential is always going to be there because of the quality of crude, of course. Even before there were market access issues years ago, there was always a known differential based on the quality of that crude and the sulphur content, et cetera. That differential will always remain.

Mr. Campbell: It has just grown larger. That is the big issue.

Senator Mitchell: I always thought Canadian crude was the best crude in the world. It is clear the world does not appreciate that probably.

Earlier on, the point was made that you have this liability fund, I think — I may have missed the detail of it and I would like to pursue it a bit — and that as the assets are diminished below the perceived liability or the projected liability, then you would fill it up again. Could you talk about how that compares to your

révéler problématique pour les économies de l'Ouest du Canada et, par conséquent, pour l'ensemble de l'économie canadienne. Ce pourrait être extrêmement problématique.

En ce qui concerne les exportations aux États-Unis, de quoi aurons-nous besoin pour transporter le pétrole aux États-Unis par pipeline ou autrement?

En outre, le problème d'écart des prix que nous avons en Alberta, d'où je viens, est toujours omniprésent en raison du pétrole exploité en mer. Quelles sont vos attentes à l'égard d'un pipeline vers l'Ouest ou vers l'Est pour votre pétrole? Dans quelle mesure tenez-vous compte de ce facteur par rapport à vos capacités nécessaires?

M. Campbell : L'une des études que j'ai évoquées sur l'autosuffisance des États-Unis en matière de pétrole, c'est l'étude de l'AIE. Nos voisins devraient y parvenir en 2050, ce qui est loin d'être une certitude. Il est fort plus probable que l'Amérique du Nord y parviendra. L'accès à la côte du golfe du Mexique nous ouvrira vraiment la porte aux marchés internationaux. Il y a beaucoup d'installations de raffinage sur la côte du golfe du Mexique. Si nous pouvons y acheminer notre produit, nous n'aurons pas accès nécessairement qu'au marché américain. Nous pourrions l'exporter ailleurs à partir de là. Dans le même ordre d'idées, on a fait valoir un peu plus tôt que, si nous pouvions acheminer notre pétrole vers la côte Est canadienne, nous pourrions le transporter alors vers la côte du golfe du Mexique par navire pétrolier.

Le plus important pour nous, c'est d'avoir accès aux trois côtes, étant donné le volume de notre production qui proviendra des sables bitumineux albertains. Les deux pipelines proposés en direction de la côte Ouest, Northern Gateway et Trans Mountain, sont très importants, tout comme le sont le pipeline Keystone XL et l'accès à la côte Est. Compte tenu de la production prévue, nous avons besoin, je pense, de l'accès aux trois côtes pour résoudre le problème d'écart, ce qui nécessitera un certain temps car il faut obtenir l'approbation pour ces pipelines, ce qui n'est pas garanti.

M. Dancsok : Il y aura toujours un écart de prix en raison de la qualité du brut, bien sûr. Même avant ces problèmes d'accès aux marchés, il y a toujours eu cet écart de prix en raison notamment de la qualité du brut et de la teneur en soufre. Cet écart ne disparaîtra jamais.

M. Campbell : L'écart s'est simplement creusé. C'est un problème important.

Le sénateur Mitchell : J'ai toujours pensé que le brut canadien était le meilleur au monde, ce qui, de toute évidence, ne plaît probablement pas aux autres pays.

Un peu plus tôt, on a fait valoir que vous disposiez d'un fonds d'assurance — certains détails m'ont échappé et je voudrais donc creuser un peu la question —, de sorte que l'actif sera réduit pour être inférieur à la limite de responsabilité projetée. Pourriez-vous nous donner des précisions sur ce fonds et ceux des autres

knowledge of regimes in other provinces, and what are the limits of the liability? I know the U.S. has much higher liability limits generally than Canada, at least I think that is the case, and how does that compare in the Saskatchewan experience?

Mr. Han: The Saskatchewan program is identical to the Alberta program, and very similar to the B.C. program. We are almost word for word exactly the same as Alberta for our program. In terms of our liability tolerance, it is 1:1, so the asset to liability has to be 1:1. When you divide the two factors, if it is below 1, then we automatically ask for a security deposit.

Senator Lang: I would like to pursue a little bit further, if I could, the question of the resource in Saskatchewan and the future of that resource. With the discovery of the Bakken resource that goes into Saskatchewan, what are your projections in respect to the future resource, the size of that resource, and the volumes that you will be looking at transporting one way or the other in order to take advantage of the discovery that you have there?

Mr. Dancsok: The Bakken resource in Saskatchewan has been known for a long time and known to be an immense amount of oil in place. How much is recoverable is at question, of course. It is considered a tight oil reservoir, meaning that horizontal wells, combined with hydraulic fracturing, is required to release the oil from those rocks. Even with that, the recovery rate from that immense resource will probably be in the 5 to 10 per cent recovery rate. What we have seen in Saskatchewan in the past, say, eight years is a growth in that Bakken resource production-wise from 1,000 barrels a day in 2004 up to over 70,000 barrels a day in 2012. It has grown quite quickly. However, it has tailed off in the last couple of years to a more measured rate of growth.

What we see in the growth rate for the next five years or so — and I do not think we want to try to project beyond that — is in the order of a continued growth of about 5 to 10 per cent per year, which in real terms basically replaces the decline that other wells in the province are experiencing. Overall for the province, we see a fairly measured rate of growth of production and 2012 was a record production year in Saskatchewan. We expect that growth to continue, but at a fairly measured rate.

Senator Wallace: Mr. Campbell, I want to make a comment on something that Senator Mitchell just said. I think he said it partly in jest, but I am not sure. The comments were made around the quality differential between WTI and western crude, and since there is a difference in quality, there will always be a differential in price. I think he said somewhat jokingly that he thought Canadian crude is the best in the world, but maybe it is not because of this quality differential. To put that in context, and I am sure you could explain this, the quality differential arises because, as each crude is assessed in its ability to be converted into refined petroleum product — that is the ultimate value to producers — and because of that, to varying degrees, crudes will produce varying amounts of more valuable product, namely

provinces? Quelles sont les limites de responsabilité? Je sais que les États-Unis ont des limites de responsabilité supérieures à celles du Canada. Du moins, je pense que c'est le cas à ce chapitre. Quelle est la comparaison avec le fonds de la Saskatchewan?

M. Han : Le fonds de la Saskatchewan est identique à celui de l'Alberta et ressemble à celui de la Colombie-Britannique. Nous avons presque repris mot pour mot les modalités du programme albertain. Notre limite de responsabilité s'établit à un pour un. C'est donc dire que les actifs doivent être égaux à la responsabilité maximale. Si ce n'est pas le cas, nous demandons systématiquement un dépôt de garantie.

Le sénateur Lang : Je souhaiterais approfondir un peu plus la question des ressources en Saskatchewan et de leur avenir. Étant donné la découverte du gisement de Bakken en Saskatchewan, quelles sont vos projections concernant l'avenir de ce gisement, sa taille et le volume que vous envisagez de transporter d'une façon ou d'une autre pour tirer profit de cette découverte?

M. Dancsok : Le gisement de Bakken a été découvert il y a longtemps. On sait qu'il s'agit d'un gisement pétrolier très important. Il faut donc établir la quantité qu'on peut en extraire. Ce sont des réservoirs étanches. Il faut donc procéder à du forage horizontal et à la fracturation hydraulique. Quoi qu'il en soit, le taux de récupération sera probablement de 5 à 10 p. 100. Nous avons constaté que nous sommes passés, en Saskatchewan, de 1 000 barils par jour pour le gisement de Bakken en 2004 à plus de 70 000 barils en 2012. La croissance a été assez rapide. Cependant, elle a ralenti au cours des dernières années pour afficher un rythme plus modéré.

Le taux de croissance que nous prévoyons pour les cinq prochaines années — et je ne crois pas que nous puissions aller au-delà de cette période — est de 5 à 10 p. 100 par année, croissance qui compensera la diminution de la production des autres puits dans la province. Nous constatons que la production a augmenté à un rythme modéré dans l'ensemble de la province. L'année 2012 a été la plus productive à ce chapitre en Saskatchewan. Nous nous attendons à ce que cette croissance se poursuive, mais elle se fera à un rythme modéré.

Le sénateur Wallace : Monsieur Campbell, je voudrais formuler un commentaire sur les propos que vient de tenir le sénateur Mitchell. Je pense qu'il a voulu quelque peu plaisanter, mais je n'en suis pas certain. Il a fait allusion à l'écart de qualité entre le WTI et le brut de l'ouest, ajoutant que cet écart de qualité entraînera toujours un écart dans les prix. Je pense qu'il a dit en plaisantant que le brut canadien était le meilleur au monde, mais ce n'est peut-être pas en raison de l'écart de qualité. Je précise ma pensée, et je suis sûr que vous pouvez me donner une explication à ce sujet : l'écart de qualité découle du fait que chaque gisement de brut est évalué en fonction de la possibilité de le convertir en produits pétroliers raffinés, ce qui rapporte aux producteurs, et c'est pourquoi, à des degrés différents, les gisements de brut

gasoline, the lighter product. That is where the differential comes in and that is what it is all about.

Could you explain that for our viewers, and for the sake of committee members as well, to understand why that quality differential exists?

Mr. Dancsok: I will give it a try. The majority of oil coming out of Western Canada is heavy oil, or the product of bitumen, so when refiners take that stream of crude, as you said, they cannot convert that crude. It is heavy because it does not contain the lighter ends of hydrocarbons in it and, therefore, when it goes through the refining process, the more valuable products that can come out of that process are not available to the refinery. Therefore, they would pay a lower price for that oil.

The lighter oil, on the other side, would contain those lighter-end hydrocarbons, including petrochemical feedstocks, which would be of more value in the refining process and which the refiners can then take the benefit of in the product that they produce and would be willing to pay a higher price for that oil.

Senator Wallace: You would agree, though, even when you are referring to the heavier, western crudes, I thought you were leaving the impression they could not be converted to gasoline or to the more valuable refined products. My understanding is they can; it is just that refineries would need to have sophisticated hardware to do that, which results in more cost and, as a result, refiners want that reflected in the price they would pay. It is not that Canadian crude cannot produce the more valuable refined products. It certainly can.

Mr. Dancsok: Certainly not. That is correct.

Senator Wallace: I just wanted to make sure there was no misunderstanding of that.

The Chair: Thank you very much for all the questions, and thank you, gentlemen, for your presentation and your answers. I think we got some very valuable information from you.

Happy Valentine's Day in Saskatchewan and I just remind you to phone your wife or do whatever you have to do. Have a good day. Thank you.

It is my pleasure to introduce our witnesses from the Energy Resources Conservation Board coming to us via video conference. We have Cal Hill, Acting Chief Operating Officer; Tom Pesta, Senior Advisor, Technical Operations; and Mark Miller, Acting Field Operations Manager.

After your opening remarks, we will go to questions and answers.

donneront des quantités distinctes de produits raffinés, notamment de l'essence. C'est là où l'écart entre en ligne de compte. C'est tout ce dont il s'agit.

Pourriez-vous expliquer à nos téléspectateurs et aux membres du comité les causes de cet écart de qualité?

M. Dancsok : Je vais essayer. La majeure partie du pétrole produit dans l'Ouest du Canada est du brut ou du bitume naturel. Par conséquent, les raffineries ne peuvent pas le transformer. On parle de brut parce qu'on n'y retrouve pas d'hydrocarbures légers. Les raffineries ne peuvent donc pas transformer ce brut en produits plus rentables. C'est pourquoi ils paient un prix moindre pour ce type de pétrole.

Le brut léger, par contre, contient ces hydrocarbures légers, y compris les charges pétrochimiques susceptibles d'être plus rentables pour les raffineries, qui sont alors disposées à payer davantage pour ce brut léger.

Le sénateur Wallace : Vous conviendrez cependant que, lorsque vous avez évoqué le brut de l'ouest, vous avez donné l'impression qu'il ne pouvait pas être transformé en essence ou en produits raffinés plus rentables. Je ne suis pas de cet avis. J'estime que les raffineries auraient tout simplement besoin d'installations plus perfectionnées, ce qui entraînerait davantage de coûts, et les raffineries souhaiteraient en tenir compte dans le prix qu'elles seraient disposées à payer. Ce n'est pas que le brut canadien ne peut pas être transformé en produits plus rentables. C'est certainement possible.

M. Dancsok : Vous avez raison.

Le sénateur Wallace : Je tenais simplement à ce que tout cela soit clair.

Le président : Merci beaucoup de toutes ces questions. Je remercie également nos témoins de leurs déclarations et de leurs réponses. J'estime que nous avons obtenu des renseignements fort utiles.

Je vous souhaite une joyeuse Saint-Valentin en Saskatchewan. N'oubliez pas de téléphoner à votre femme ou de faire ce qui s'impose dans les circonstances. Je vous souhaite une agréable journée. Merci.

Je suis ravi de vous présenter nos prochains témoins de l'Energy Resources Conservation Board. Accueillons Cal Hill, chef intérimaire de l'exploitation; Tom Pesta, conseiller supérieur à Opérations techniques; Mark Miller, chef intérimaire à Opérations sur le terrain.

Après votre déclaration, nous vous poserons des questions.

Cal Hill, Acting Chief Operating Officer, Energy Resources Conservation Board: Thank you for inviting the Energy Resources Conservation Board, which I will refer to as the ERCB, to appear before this Senate committee and to contribute to this important process.

Alberta produces about 816 million barrels of oil and 4 trillion cubic feet of natural gas each year, almost 80 per cent of Canada's total production. What is not consumed in Alberta is shipped across North America through a vast continental pipeline network.

As you are aware, Canada's pipeline network extends over 700,000 kilometres. While those pipelines crossing provincial or international boundaries, such as the proposed Keystone XL pipeline or the Northern Gateway pipeline, are regulated by the National Energy Board, more than half of that network, slightly more than 400,000 kilometres, operate solely within Alberta's boundaries. These pipelines carry virtually all of Alberta's produced oil and gas to market and are regulated by the ERCB. Alberta's pipelines are mostly 168-millimetre, or 6-inch, outside diameter pipelines and transport raw product from the well to a central facility and then to a central delivery point. These are commonly referred to as gathering lines.

The ERCB is Alberta's primary energy regulator. For 75 years, we have been committed to our mission to ensure that the discovery, development and delivery of Alberta's energy resources occur in a fair and responsible manner that takes into account public safety, environmental protection and resource conservation.

As we discuss the safe transportation of hydrocarbons in Canada, and specifically Alberta's experience regulating pipelines within its borders, I will provide you with an overview of how the ERCB regulates Alberta's pipelines to ensure they operate safely and within all regulatory requirements.

From initial application and approval to safety and environmental standards, from inspection and monitoring activities to emergency response, the ERCB has effective processes and strict regulations in place that ensure pipelines remain a safe method of moving Alberta's oil and gas to markets.

The ERCB works with the oil and gas and pipeline industry to continually improve pipeline safety and reliability. Alberta's pipeline failure rate was 1.5 per 1,000 kilometres of pipeline in both 2010 and 2011, which was down from 1.7 in 2009, even though some 20,000 kilometres of pipeline were added.

In describing incidents, it is important to understand that the ERCB requires pipeline operators to report all pipeline incidents, including breaks, test failures and external contact to the pipeline, regardless of whether there is an actual leak. Pipeline operators

Cal Hill, chef intérimaire de l'exploitation, Energy Resources Conservation Board : Je vous remercie d'avoir invité l'Energy Resources Conservation Board que je désignerai par le sigle ERCB. Nous sommes heureux de comparaître devant le comité sénatorial et de participer à cet important examen.

L'Alberta produit environ 816 millions de barils de brut et 4 billions de mètres cubes de gaz naturel par année, soit près de 80 p. 100 de la production totale du Canada.

Ce qui n'est pas consommé en Alberta est acheminé dans l'ensemble de l'Amérique du Nord par le truchement d'un vaste réseau de pipelines. Comme vous le savez, le réseau canadien de pipelines couvre une superficie supérieure à 700 000 kilomètres. Ces pipelines, comme celui de Keystone XL ou de Northern Gateway qui sont proposés, traversent des frontières provinciales ou internationales et sont réglementés par l'Office national de l'énergie. Cependant, plus de la moitié de ce réseau, soit un peu plus de 400 000 kilomètres, se trouve à l'intérieur de l'Alberta. Ces pipelines transportent presque tout le pétrole et le gaz naturel produits par l'Alberta jusqu'aux marchés et sont réglementés par l'ERCB. Les pipelines albertains ont un diamètre extérieur de 168 millimètres, soit 6 pouces. Ils transportent du brut du puits à une installation centrale, puis à un point de livraison. C'est ce qu'on appelle communément le réseau de collecte.

L'ERCB est le principal organisme de réglementation de l'Alberta. Pendant 75 ans, nous avons mené à bien notre mission en nous assurant que l'exploration, l'extraction et le transport des ressources énergétiques de l'Alberta se font d'une façon équitable et responsable, et qu'on tient compte de la sécurité du public, de la protection de l'environnement et de la conservation des ressources.

Nous nous penchons sur le transport sécuritaire des hydrocarbures au Canada et plus précisément de la réglementation des pipelines provinciaux de l'Alberta. Je vous donnerai donc un aperçu de la façon dont l'ERCB réglemente les pipelines albertains pour s'assurer qu'ils fonctionnent d'une façon sûre et que les exploitants satisfont à toutes les exigences réglementaires.

De la présentation de la demande et de son approbation jusqu'aux normes de sécurité et environnementales, de l'inspection et de la surveillance jusqu'aux interventions d'urgence, l'ERCB a élaboré des méthodes efficaces et des règles rigoureuses pour s'assurer que les pipelines constituent un mode de transport sûr du pétrole et du gaz naturel albertains vers les marchés.

L'ERCB travaille de concert avec l'industrie des oléoducs et des gazoducs pour améliorer sans cesse la sécurité et la fiabilité des réseaux. Le taux de rupture des pipelines albertains s'établit à 1,5 par 1 000 kilomètres de conduites en 2010 et en 2011, soit une diminution puisque ce taux était de 1,7 en 2009. Cette diminution s'est produite malgré l'ajout de conduites sur 20 000 kilomètres.

Les exploitants de pipeline doivent absolument signaler à l'ERCB tous les incidents touchant leurs conduites, y compris les ruptures, les échecs au test de toxicité et les contacts extérieurs avec une conduite, même si cela n'a pas entraîné une fuite. Les

are required to contact the ERCB immediately by telephone should an incident occur. Failure to do so can result in ERCB enforcement action being taken against the company.

The ERCB must review and approve a pipeline company's application for a licence for all new construction. Obtaining a licence to construct and operate a pipeline in Alberta is contingent upon a company's ability to meet specific technical requirements found in Alberta's Pipeline Act and regulations. It is the ERCB's role to evaluate a company's compliance with these requirements prior to and following the commencement of pipeline operations.

Additionally, our regulations incorporate the standards of the Canadian Standards Association, or the CSA. The CSA Z662 Oil and Gas Pipeline Systems standard sets out the technical standards for the design, construction, operation and maintenance of most of Canada's oil and gas pipelines, and are the mandatory starting point for pipelines in Alberta. CSA standards are widely regarded. In pipeline coatings, for instance, CSA standards are considered to be world leading and have been adapted as international standards. The ERCB actively participates in the development of CSA standards. Tom Pesta led the ERCB's participation for many years.

An important part of the ERCB's application process is the requirement for companies to involve and consult with landowners and other stakeholders prior to submitting a formal application. This mandatory step ensures that parties have an opportunity for meaningful participation in the pipeline application process and to ensure any outstanding concerns are effectively addressed.

The consultation process is extensive and companies must demonstrate to the ERCB that every effort has been made to address outstanding stakeholder concerns. In situations where unresolved issues or conflicts exist, the ERCB offers mediation through our appropriate dispute resolution program. If concerns still remain unresolved, the ERCB may hold a formal public hearing.

Pipeline applications undergo a comprehensive and rigorous review. It can take several days for routine applications with no objections, usually relatively short pipeline segments, and several months or longer for pipeline applications with technical and public involvement issues before approval is granted. The onus is always on the company to demonstrate it can meet and maintain the ERCB's strict technical, safety and environmental standards before construction can begin.

When pipelines pass through sensitive areas, operators must adhere to additional requirements, including reducing operating pressure, using thicker-walled pipeline, pipe being buried at greater depths and increased ERCB inspections and surveillance.

exploitants sont tenus de contacter immédiatement l'ERCB par téléphone en cas d'incident. Ne pas le faire les exposerait à des mesures de la part de l'ERCB.

Pour toute nouvelle construction, l'ERCB doit examiner et approuver la demande de licence présentée par l'exploitant. Pour obtenir une licence permettant de construire et d'exploiter un pipeline en Alberta, il faut satisfaire aux exigences techniques figurant dans la Loi sur les pipelines et dans son règlement d'application. Il incombe à l'ERCB d'évaluer si l'exploitant satisfait à ses exigences avant et après le début de l'exploitation du pipeline.

En outre, notre règlement d'application a intégré les normes de l'Association canadienne de normalisation, la CSA. La norme CSA Z662 sur les réseaux de canalisations de pétrole et de gaz établit les normes techniques régissant la conception, la construction, l'exploitation et la maintenance de la plupart des gazoducs et des oléoducs canadiens. Cette norme s'applique aux pipelines albertains. Les normes de la CSA sont réputées. Celles régissant le revêtement du pipeline sont notamment considérées comme les meilleures au monde. On s'en est inspiré dans l'élaboration de normes internationales. L'ERCB participe activement à la rédaction des normes de la CSA. C'est Tom Pesta qui a représenté l'ERCB à ce chapitre depuis de nombreuses années.

Dans le cadre du processus de demande de l'ERCB, il est important que les sociétés consultent et mettent à contribution les propriétaires fonciers et les autres parties intéressées avant d'envoyer une demande officielle. Cette étape obligatoire donne l'occasion aux intervenants de véritablement participer à la demande de pipeline et permet de prendre en compte toute préoccupation qui subsiste.

Le processus de consultation est rigoureux, et les sociétés doivent démontrer à l'ERCB qu'elles ont tout fait pour répondre aux préoccupations non réglées des intervenants. En présence de problèmes non résolus, l'ERCB assure la médiation dans le cadre de son programme de résolution de conflits. Si aucune solution n'est trouvée, l'ERCB peut organiser des audiences publiques officielles.

Les demandes de pipeline font l'objet d'un examen approfondi et rigoureux. Les demandes courantes, qui portent habituellement sur des segments relativement courts de pipeline, peuvent prendre des jours à évaluer s'il n'y a aucune objection, tandis qu'il faut des mois et même plus lorsque les demandes de pipeline soulèvent des problèmes techniques ou publics, que les sociétés doivent régler avant de recevoir l'approbation. Il incombe toujours à la société de démontrer que le projet répondra aux normes techniques, sécuritaires et environnementales rigoureuses de l'ERCB avant de pouvoir entreprendre la construction.

Lorsque les pipelines traversent des secteurs névralgiques, les opérateurs doivent satisfaire à des exigences supplémentaires, comme diminuer la pression pendant l'exploitation, construire des parois plus épaisses, enfouir le pipeline plus profondément dans le sol et se soumettre à une surveillance accrue de l'ERCB.

When in operation, the ERCB requires companies to remain in compliance with a variety of regulations that protect public safety and the environment. Our inspectors regularly inspect energy facilities, including pipelines, across the province to ensure companies adhere to all regulations.

The ERCB conducts proactive random inspections and uses a proactive system of inspections based on a prioritization system called OSI. The OSI system takes into account a variety of factors that help us determine how frequently we inspect a particular facility.

“O” stands for the operator’s history — the company’s history of complying with ERCB regulations. If an operator has a poor track record, we will inspect its facilities with a greater frequency. “S” represents site sensitivity. This is where we take into account the location of the facility. If it is located near a heavily-populated area or a wetland, for example, it becomes an inspection priority. Finally, “I” refers to inherent risk, where we consider the nature of the resource being extracted or transported. For example, high vapour pressure fluids, such as propane or ethane, would warrant more frequent inspections.

While the OSI system is an effective way of prioritizing inspections, our inspectors routinely conduct proactive random inspections to ensure we monitor a variety of facilities. If companies fail to comply with the ERCB regulations, the ERCB works diligently to ensure that any non-compliance is immediately corrected. If the infraction is found to be a risk to public safety or the environment, the ERCB has the legislated authority to immediately stop pipeline operations until the problem is corrected.

If necessary, a detailed enforcement protocol can be enacted. This can lead to restrictions on operations and future development. In these situations, the ERCB may prohibit the pipelines from operating until all problems have been corrected.

In 2011, the ERCB conducted more than 1,450 pipeline inspections.

The ERCB requires companies to develop and implement integrity management programs to identify, manage, monitor and address any potential hazard associated with each individual pipeline. The companies must have management systems to design, construct, operate and maintain pipelines. The ERCB is currently developing an assurance program to assess these various management systems.

Companies must consider all safety and operational aspects of pipeline operations, from the type of product being moved to the pipeline routing. Regional weather patterns and surface

Pendant l’exploitation du pipeline, l’ERCB exige que les sociétés continuent à se conformer à divers règlements visant à protéger la sécurité publique et l’environnement. Nos inspecteurs sillonnent régulièrement toute la province pour vérifier les aménagements énergétiques, y compris les pipelines, afin de veiller à ce que les sociétés respectent l’ensemble de la réglementation.

L’ERCB mène des inspections aléatoires de manière proactive et utilise une méthode proactive d’inspections basée sur le système d’établissement des priorités OSI. En fait, le système OSI tient compte de divers facteurs qui nous aident à déterminer la fréquence d’inspection d’une installation donnée.

Dans ce système, la lettre « O » désigne « *operator history* », c’est-à-dire les antécédents de la société quant au respect de la réglementation de l’ERCB. Ainsi, nous inspecterons plus souvent les installations d’un exploitant n’ayant pas un bon dossier. La lettre « S » signifie « *site sensitivity* », ou encore la vulnérabilité du site. C’est ici que nous tenons compte de l’emplacement des installations. Par exemple, une société établie près d’une zone densément peuplée ou de terres humides sera inspectée en priorité. Enfin, la lettre « I » représente « *inherent risk* », c’est-à-dire les risques inhérents à la nature de la ressource exploitée ou transportée. Par exemple, il convient d’inspecter plus fréquemment les installations des liquides dont la pression de vapeur est élevée, comme le propane ou l’éthane.

Même si le système OSI permet d’établir efficacement les priorités en matière d’inspection, nos inspecteurs mènent régulièrement des inspections aléatoires de manière proactive pour être certains de surveiller une diversité d’installations. Si une société enfreint la réglementation de l’ERCB, nous veillons résolument à ce qu’elle remédie immédiatement à tout manquement. Si l’on juge que l’infraction présente un risque en matière de sécurité publique ou d’environnement, l’ERCB est autorisé par la loi à suspendre immédiatement l’exploitation du pipeline jusqu’à ce que le problème soit résolu.

Au besoin, il peut avoir recours à un protocole de mise à exécution pouvant se traduire par des restrictions en matière d’exploitation et de développement futur. Dans une telle situation, l’ERCB peut interdire l’exploitation du pipeline jusqu’à ce que tous les problèmes soient résolus.

En 2011, l’ERCB a mené plus de 1 450 inspections de pipeline.

L’ERCB demande aux sociétés de mettre en place des programmes de gestion de l’intégrité visant à identifier, à gérer, à surveiller et à éliminer tout risque potentiel lié à chaque pipeline. Les sociétés doivent se doter de systèmes de gestion pour la conception, la construction, l’exploitation et l’entretien des pipelines. L’ERCB conçoit actuellement un programme de certitude visant à évaluer les divers systèmes de gestion.

Les sociétés doivent envisager toutes les questions de sécurité et d’opération concernant l’exploitation du pipeline, qu’il s’agisse de la nature du produit transporté ou du tracé du pipeline. Elles

development also factor in. Pipeline companies are required to have extensive maintenance and repair programs, and operate leak detection systems to monitor pipeline integrity.

Our requirements spell out that all pipelines must be designed to address the nature of the product they carry. We also require companies to carefully monitor their pipelines through testing and inspections to ensure the integrity of the lines is maintained.

With regard to the issue of transporting diluted bitumen, commonly referred to as dilbit, based on our extensive operating experience in Alberta, no evidence has emerged to indicate diluted bitumen is any more corrosive than crude oil, which is not a corrosive product.

If a pipeline failure does occur, the ERCB ensures that companies are prepared to respond. The ERCB's Directive 71 requires companies to have in place comprehensive emergency response plans, or ERPs.

Additionally, ERCB regulations require all pipeline companies to belong to an oil spill co-op in each geographic area through which their pipeline is routed. Oil spill co-ops provide immediate emergency response capabilities in all areas of Alberta through the provision of specialized equipment, infrastructure and personnel, should a release occur. Funding for spill co-ops comes entirely from industry and is administered through Western Canadian Spill Services.

Emergency response plays a significant role in pipeline planning, as the prompt coordination of emergency responders and resources is critical to limit damage to property or the environment. Emergency response plans define the actions a company will take should a failure occur. This includes identifying the detailed roles and responsibilities of all responders and how the company will work with appropriate local and provincial government agencies.

The ERCB requires operators to train emergency response personnel and regularly test their emergency response plans through major live exercises as well as tabletop simulations. The ERCB's participation in and awareness of these exercises allow us to assess the knowledge and capability of a pipeline operator to respond should an incident occur.

In situations where an operator is unable or unwilling to take the necessary actions during an incident, the ERCB has the authority and expertise to do so. If a company is incapable of implementing its emergency response plan, the ERCB can deny a licence application, shut in facilities or suspend licenses until the company demonstrates otherwise.

It should be noted that while our regulatory requirements for pipelines are stringent, occasionally unusual circumstances arise that result in a particularly large release. As with any pipeline

doivent aussi tenir compte de la situation météorologique et du relief. Les sociétés de pipeline doivent se doter de programmes élaborés concernant l'entretien et la réparation, ainsi que de systèmes de détection des fuites permettant de surveiller l'intégrité du pipeline.

Nous exigeons que tout pipeline soit conçu en fonction de la nature du produit qu'il transportera. Nous demandons aussi aux sociétés de surveiller leurs pipelines de près en réalisant des essais et des inspections pour en assurer l'intégrité.

J'aimerais maintenant aborder la question du transport de bitume dilué, communément appelé du dilbit. D'après notre vaste expérience d'exploitation en Alberta, rien ne semble indiquer que le bitume dilué soit plus corrosif que le pétrole brut, une matière non corrosive.

L'ERCB veille à ce que les sociétés soient prêtes à intervenir en cas de bris. D'ailleurs, celles-ci doivent adopter des plans d'intervention d'urgence exhaustifs conformément à la directive 71 de l'ERCB.

De plus, la réglementation de l'ERCB exige que toute société de pipeline soit membre de l'association contre les déversements d'hydrocarbures de chaque zone géographique traversée par leur pipeline. Ces associations offrent un moyen d'intervention d'urgence immédiat dans toutes les régions de l'Alberta et fournissent matériel spécialisé, infrastructure et personnel en cas de déversement. Leur financement provient entièrement de l'industrie et est géré par les Western Canadian Spill Services.

L'intervention d'urgence joue un rôle prépondérant dans la planification du pipeline, car la coordination rapide des intervenants d'urgence et des ressources est indispensable pour limiter les dommages matériels et environnementaux. Le plan d'intervention d'urgence prévoit ce que la société doit faire en cas de déversement. Il comprend notamment les rôles et responsabilités détaillés de tous les intervenants d'urgence et le mode de collaboration entre la société et les organismes gouvernementaux correspondants à l'échelle locale et provinciale.

L'ERCB demande aux exploitants de former un personnel d'intervention d'urgence et de régulièrement mettre à l'essai leur plan d'intervention d'urgence au moyen d'exercices réels d'envergure et de simulations sur table. Le fait d'être au courant des exercices et d'y participer permet à l'ERCB d'évaluer les connaissances d'un exploitant et sa capacité d'intervention en cas de déversement.

Si un exploitant n'est pas capable de prendre les mesures nécessaires en présence d'un déversement ou qu'il n'est pas prêt à le faire, l'ERCB est autorisé à intervenir et possède l'expertise nécessaire. Si une société est incapable de mettre en œuvre son plan d'intervention d'urgence, l'ERCB peut lui refuser une demande de permis, fermer ses installations ou suspendre ses permis jusqu'à ce qu'elle fasse la preuve du contraire.

Il convient de noter que malgré nos exigences réglementaires rigoureuses concernant les pipelines, des circonstances inhabituelles peuvent occasionnellement entraîner un déversement

failure, in these rare cases we thoroughly investigate the incident, learn from what occurred and, if need be, enhance our regulations when appropriate.

If oil or liquids are released during an incident, the ERCB requires the company to properly dispose of the waste. Oftentimes companies will recoup as much product as possible and ship it to market. That which cannot be recouped must be disposed of at an approved disposal facility. Alberta Environment and Sustainable Resource Development is responsible to ensure that adequate spill cleanup and remediation takes place.

We believe that Alberta has an effective regulatory regime in place to ensure that oil and gas development occurs safely and in the public interest, and this includes pipelines. Having said this, last summer the Honourable Ken Hughes, Minister of Energy, announced that the ERCB would contract an independent third-party to review specific elements of Alberta's pipeline system. Part of this review compared Alberta's regulatory system with that of several jurisdictions from across Canada and around the world. This review is now complete and when released by the minister, we will undertake to ensure that this committee receives the final report.

In conclusion, pipelines play an important role in moving Alberta's hydrocarbon resources from the wellhead to markets across Canada and beyond. As the province's primary energy regulator, the ERCB continues to uphold its 75-year regulatory history by ensuring that Alberta's extensive pipeline network operates safely and in the public interest, through a robust regulatory framework that includes a comprehensive application process; strict requirements around the design, construction, operation and maintenance of pipelines; rigorous inspection procedures that prioritize pipelines with higher-risk profiles; and, finally, stringent requirements that make certain pipeline operators are prepared to effectively respond to emergency situations.

All of this is accomplished through the work of our technical staff. Their efforts ensure that public safety and environmental stewardship are maintained in all areas of energy-related development, including pipelines.

Thank you for your attention. We look forward to answering any of your questions. Fortunately, I have strong technical folks here to assist me with the questions and I will defer many questions to them.

The Chair: Thank you very much, Mr. Hill, for that great presentation. We will begin our questions.

Senator Mitchell: Thank you, gentlemen. My first question concerns the monitoring of the spills planning and the safety planning process. You have laid it out very well in your presentation, but I just wondered if you could dig down a little deeper in that respect. How often would you audit or consult with

particulièrement important. Ces rares incidents font l'objet d'une enquête approfondie, comme tout autre déversement de pipeline, qui vise à tirer des leçons et, au besoin, à renforcer la réglementation.

Si du pétrole ou des fluides sont déversés lors d'un incident, l'ERCB demande à la société de s'occuper convenablement des pertes. Les sociétés tentent souvent de récupérer la plus grande quantité de produit possible afin de le remettre sur le marché, après quoi elles doivent acheminer la partie ne pouvant être récupérée à un site d'enfouissement approuvé. Il incombe au ministère de l'Environnement et du Développement durable des ressources de l'Alberta de veiller au nettoyage des déversements et de prendre des mesures correctives.

Nous croyons que le régime de réglementation de l'Alberta permet de développer le pétrole et le gaz en toute sécurité et dans l'intérêt du public, ce qui s'applique aussi aux pipelines. Cela dit, l'honorable Ken Hughes, ministre de l'Énergie, a annoncé l'été dernier que l'ERCB ferait réaliser une étude indépendante pour évaluer certains éléments du système de pipeline en Alberta. Dans le cadre de l'étude, le système réglementaire de l'Alberta a été comparé à celui d'autres provinces canadiennes et d'autres pays. L'étude est terminée, et nous veillerons à ce que le comité reçoive le rapport final dès qu'il sera rendu public par le ministre.

Pour conclure, les pipelines jouent un rôle important pour transporter les ressources en hydrocarbures de l'Alberta entre les puits et les marchés d'un bout à l'autre du Canada, et plus loin encore. En tant que principal organisme de réglementation de l'énergie dans la province, l'ERCB continue à faire valoir ses 75 ans d'histoire en matière de réglementation en veillant à ce que le vaste réseau de pipelines de l'Alberta fonctionne de façon sécuritaire et dans l'intérêt du public, selon un cadre réglementaire rigoureux qui comprend un processus d'application complet, des exigences strictes concernant la conception, la construction, l'exploitation et l'entretien des pipelines, des procédures d'inspections rigoureuses accordant la priorité aux installations plus risquées et, enfin, des exigences rigoureuses veillant à ce que les exploitants de pipeline soient prêts à intervenir efficacement en situation d'urgence.

Tout cela est accompli grâce au travail de nos techniciens. Leurs efforts garantissent le maintien de la sécurité publique et de la gérance environnementale dans tous les secteurs du développement liés à l'énergie, y compris les pipelines.

Je vous remercie de votre attention. Nous nous réjouissons à la perspective de répondre à toutes vos questions. Heureusement, je suis accompagné de gens très compétents sur le plan technique qui peuvent m'aider à répondre aux questions, et je m'en remettraï souvent à eux.

Le président : Je vous remercie beaucoup, monsieur Hill, de votre excellent exposé. Nous allons amorcer nos séries de questions.

Le sénateur Mitchell : Merci, messieurs. Ma première question concerne la surveillance du processus de planification de la sécurité et des interventions en cas de déversement. Vous avez très bien décrit cette surveillance dans votre exposé, mais je me demandais simplement si vous pourriez approfondir légèrement

a company about their plans? I know you have the live exercises. How often would you do that with companies? Do you do it with every company, or does it happen on a random sampling basis? How do you do that?

Mark Miller, Acting Field Operations Manager, Energy Resources Conservation Board: Most of the exercises that the ERCB attends or audits — or witnesses, for that matter — are done through a random selection process. It is probably more based on the experience of the staff within that certain field centre within whose boundaries the exercise is taking place. The operators or licensees are required to notify the ERCB 30 days in advance of any of their emergency response plan exercises, and we use that information to plan accordingly.

Senator Mitchell: Are they required to do a certain number of emergency response exercises? For example, if after several years you had not heard from some company, would you begin to be concerned about that?

Mr. Miller: Absolutely. Each licensee is required to test through an emergency response exercise on an annual basis each one of their emergency response plans. Therefore, if a company has a number of emergency response plans for different operating areas within the province, they have to test each one of those emergency response plans with a live exercise, a major exercise every three years and a tabletop exercise in the years in between.

Senator Mitchell: Thank you. This question is not directly within your jurisdiction, but it certainly affects Alberta's oil, and that would be the comparison between the Gateway pipeline and the Prince Rupert possibility, which is relatively remote, apparently. Why is it that Prince Rupert seems to be a less acceptable solution to a pipeline than, say, Gateway? Are there different safety considerations? It is longer, I assume. Are there more rivers, wider rivers? What is the difference there?

Mr. Hill: We could speculate, but one thing that is a bit different in Alberta than what you have heard from Saskatchewan and others is that the ERCB is an independent regulator, or arm's-length regulator, from the government. When it comes to the strategic policy issues which would relate to access to markets and to the different offshore, those are really within the purview of our government. Our role is pretty much to ensure that whatever the policy decisions are made on — which pipelines would be allowed to go to whichever coast — that any of the operations of those pipelines is conducted in a way that protects public safety and the environment. When it gets into those strategic policy-type discussions, they are better left to our government to be able to answer.

Senator Mitchell: Okay, thank you.

cet aspect. Combien de fois procédez-vous à la vérification des plans d'une entreprise, ou la consultez-vous à leur sujet? Je sais que vous organisez des exercices réels. Combien de fois vous livrez-vous à de tels exercices en collaboration avec les entreprises? Le faites-vous avec chaque entreprise, ou prélevez-vous un échantillon au hasard? Comment procédez-vous?

Mark Miller, gestionnaire intérimaire des opérations sur le terrain, Energy Resources Conservation Board : La plupart des exercices auxquels l'ERCB assiste ou qu'il vérifie — ou observe, en fait — sont le résultat d'un contrôle aléatoire. Ils sont probablement davantage fondés sur l'expérience du personnel qui travaille à l'intérieur des limites du centre de direction locale où l'exercice se déroule. Les exploitants ou les détenteurs de permis doivent aviser l'ERCB au moins 30 jours avant le début de tout exercice d'intervention d'urgence, et nous utilisons cette information pour planifier nos activités en conséquence.

Le sénateur Mitchell : Sont-ils forcés d'exécuter un certain nombre d'interventions d'urgence? Par exemple, si vous n'avez pas entendu parler d'une certaine entreprise pendant plusieurs années, cela commencera-t-il à vous préoccuper?

M. Miller : Assurément. Tous les détenteurs de permis sont tenus de mettre à l'essai chacun de leurs plans d'intervention d'urgence annuellement, en se livrant à des exercices. Par conséquent si l'entreprise a mis au point un certain nombre de plans d'intervention d'urgence pour différentes zones d'activité dans la province, son personnel doit mettre à l'essai chacun de ses plans au moyen d'un exercice réel, d'un exercice majeur tous les trois ans et d'un exercice sur papier pendant les deux autres années.

Le sénateur Mitchell : Merci. Ma présente question ne relève pas directement de votre compétence, mais elle a certainement une incidence sur le pétrole de l'Alberta puisqu'il s'agit de comparer l'oléoduc Northern Gateway au projet de construction d'un pipeline à destination de Prince Rupert, qui semble relativement improbable. Pourquoi la ville de Prince Rupert semble-t-elle être une destination moins acceptable pour un pipeline que celle de l'oléoduc? Le parcours est plus long, je présume. Y a-t-il un plus grand nombre de rivières à traverser, ou celles-ci sont-elles plus larges? Quelle est la différence entre les deux projets?

M. Hill : Nous pourrions émettre des hypothèses, mais ce qui diffère légèrement en Alberta, comparativement à ce que vous ont dit les gens de la Saskatchewan et d'autres personnes, c'est le fait que l'ERCB est un organisme de réglementation indépendant, qui n'a aucun lien de dépendance avec le gouvernement. En ce qui concerne les questions stratégiques d'accès aux marchés et aux différentes ressources extracôtières, elles relèvent vraiment de notre gouvernement. Quant à nous, notre rôle consiste plutôt à nous assurer que les décisions politiques prises — concernant les pipelines qui seront autorisés à se rendre jusqu'à telle ou telle côte — protègent la sécurité publique et l'environnement. Il vaut mieux confier à notre gouvernement la tâche de débattre de ces questions stratégiques.

Le sénateur Mitchell : D'accord, merci.

Mr. Hill: I am deferring the answer.

Senator Mitchell: Yes, I got that, thanks.

Senator Johnson: Thank you, good morning. There have been a number of incidents since April 2011 that have raised the question of pipeline safety. You mentioned briefly in your report that an independent third party review of the regulatory requirements relating to pipeline safety has been undertaken and the ERCB is expected to deliver the recommendation soon, I believe at the end of March.

Could you tell us if these incidents and the resulting review of pipeline safety suggest there is a problem with the current safety culture of Canadian pipeline companies?

Mr. Hill: I will take the first attempt and then turn it over. What we have found with some of the major releases is that they are not systemic; that each root cause in each case was significantly different. From that, our perspective is, no, it does not point to a systemic failure. Each one was an individual case and had to be judged on those merits.

Tom Pesta, Senior Advisor, Technical Operations, Energy Resources Conservation Board: Mr. Hill, I think you have covered it. We believe that the incidents do not suggest that there is a trend in safety culture problems within the industry. Each incident is dealt with on a case-by-case basis. The incidents you referred to are under investigation. The investigation reports have not been completed yet and, when those investigations are completed, the information will be made available.

Mr. Hill: I was just going to mention that all the major incidents and the reports are made publicly available.

Senator Johnson: How many are being investigated now? Do you know? How many incidents are there under investigation?

Mr. Hill: We have three significant ones that we are working on and reports should be finalized within a reasonable period of time.

Mr. Miller: I would like to add that every pipeline failure in Alberta is investigated and ERCB issues a written report on the major one, which is made available to the public. However, the release and failure statistics are captured by the ERCB and are also made available to the public through various reports issued throughout the year.

Senator Johnson: Excellent. We will get a copy of that then, thank you.

Senator Ringuette: As a follow-up to Senator Johnson, you indicated that there was a review by an independent third party to review specific elements of Alberta's pipeline system. I understand that the report is on the minister's desk, but my question is, what are the specific elements that have been reviewed?

M. Hill : Je laisse à quelqu'un d'autre le soin de répondre à cette question.

Le sénateur Mitchell : Oui, je l'ai compris, merci.

La sénatrice Johnson : Merci, bonjour. Depuis avril 2011, un certain nombre d'incidents ont soulevé la question de la sécurité des pipelines. Dans votre rapport, vous avez mentionné brièvement qu'un examen indépendant des exigences en matière de réglementation liées à la sécurité des pipelines avait été entrepris et qu'on s'attendait à ce que l'ERCB émette une recommandation sous peu, à la fin du mois de mars, je pense.

Pourriez-vous me dire si ces incidents et l'examen de la sécurité des pipelines qui en a découlé semblent indiquer que la culture de sécurité des entreprises canadiennes de pipelines est problématique?

M. Hill : Je vais tenter de répondre à votre question en premier, puis je céderai la parole à quelqu'un d'autre. Nous avons constaté que les déversements majeurs n'avaient rien de systémique et que leur cause profonde différait considérablement. Par conséquent, à notre avis, ces incidents n'indiquent pas la présence d'une défaillance systémique. Chaque incident était un cas distinct qu'il nous a fallu évaluer selon ses mérites respectifs.

Tom Pesta, conseiller supérieur, Opérations techniques, Energy Resources Conservation Board : Monsieur Hill, je pense que vous avez cerné la question. Selon nous, les incidents ne laissent pas entrevoir que la culture de sécurité des membres de l'industrie a tendance à être déficiente. Chaque incident est géré séparément, et ceux auxquels vous avez fait allusion font l'objet d'une enquête en ce moment. Les rapports d'enquête ne sont pas encore terminés, mais, lorsqu'ils le seront, leur contenu sera mis à la disposition des gens.

M. Hill : J'allais juste mentionner que tous les rapports relatifs aux incidents majeurs sont rendus publics.

La sénatrice Johnson : Sur combien d'incidents enquêtez-vous en ce moment? Le savez-vous? Combien d'incidents font l'objet d'une enquête?

M. Hill : Nous enquêtons en ce moment sur trois importants incidents, et les trois rapports d'enquête devraient être achevés dans un délai raisonnable.

M. Miller : J'aimerais ajouter que, chaque fois qu'un pipeline albertain a des ratés, il fait l'objet d'une enquête, et que l'ERCB publie des rapports sur les incidents majeurs, lesquels sont offerts au public. Toutefois, les statistiques concernant les déversements et les défaillances sont saisies par l'ERCB et sont également rendues publiques, grâce à divers rapports publiés tout au long de l'année.

La sénatrice Johnson : Excellent. Nous nous procurerons alors une copie de ses rapports. Merci.

La sénatrice Ringuette : Pour donner suite aux propos de la sénatrice Johnson, vous avez indiqué qu'un tiers indépendant avait examiné les éléments particuliers du système de pipelines albertain. Je crois comprendre que le rapport qu'il a rédigé se trouve sur le bureau du ministre. Toutefois, ma question est la suivante : quels sont les éléments particuliers qui ont été examinés?

Mr. Pesta: The minister has asked us to hire a consultant to look at existing pipelines in Alberta specifically to look at the pipeline integrity requirements, the safety of pipelines near water bodies and the response to incidents.

Senator Ringuette: Okay. Thank you.

Mr. Hill: Three key areas.

Senator Ringuette: Three specific areas of concern.

Mr. Hill: Right.

Senator Ringuette: You indicated that Alberta has 50 per cent of the nation's pipeline, 400,000 kilometres. That is a lot of pipeline. Since Alberta has been regulating for 75 years, I suppose that over the last 75 years some pipelines have been abandoned.

Earlier I asked the same question of the representatives from the Government of Saskatchewan. How do you deal with that? How many kilometres of pipeline were abandoned? I think we have to deal with the entire life cycle of a pipeline to ensure that regulation and a proper abandonment process is also there to secure since we are looking at many more kilometres of construction. It is rightly so that people have this concern on how we will deal with these pipelines once we do not need them.

Mr. Pesta: Let me start with putting the length of pipelines in perspective. In Alberta, we deal with the upstream gathering pipelines. About 85 per cent of the pipelines from the 400,000 kilometres are 6-inch diameter and smaller. They are fairly small pipelines. There is a different way of dealing with abandonment of those types of pipelines than in dealing with the 20-inch pipelines or larger diameter. About 17 per cent of the 400,000 kilometres has been discontinued or abandoned.

Discontinuation is a temporary suspension of operation. Abandonment is permanent suspension of operation. We have similar requirements to what you have heard from Saskatchewan. Basically, the pipelines must be cleaned and capped at each end and left in a safe condition. Then we make sure that the operator is responsible for the pipelines forever. Even though they abandon the pipeline, it does not mean their responsibility has stopped. Our regulations specifically state that if there is any need for additional action on those pipelines they will need to go back and take additional actions.

Most of the pipelines are abandoned in place. They are not removed. Again, that is because they are typically small diameter pipelines and it would cause more disturbance by removing them

M. Pesta : Le ministre nous a demandé d'embaucher un entrepreneur qui examinerait les pipelines en service en Alberta, en particulier pour analyser les exigences en matière d'intégrité des pipelines, la sécurité des pipelines situés près de cours d'eau et les interventions en cas d'incident.

La sénatrice Ringuette : D'accord. Merci.

M. Hill : Trois aspects clés.

La sénatrice Ringuette : Trois sujets d'inquiétude précis.

M. Hill : Exact.

La sénatrice Ringuette : Vous avez indiqué que l'Alberta possédait 50 p. 100 de tous les pipelines canadiens, soit 400 000 kilomètres de pipelines. Cela représente de nombreux pipelines. Étant donné que l'Alberta réglemente ce secteur depuis 75 ans, je suppose qu'au cours de ces années, certains pipelines ont été abandonnés.

Plus tôt, j'ai posé la même question aux représentants du gouvernement de la Saskatchewan. Comment gère-t-on cette situation? Combien de kilomètres de pipelines ont été abandonnés? J'estime qu'étant donné que nous envisageons de construire de nombreux autres kilomètres de pipelines, nous devons nous préoccuper du cycle de vie complet de ceux-ci, afin de nous assurer qu'un processus d'abandon adéquat existe et qu'une réglementation appropriée est prévue pour assurer la sécurité du processus. Les gens ont raison de s'inquiéter de la façon dont nous gérerons ces pipelines, lorsque nous n'en aurons plus besoin.

M. Pesta : Permettez-moi de commencer par mettre la longueur des pipelines en perspective. En Alberta, nous nous occupons des conduites de collecte en amont. Environ 85 p. 100 des 400 000 kilomètres de pipelines sont composés de tuyaux de six pouces de diamètre au moins. Ces pipelines sont plutôt petits, et leur abandon est géré d'une manière différente de celui des pipelines de 20 pouces de diamètre ou plus. À peu près 17 p. 100 des 400 000 kilomètres de pipelines ont été abandonnés ou leur service a été interrompu.

Une interruption de service représente un arrêt temporaire des activités, alors qu'un abandon représente un arrêt permanent des activités. Nous devons satisfaire à des exigences semblables à celles énoncées par les gens de la Saskatchewan. Essentiellement, les pipelines doivent être nettoyés, leurs extrémités doivent être bouchées, et ils doivent être laissés dans un état sécuritaire. Ensuite, nous devons nous assurer que l'exploitant assume indéfiniment la responsabilité de ces pipelines. Même s'il a abandonné les pipelines, cela ne veut pas dire que sa responsabilité a pris fin. Notre règlement indique précisément que, si d'autres mesures doivent être prises pour gérer ces pipelines, l'exploitant devra se rendre sur place et prendre les mesures en question.

La plupart des pipelines sont abandonnés sur place. On ne les retire pas. Encore une fois, cela est imputable au fait que leur diamètre est très petit et que leur retrait causerait plus de

than by leaving them in place. We ensure they are left in a safe condition without a potential hazard to the environment.

Senator Ringuette: Would most of those abandoned pipelines be close to existing and used pipelines?

Mr. Pesta: It varies. Typically, the abandoned pipelines would be associated with situations where the well is no longer required. There could be other existing pipelines in the vicinity, but there could also be many situations where there may not be. It is associated with the need for the pipelines in relation to production from the wells and transportation of that product to a facility.

Senator Lang: I would like to go back to another area. You indicated that you are an independent body overseeing the pipelines and the installation of pipelines. My understanding is that the construction of these pipelines goes back 50 years or more, but yet at the same time, over the last 50 years, the method of construction has changed dramatically. The technology has changed dramatically. As an independent organization, do you find when you experience these ruptures or breaks that the age of the pipeline is coming into question, or is that a factor at all?

Mr. Pesta: Our review of the incidents and the integrity of the pipeline does not suggest that there is any evidence that age of the pipeline is a factor. We monitor the incidents and the main issue we need to deal with is the integrity of the pipelines. The action for repairs, maintenance and operation of the pipelines is related to continuous management, repairs and maintenance of them. If the pipelines are effectively repaired and monitored, there is no reason to believe that their integrity will be affected by age.

Senator Lang: With regard to specifications requirements, we have learned this morning that the United States requires a 72 per cent specified minimum yield strength for pipelines whereas Canada specifies 80 per cent. We learned this morning that the wall thickness of international pipelines increases upon entry into the United States. That is the situation in Saskatchewan. Is it the same situation in Alberta?

Mr. Pesta: The requirements you quote are based on Canadian standards, so the 80 per cent stress level limitation is a criterion established in the Canadian Standards Association pipelines standard. The Canadian standard originated from the American standards, and it was a 72 per cent requirement for both American and Canadian. Through experience in Canada, we have determined that it is acceptable for pipelines to be operated at a higher stress level. The Canadian standard has allowed operation at 80 per cent stress level for some time.

dommages que leur maintien en place. Toutefois, nous nous assurons que leur état est sécuritaire et qu'ils ne présentent pas un danger pour l'environnement.

La sénatrice Ringuette : La plupart des pipelines abandonnés se trouvent-ils à proximité de pipelines en usage?

M. Pesta : Cela varie. Habituellement, les pipelines sont abandonnés lorsque le puits n'est plus requis. Il pourrait y avoir d'autres pipelines dans les environs, mais, dans bien des cas, il pourrait ne pas y en avoir. Les pipelines sont requis lorsque le puits est exploité et que des produits doivent être acheminés vers des installations.

Le sénateur Lang : J'aimerais revenir sur un autre sujet. Vous avez indiqué que vous étiez un organisme indépendant qui supervise les pipelines et leur installation. Je crois comprendre que la construction de ces pipelines remonte à 50 ans ou plus, et pourtant, les méthodes de construction ont changé de manière spectaculaire au cours des 50 dernières années, tout comme la technologie. En tant qu'organisme indépendant, constatez-vous que l'âge des pipelines joue un rôle dans les ruptures ou les bris observés? L'âge est-il un facteur?

M. Pesta : Notre examen des incidents et de l'intégrité des pipelines ne semble pas indiquer que l'âge des pipelines est un facteur contributif. Nous contrôlons les incidents, et nous constatons que l'intégrité des pipelines est le principal problème auquel nous devons faire face. Les travaux de réparation, d'entretien et d'exploitation des pipelines doivent être liés à un programme continu de gestion, de réparation et d'entretien de ceux-ci. Si les pipelines sont réparés et surveillés efficacement, rien ne nous porte à croire que leur âge aura des répercussions sur leur intégrité.

Le sénateur Lang : En ce qui concerne les exigences en matière de spécifications, nous avons appris ce matin que les États-Unis exigent une limite élastique minimale de 72 p. 100 pour les pipelines, tandis que le Canada établit cette limite à 80 p. 100. Par conséquent, nous avons appris ce matin que l'épaisseur des parois des pipelines internationaux augmente à l'entrée aux États-Unis. Voilà les normes qui s'appliquent en Saskatchewan. En est-il de même en Alberta?

M. Pesta : Les exigences que vous citez sont fondées sur les normes canadiennes. Par conséquent, la limite élastique minimale de 80 p. 100 est un critère établi par la norme relative aux pipelines de l'Association canadienne de normalisation. La norme canadienne prend sa source dans les normes américaines et, auparavant, les deux pays devaient satisfaire à la limite de 72 p. 100. Grâce à l'expérience que nous avons acquise au Canada, nous avons déterminé qu'il était acceptable de soumettre les pipelines à un niveau de stress plus élevé, au cours de leur exploitation. Depuis un certain temps, la norme canadienne nous permet d'exposer les pipelines à un niveau de stress de 80 p. 100 durant leur exploitation.

As you mentioned, that is typically the situation for the large-diameter transmission pipelines. The gathering pipelines would typically not be designed to that limit. They would be designed to lower stress levels.

Senator Lang: I will move to the question of rail. In Alberta, do you ship any oil by rail? If so, is your organization responsible to oversee that?

Mr. Miller: Although we regulate the upstream oil and gas industry in Alberta, we do not necessarily regulate the transportation of oil by railcar. I believe that would be the responsibility of the Transportation Safety Board. However, we are aware of rail loading facilities located throughout the province of Alberta. It is becoming more prominent and prevalent, as it is in other provinces in Western Canada.

Senator Wallace: Mr. Hill, you spoke about the oil spill co-ops that exist in Alberta and said that the companies are required to be part of these co-ops. Their function is to respond to spills.

Could you expand upon that and explain how it works? Is spill response equipment all owned by the co-ops or are the companies expected to own some of those resources? If a spill occurs, who directs the recovery operation; is it the co-op or the pipeline company whose product has been lost and whose asset is at risk? How is all of that coordinated; who is responsible?

Mr. Miller: There were a lot of questions contained in that, but I will begin. If I miss something, please ask the question again.

In Alberta, we do have an oil spill co-op system called Western Canadian Spill Services. It is a not-for-profit organization similar to what they have in Saskatchewan. In Alberta we have 26 oil spill co-ops located throughout the province, and each co-op is managed by that overall organization, Western Canadian Spill Services. There is equipment owned by the co-op that is paid for by the industry members and the various associations, and that equipment is located throughout the 26 co-ops. That equipment is available to the member companies, and it is a requirement in Alberta that all licensed companies, including pipeline companies, belong to an oil spill co-op system.

When a spill occurs, it is the licensee's responsibility to manage the control and clean-up of it. However, initial responders, who may be referred to as volunteers, from the companies operating within that co-op can assist with initial spill response activities until the responsible operator gets there with all of its resources.

Comme vous l'avez mentionné, c'est la norme qui s'applique aux pipelines de transmission dont le diamètre est élevé. Habituellement, les conduites de collecte ne sont pas conçues pour résister à une telle limite. Leur limite élastique minimale est moins élevée.

Le sénateur Lang : Je vais maintenant passer à la question du transport ferroviaire. En Alberta, expédiez-vous du pétrole par voie ferrée? Dans l'affirmative, votre organisme est-il chargé de superviser ce transport?

M. Miller : Bien qu'en Alberta, nous réglementions l'industrie pétrolière et gazière en amont, nous ne sommes pas nécessairement chargés de réglementer le transport du pétrole par voie ferrée. Je crois que cela relève du Bureau de la sécurité des transports. Toutefois, nous savons que des installations destinées au chargement des trains existent partout dans la province. Cette pratique devient de plus en plus courante, comme c'est le cas dans les autres provinces de l'Ouest canadien.

Le sénateur Wallace : Monsieur Hill, vous avez parlé des coopératives de lutte contre le déversement de pétrole qui existent en Alberta, et vous avez déclaré que les entreprises étaient tenues de faire partie de ces coopératives. Leur rôle consiste à intervenir en cas de déversement.

Pourriez-vous nous fournir des renseignements supplémentaires sur celles-ci et nous expliquer comment elles fonctionnent? Sont-elles les seules à posséder du matériel d'intervention en cas de déversement, ou s'attend-on à ce que les entreprises soient dotées de certaines de ces ressources? Si un déversement se produit, qui dirige les activités de récupération? Est-ce la coopérative ou l'entreprise de pipelines qui est à l'origine du déversement et dont les biens sont en péril? Comment les activités sont-elles coordonnées? Qui en assume la responsabilité?

M. Miller : Votre intervention comportait de nombreuses questions, mais je vais commencer à y répondre. Si j'oublie quelque chose, veuillez poser la question de nouveau.

En Alberta, il y a un régime de coopératives de lutte contre les déversements de pétrole appelé Western Canadian Spill Services. Ce n'est pas un organisme sans but lucratif semblable à celui qui existe en Saskatchewan. En Alberta, il y a 26 coopératives établies partout dans la province qui sont gérées par l'organisation globale, c'est-à-dire Western Canadian Spill Services. Les coûts d'une partie du matériel dont dispose la coopérative ont été assumés par les membres de l'industrie et diverses associations. Bien que le matériel ait été réparti dans l'ensemble des 26 coopératives, il est à la disposition des entreprises membres. En Alberta, toutes les entreprises détentrices d'un permis, y compris les entreprises de pipelines, sont tenues d'adhérer à une coopérative de lutte contre les déversements de pétrole.

Lorsqu'un déversement se produit, le détenteur de permis est chargé de gérer le confinement et le nettoyage du déversement. Cependant, les premiers intervenants, qui travaillent pour les entreprises membres de la coopérative et qui peuvent être qualifiés de bénévoles, peuvent participer aux premières activités

At that time, those volunteers or initial spill responders will step back and let the licensee take over the control and clean-up operations of that spill.

Senator Wallace: The licensees are the ones to direct the response. There must be standards in Alberta for how they are to respond, what is expected and the qualifications of the individuals who are to direct that type of response. I am also thinking in terms of the amount of equipment the co-op is to have available. Is all of that covered in regulation, or is it left to the industry to determine that as it sees fit?

Mr. Miller: Some of that is covered in regulation. We do not dictate through regulation the amount of spill response equipment that has to be available. However, in Alberta there is over \$7 million of oil spill response equipment located throughout the co-ops.

We do regulate that companies maintain their own emergency response plans. I spoke to that earlier. By virtue of belonging to Western Canadian Spill Services they also have specific oil spill response plans for the various geographic areas. In the emergency response plans as well as the oil spill co-op plans the company outlines the various positions that their responders hold within a response system. In Alberta, we use the standard of incident command system, so it is structured the same in all the co-ops.

Senator Wallace: Has your organization had any experience in assessing the conversion of crude lines to natural gas use or vice versa?

Mr. Pesta: We do allow conversions of pipelines for different substances. Pipelines are currently normally licensed for a specific substance and companies do apply to make changes. Again, that would typically be with smaller-diameter pipelines. It would not be with the transmission lines that are under consideration right now. Our experience with 6-inch pipelines would probably not be directly related to the need for the large-diameter pipelines.

Senator Patterson: I have three specific questions. First, do you have different standards, regulatory performance and safety requirements for transmission pipelines and gathering lines?

Mr. Pesta: Our requirements are based on the Canadian Standards Association standards, as I mentioned before. Those standards do not distinguish between transmission lines and gathering lines. They are constant for both. Generally, there is no difference between those types of systems. However, when you get into review of pipeline right-of-ways and inspection of activity around pipeline right-of-ways, we do have additional

d'intervention en cas de déversement jusqu'à ce que l'exploitant responsable arrive sur place avec toutes ses ressources. À ce moment-là, les bénévoles ou les premiers intervenants se retireront et laisseront le détenteur de permis prendre le contrôle des activités de confinement et de nettoyage du déversement.

Le sénateur Wallace : Ce sont les détenteurs de permis qui dirigent l'intervention. Il doit y avoir des normes en Alberta qui définissent la façon dont ils sont censés intervenir et les qualifications que doivent posséder les personnes qui sont tenues de diriger ce genre d'intervention. Je pense aussi à la quantité de matériel que la coopérative doit pouvoir offrir. Est-ce que tous ces éléments sont précisés dans le règlement, ou laisse-t-on l'industrie en décider comme bon lui semble?

M. Miller : Certains de ces aspects sont mentionnés dans le règlement. Celui-ci ne stipule pas la quantité de matériel d'intervention qui doit être disponible. Toutefois, en Alberta, les coopératives établies partout dans la province disposent de plus de sept millions de dollars de matériel d'intervention en cas de déversement.

Le règlement oblige les entreprises à tenir à jour leurs propres plans d'intervention en cas d'urgence. J'en ai parlé plus tôt. En étant membre de l'organisation Western Canadian Spill Services, les entreprises ont également accès à des plans précis d'intervention en cas de déversement, établis pour les diverses régions géographiques. Dans ses plans d'intervention d'urgence ainsi que dans les plans des coopératives, l'entreprise décrit les divers postes que ses intervenants occuperont au sein du système d'intervention. En Alberta, nous employons la norme du Système de commandement des interventions. Par conséquent, toutes les coopératives sont structurées de la même manière.

Le sénateur Wallace : Votre organisme a-t-il déjà évalué la conversion des lignes de pétrole brut pour l'utilisation du gaz naturel, ou vice-versa?

M. Pesta : Nous permettons la conversion des pipelines pour diverses substances. Actuellement, les pipelines ont normalement une autorisation pour une substance précise, et les compagnies présentent une demande pour effectuer des changements. Encore une fois, c'est en général pour des pipelines de petit diamètre, et non pour les canalisations de transport qui font l'objet d'un examen actuellement. Notre expérience avec des pipelines de six pouces n'est sans doute pas directement liée à la nécessité des pipelines de grand diamètre.

Le sénateur Patterson : J'ai trois questions précises à vous poser. D'abord, avez-vous des normes, un rendement en matière de réglementation et des exigences de sécurité différentes pour les pipelines de transport et les canalisations de collecte?

M. Pesta : Comme je l'ai déjà mentionné, nos exigences sont fondées sur les normes de l'Association canadienne de normalisation (CSA). Ces normes ne font aucune distinction entre les canalisations de transport et les canalisations de collecte. Ce sont les mêmes pour les deux. Généralement, il n'y a pas de différence entre ces types de systèmes. Toutefois, en ce qui concerne l'examen des emprises des pipelines et l'inspection de

requirements in our pipeline regulations for additional surveillance of pipelines depending on whether they are large volume transmission lines or gathering lines, and also depending on where they are located.

Senator Patterson: Speaking of the CSA standards, does the ERCB participate in updates and revisions to those standards?

Mr. Pesta: Absolutely. The CSA standards are very important to us. They make our life much easier by being able to adopt the Canadian standards. We ensure we participate in the development of those standards to share our experience in pipeline operation and also to learn from what the other operators experience in operating their pipelines.

The Canadian standards are key to regulating pipelines in Alberta. We actively participate in the main technical committees and the various subcommittees. In fact, I was the chair of the technical committee dealing with the pipeline standards for the last four years.

Senator Patterson: I asked that question of the right person, I can see. Thank you.

I have one last question. With the amount of diluted bitumen that flows in Alberta, you would be aware of the U.S. National Academy of Sciences' current study of diluted bitumen as to whether it has an increased likelihood of release compared with the pipeline transportation of other crude oils, I would imagine. I would like to know if the ERCB is aware of and, more important, participating in any way in this study, with all your experience in this area.

Mr. Pesta: The ERCB has not participated in that study. The Minister of Energy and the ministry's group have provided some input into review. However, the information and the study were based on transmission pipelines and, as the ERCB regulates pipelines within Alberta, we chose not to participate in that particular study.

Senator Patterson: I imagine you would be interested in its findings, though; would that be correct?

Mr. Pesta: Absolutely. We monitor the developments, the studies and the various reviews that have been done, and look at how they will influence how we regulate pipelines in Alberta.

Senator Seidman: There has been a recent tendency for proposals for and approvals of the re-reversals of pipelines, reversals of pipelines and even conversion of pipelines from oil to gas. Given your regulatory agency, I would like to know if that will change anything in the way ERCB gathers, interprets or assesses information with regard to the maintenance of these particular pipelines.

Mr. Pesta: The discussion about the reversal or conversion of pipeline is typically with regard to pipelines going across Canada, which are regulated by the National Energy Board, so we have no role in the regulation of those lines. We regulate pipelines that

l'activité à proximité, nous avons des exigences additionnelles, dans notre réglementation sur les pipelines, qui prévoient une plus grande surveillance des pipelines, selon qu'il s'agit de canalisations de transport à grand volume ou de canalisations de collecte, et selon leur emplacement également.

Le sénateur Patterson : À propos des normes de la CSA, l'ERCB participe-t-il à la mise à jour et à la révision de ces normes?

M. Pesta : Tout à fait. Les normes de la CSA sont très importantes pour nous. Elles nous simplifient beaucoup la vie en nous permettant d'adopter les normes canadiennes. Nous nous assurons de participer à l'élaboration de ces normes afin de transmettre notre expérience en matière d'exploitation de pipelines ainsi que pour profiter de l'expérience des autres exploitants.

Les normes canadiennes sont essentielles à la réglementation des pipelines en Alberta. Nous participons activement aux principaux comités techniques et aux divers sous-comités. En fait, au cours des quatre dernières années, j'ai présidé le comité technique sur les normes relatives aux pipelines.

Le sénateur Patterson : Je vois que j'ai posé cette question à la bonne personne. Merci.

J'ai une dernière question. Étant donné la quantité de bitume dilué qui circule en Alberta, vous êtes sans doute au courant de l'étude que mène actuellement la National Academy of Sciences des États-Unis sur le bitume dilué, pour déterminer s'il présente un risque accru de déversement comparativement au transport d'autres pétroles bruts par pipeline. J'aimerais savoir si l'ERCB est au courant de cette étude et, surtout, s'il y participe de quelque façon que ce soit, compte tenu de son expérience dans ce domaine.

M. Pesta : L'ERCB ne participe pas à cette étude. Le ministre de l'Énergie et le groupe du ministère ont contribué à l'examen. Toutefois, l'information et l'étude étaient fondées sur les pipelines de transport, et puisque l'ERCB réglemente les pipelines en Alberta, nous avons choisi de ne pas participer à cette étude.

Le sénateur Patterson : J'imagine que vous vous intéressez cependant aux résultats de cette étude, n'est-ce pas?

M. Pesta : Certainement. Nous surveillons les progrès, les études et les divers examens qui sont effectués, ainsi que leur incidence future sur la réglementation relative aux pipelines en Alberta.

La sénatrice Seidman : La tendance récente consiste à proposer et à approuver la réinversion et l'inversion de pipelines, et même la conversion d'oléoducs en gazoducs. J'aimerais savoir si cela va changer quoi que ce soit dans la façon dont l'ERCB, en tant qu'organisme de réglementation, recueille, interprète ou évalue l'information relative à l'entretien de ces pipelines.

M. Pesta : Les discussions au sujet de l'inversion ou de la conversion des pipelines concernent habituellement les pipelines qui traversent le Canada et qui sont réglementés par l'Office national de l'énergie; nous n'avons donc aucun rôle à jouer dans

stay within Alberta boundaries. Even if the pipeline starts within Alberta and crosses the boundary, that pipeline would be regulated by the National Energy Board.

Having said that, we always monitor what happens in the review of those types of pipelines and the experience that they have. Where appropriate, we will look at how it influences the regulation of pipelines within Alberta.

Specifically, we do not regulate the pipelines that you had a question about.

Senator Seidman: As a regulatory agency, do you think these conversions or reversals will increase the level of risk? Do you see that as increasing the level of risk?

Mr. Pesta: From an Alberta perspective, when we look at the conversion of pipelines, we evaluate whether the pipeline would be feasible for the new product and we ensure that the pipeline is suitable for the new product.

The company is required to conduct an engineering assessment that looks at the differences between the two products and at the existing condition of the pipeline. Through that review, the company would propose what changes they need to make to the pipeline to make it feasible for the new product. We would review that with them to ensure that the pipeline could be operated safely.

Senator Brown: It says here in our paperwork that you did 1,450 pipeline inspections in 2011. Were those just done because you wanted to ensure there were not any problems? Certainly there would not be 1,450 leaks, would there? Is it something you do every year? How many inspections would you have done in 2012?

Mr. Miller: I can speak to that. The 2012 numbers have not been published yet, so that is why we provided 2011 numbers. I do not think they will change significantly.

With regard to your first question about the number of inspections on pipelines, some of those inspections would be the result of failures on the pipelines. We inspect and investigate all failures, and those would be recorded as either an inspection or an investigation within our tracking system.

The other inspections that were not failures would be based on our different inspection strategies. Mr. Hill referred to those in his presentation at the beginning of our session here. Those would be inspections based on our OSI system. We do a number of baseline and random inspections that are just chosen by our field inspection staff. Again, we have those reactive-type inspections that are based on complaints, incidents, failures and that sort of thing.

The total number is a combination of all of those different inspection strategies.

Senator Brown: Would there be different numbers for 2012 that are substantial? Is it less or would there be more inspections?

la réglementation de ces pipelines. Nous réglementons les pipelines qui ne dépassent pas les frontières de l'Alberta. Même ceux qui commencent en Alberta et franchissent la frontière seront réglementés par l'Office national de l'énergie.

Cela dit, nous surveillons toujours ce qui se passe dans l'examen de ce type de pipelines de même que l'expérience acquise. Le cas échéant, nous examinerons comment cela influence la réglementation relative aux pipelines en Alberta.

Nous ne réglementons donc pas les pipelines sur lesquels portait votre question.

La sénatrice Seidman : En tant qu'organisme de réglementation, croyez-vous que ces conversions ou inversions feront augmenter le niveau de risque? Selon vous, vont-elles l'accroître?

M. Pesta : Du point de vue albertain, quand nous nous penchons sur la question de la conversion des pipelines, nous déterminons si le pipeline conviendrait au nouveau produit et nous veillons à ce qu'il y soit adapté.

L'entreprise est tenue d'effectuer une évaluation technique axée sur les différences entre les deux produits et sur l'état actuel du pipeline. Dans le cadre de cet examen, l'entreprise proposera les changements qu'elle doit apporter au pipeline pour qu'il convienne au nouveau produit. Nous examinerons cela avec elle pour nous assurer que le pipeline pourra être utilisé de façon sécuritaire.

Le sénateur Brown : Dans le document que vous nous avez remis, il est écrit ici que vous avez effectué 1 450 inspections de pipelines en 2011. Les avez-vous faites seulement pour vous assurer qu'il n'y avait aucun problème? Il n'y a certainement pas eu 1 450 fuites, n'est-ce pas? En faites-vous autant chaque année? Combien d'inspections avez-vous effectuées en 2012?

M. Miller : Je peux répondre. Les chiffres n'ont pas encore été publiés pour 2012; c'est pourquoi nous avons fourni ceux de 2011. À mon avis, ils resteront à peu près les mêmes.

Pour ce qui est du nombre d'inspections de pipelines, certaines de ces inspections résultent de la défaillance des pipelines. Nous faisons des inspections et des enquêtes pour toutes les défaillances; nous inscrivons dans notre système de suivi s'il s'agit d'une inspection ou d'une enquête.

Les autres inspections ne découlant pas de défaillances reposent sur nos diverses stratégies d'inspection. M. Hill en a parlé dans son exposé, au début de la séance. Ce sont les inspections fondées sur notre système OSI. Nous effectuons un certain nombre d'inspections de base et aléatoires, déterminées par notre personnel d'inspection sur le terrain. Nous effectuons également, je le répète, des inspections de type réactif, fondées sur des plaintes, des incidents et des défaillances, par exemple.

Le nombre total est une combinaison de toutes ces stratégies d'inspection.

Le sénateur Brown : Les chiffres pour 2012 différeront-ils de façon importante? Y aura-t-il moins ou plus d'inspections?

Mr. Miller: No. The average number of inspections does not change dramatically from year to year.

Senator Brown: These are actually mostly just to prevent things rather than wait for something to happen; right?

Mr. Miller: That would be an accurate statement.

The Chair: I have one quick question and then we will go to second round.

In your statement, you say that there are 400,000 kilometres solely operated under your jurisdiction in Alberta. Can you tell me how many kilometres the NEB regulates within Alberta's borders?

Mr. Pesta: I will give you an approximate number. It would be in the neighbourhood of about 30,000 kilometres, and those are mostly the natural gas transmission lines.

Senator Johnson: I am curious to know something. The U.S. National Academy of Sciences is engaged in a study called *Pipeline Transportation of Diluted Bitumen*, and it is examining whether "transportation of diluted bitumen, dilbit, by transmission pipeline has an increased likelihood of release compared with pipeline transportation of other crude oils."

Are you participating in this study or do you know of it?

Mr. Pesta: We know of it, but we are not participating.

Senator Johnson: What do you think of it? Do you think the study is a good idea?

Mr. Pesta: From our point of view, we feel that there is no evidence to suggest that there is an increased possibility of failures on diluted bitumen pipelines. We have operated in Alberta pipelines for almost 30 years, and that operating experience does not suggest there is any increased likelihood of failure on those types of pipelines.

Senator Johnson: They must feel there are in theirs. Is that the reason d'être for this? They must be seeing some in their country. Do you know if that is the case or not? Is that the reason for the study?

Mr. Pesta: I think they are studying the possibility. There have been some suggestions that that might be the case. However, now there have been two studies that clearly state there is no evidence to distinguish between crude oil pipelines and diluted bitumen pipelines in terms of the likelihood of corrosion failures. Therefore, it has been proven and shown that those suggestions are not accurate, and I believe the committee has heard that evidence.

The Chair: A bit further to that: The NEB has completed those studies — I think it is the NEB or the Canadian Standards Association — and actually agrees with what you say. Canada has already undertaken those types of studies and says there is no greater risk to dilbit than there is to conventional crude. Is that correct?

M. Miller : Non. Le nombre moyen d'inspections reste à peu près le même d'une année à l'autre.

Le sénateur Brown : En fait, ces inspections visent principalement à éviter que des problèmes surviennent au lieu d'attendre que quelque chose arrive, n'est-ce pas?

M. Miller : Oui, c'est juste.

Le président : J'ai une petite question à poser, après quoi nous passerons au deuxième tour.

Dans votre déclaration, vous dites qu'il y a 400 000 kilomètres de pipelines qui relèvent uniquement de vous en Alberta. Pouvez-vous me dire combien de kilomètres l'ONE réglemente à l'intérieur des frontières de l'Alberta?

M. Pesta : Je vais vous donner un chiffre approximatif. C'est environ 30 000 kilomètres, et il s'agit principalement de gazoducs.

La sénatrice Johnson : J'aimerais savoir une chose. La National Academy of Sciences des États-Unis a entrepris une étude intitulée *Pipeline Transportation of Diluted Bitumen*, dans laquelle elle cherche à déterminer si le transport par pipeline du bitume dilué, ou dilbit, augmente les risques de déversement comparativement au transport par pipeline d'autres pétroles bruts.

Participez-vous à cette étude? La connaissez-vous?

M. Pesta : Nous connaissons cette étude, mais nous n'y participons pas.

La sénatrice Johnson : Qu'en pensez-vous? Selon vous, est-ce une bonne idée?

M. Pesta : De notre point de vue, rien ne prouve qu'il y a un risque accru de défaillances pour les pipelines transportant du bitume dilué. Nous travaillons dans le domaine des pipelines en Alberta depuis près de 30 ans, et selon notre expérience, rien n'indique qu'il y a une plus grande probabilité de défaillance pour ce type de pipelines.

La sénatrice Johnson : Les Américains doivent estimer qu'il y en a une pour les leurs. Est-ce la raison pour laquelle ils mènent cette étude? Ils doivent voir des risques dans leur pays. Savez-vous si c'est le cas? Est-ce la raison d'être de l'étude?

M. Pesta : Je pense qu'ils en étudient la possibilité. On a laissé entendre que ce pouvait être le cas. Il y a toutefois deux études qui indiquent clairement que rien ne distingue les pipelines transportant du pétrole brut de ceux transportant du bitume dilué sur le plan des probabilités de défaillances dues à la corrosion. Par conséquent, il a été prouvé et démontré que ce n'était pas exact, et je crois que le comité a entendu ces témoignages.

Le président : J'irai un peu plus loin en disant que l'ONE a effectué ces études — je crois que c'est l'ONE ou l'Association canadienne de normalisation — et que ses conclusions concordent avec vos propos. On a déjà effectué ce type d'études au Canada et on dit qu'il n'y a pas plus de risques pour le dilbit que pour le pétrole brut classique. Est-ce exact?

Mr. Pesta: There have been two studies. I do not believe the National Energy Board did that, but it was Natural Resources Canada, which is an independent research organization. One was done by Alberta Innovates, which is also an independent organization.

Senator Lang: I would like to ask you a broader question in respect to the mandate you have as an independent organization. One of the reasons we have this study is because obviously the question of safety of pipelines has come into the public domain. The Northern Gateway discussion, Kinder Morgan and other pipelines and various organizations have brought up the question of whether or not the pipelines are safe and if it is in the public interest.

At the same time, we hear and read statements being made by some of these organizations and spokespeople about the safety of pipelines. A statement is made and no one seems to correct the record if it is not true. Is it within your mandate, when you see a public debate ensuing and statements being made about your organization or the pipeline companies, that you correct the record to ensure people are aware of exactly what is being required for the installation of pipelines and the safety standards that are being administered, so that the public is aware of both sides of the question?

Mr. Hill: I will take a stab at that question. One of the things we try not to do is get involved in the public debate, whether it is good or otherwise. However, we publish statistics on the rate of incidents, the cause of those incidents. The notion is that if we can put good information out in the public that is based on science and statistics, then that should inform the public themselves whether it really is a safe way of transporting oil and gas, whether it is within Alberta or outside of Alberta. Our role is to ensure that we try to be as transparent as we can in our reporting of the nature of the kinds of incidents that occur and some good statistics so that folks can make up their own minds.

Senator Lang: I want to pursue this a little further, because it is of concern. It is one thing to have information on a website; it is another variable in respect to informing the general public of what is on that website, so that the general populous also is informed. If your organization is not taking a more proactive role on the standards and what you expect as an independent organization of the oil and gas industry, my question then would be: Who is doing that in respect to Alberta, ensuring that that information is disseminated?

Mr. Hill: Part of the role would certainly be the Canadian Energy Pipeline Association, CEPA, and others have taken a proactive role in ensuring there is good information out there that the public can get a hold of.

Again, I think our role is not so much promoting as ensuring there is good regulation within the province and that pipelines are operating safely. Our government may take a stronger role in

M. Pesta : Il y a eu deux études. Je ne crois pas que l'Office national de l'énergie y ait participé; c'est plutôt Ressources naturelles Canada, un organisme de recherche indépendant. L'une des études a été faite par Alberta Innovates, qui est aussi un organisme indépendant.

Le sénateur Lang : J'aimerais vous poser une question au sujet de votre mandat en tant qu'organisme indépendant. L'une des raisons pour lesquelles nous faisons cette étude, c'est que, de toute évidence, l'enjeu de la sécurité des pipelines est maintenant du domaine public. Dans le cadre de la discussion sur le projet Northern Gateway, Kinder Morgan et d'autres exploitants de pipelines ainsi que diverses organisations se sont demandé si les pipelines sont sécuritaires et s'il s'agit d'une question d'intérêt public.

Parallèlement, nous entendons et lisons les déclarations de certains de ces organismes et porte-parole au sujet de la sécurité des pipelines. Lorsqu'une déclaration est faite, personne ne semble rectifier les faits s'ils sont inexacts. Est-il de votre mandat, quand vous voyez le débat public qui s'ensuit et que vous entendez des déclarations au sujet de votre organisme ou des sociétés de pipeline, de rectifier les faits afin que les gens connaissent bien les exigences s'appliquant à l'installation de pipelines et les normes de sécurité qui sont mises en place pour que le public soit au fait des deux aspects de la question?

M. Hill : Je vais essayer de répondre à cette question. L'une des choses que nous essayons d'éviter, c'est d'intervenir dans le débat public, qu'il soit bon ou non. Cependant, nous publions des statistiques sur le taux d'incidents et la cause de ces incidents. Le principe est que si nous pouvons présenter au public de bons renseignements fondés sur la science et les statistiques, il pourra alors déterminer lui-même s'il s'agit d'un moyen sécuritaire de transporter le pétrole et le gaz, que ce soit à l'intérieur ou à l'extérieur de l'Alberta. Notre rôle est de nous assurer de faire preuve de la plus grande transparence dans nos rapports sur la nature des incidents qui surviennent et de fournir de bonnes statistiques afin que les gens puissent se forger leur propre opinion.

Le sénateur Lang : J'aimerais aller un peu plus loin, car c'est un sujet de préoccupation. C'est bien d'avoir de l'information sur un site web, mais il faut aussi informer le grand public de ce qui se trouve sur ce site, de sorte que l'ensemble de la population soit aussi informée. Si votre organisme ne joue pas un rôle plus proactif en ce qui concerne les normes et ce à quoi vous vous attendez, en tant qu'organisme indépendant, de l'industrie pétrolière et gazière, alors ma question serait la suivante : Qui le fait en ce qui concerne l'Alberta, pour s'assurer que l'information est diffusée?

M. Hill : L'Association canadienne de pipelines d'énergie joue certainement une partie de ce rôle, et d'autres jouent un rôle proactif en veillant à ce que le public obtienne de bons renseignements.

Encore une fois, je pense que notre rôle n'est pas tant de promouvoir que de nous assurer qu'une bonne réglementation est en place dans la province et que les pipelines sont sécuritaires. Notre

promoting and trying to ensure that the message is getting out there. Certainly, from access to other markets, that is a position they feel strongly about. They have to ensure there is good information around pipeline safety. Others are taking on that responsibility, but, again, our role really is not so much on the promotion side or even strategic policy side. It is to ensure there are good regulations in place that ensure they can be operated safely. To that end, we provide both our government and others with statistics to be able to show them how well that is actually operating.

Mr. Pesta: I wanted to supplement one point. You asked about accurate information being provided to the public. We monitor the information that is in the media and, where there is false information presented that reflects on the ERCB, we will address that and correct the record to make sure it is correct in the public.

Senator Lang: If there is information being disseminated that is not true, by various vested interests, I believe strongly that all the organizations that are involved and knowledgeable, such as yours, should be correcting the record so that the public is fully informed. Right now the debate seems to be based on, in many cases, half-truths.

The Chair: Thank you for your presentation and your answers to some very good questions. We appreciate your time. We know it is valuable and we hope you have a good Valentine's Day.

(The committee adjourned.)

gouvernement peut jouer un rôle plus important en faisant de la promotion et en veillant à ce que le message passe. C'est certainement une position qui lui tient à coeur pour ce qui est de l'accès à d'autres marchés. Des renseignements fiables doivent être communiqués relativement à la sécurité des pipelines. D'autres assument cette responsabilité, mais encore une fois, notre rôle ne vise pas tant la promotion ni même la politique stratégique que la mise en place d'une bonne réglementation permettant d'exploiter les pipelines de façon sécuritaire. À cette fin, nous fournissons des statistiques à notre gouvernement et à d'autres pour leur montrer à quel point les choses vont bien à ce chapitre.

M. Pesta : Je voudrais apporter une précision. Vous avez posé une question au sujet de l'exactitude des renseignements fournis au public. Nous suivons de près l'information dans les médias; lorsqu'on présente des renseignements erronés qui mettent en cause l'ERCB, nous intervenons et rectifions les faits afin que le public ait accès à des renseignements exacts.

Le sénateur Lang : Si divers groupes d'intérêts diffusent de faux renseignements, je crois fermement que tous les organismes concernés et avertis, comme le vôtre, devraient rectifier les faits afin que le public soit pleinement informé. À l'heure actuelle, le débat semble être fondé, dans bien des cas, sur des demi-vérités.

Le président : Je vous remercie de votre exposé et de vos réponses à d'excellentes questions. Nous vous sommes reconnaissants du temps que vous nous avez consacré; nous savons qu'il est précieux. Nous vous souhaitons une joyeuse Saint-Valentin.

(La séance est levée.)

WITNESSES

Tuesday, February 12, 2013

Spectra Energy Transmission West:

Al Ritchie, Vice-President, Operations (by video conference).

TransCanada:

David Chittick, Director, Pipe Integrity;

Don Wishart, Senior Operations and Major Projects Advisor.

Thursday, February 14, 2013

Government of Saskatchewan:

Kent Campbell, Deputy Minister, Ministry of the Economy (by video conference);

Ed Dancsok, Assistant Deputy Minister, Ministry of the Economy (by video conference);

Todd Han, Director, Petroleum Development, Ministry of the Economy (by video conference).

Energy Resources Conservation Board:

Cal Hill, Acting Chief Operating Officer (by video conference);

Tom Pesta, Senior Advisor, Technical Operations (by video conference);

Mark Miller, Acting Field Operations Manager (by video conference).

TÉMOINS

Le mardi 12 février 2013

Spectra Energy Transmission West :

Al Ritchie, vice-président, Opérations (par vidéoconférence).

TransCanada :

David Chittick, directeur, Intégrité des gazoducs;

Don Wishart, conseiller principal, Opérations et grands projets.

Le jeudi 14 février 2013

Gouvernement de la Saskatchewan :

Kent Campbell, sous-ministre, Ministère de l'économie (par vidéoconférence);

Ed Dancsok, sous-ministre adjoint, Ministère de l'économie (par vidéoconférence);

Todd Han, directeur, Exploitation pétrolière, Ministère de l'économie (par vidéoconférence).

Energy Resources Conservation Board :

Cal Hill, chef intérimaire de l'exploitation (par vidéoconférence);

Tom Pesta, conseiller supérieur, Opérations techniques (par vidéoconférence);

Mark Miller, chef intérimaire, Opérations sur le terrain (par vidéoconférence).