



**Conférence téléphonique sur
les résultats financiers du
quatrième trimestre 2019 de
Suncor Énergie**

Le jeudi 6 février 2020

Téléphoniste : Mesdames et messieurs, merci d'être là et bienvenue à la conférence téléphonique sur les résultats financiers du quatrième trimestre 2019 de Suncor Énergie. (Instructions du téléphoniste) J'aimerais maintenant vous présenter l'animateur de la conférence d'aujourd'hui, M. Trevor Bell, vice-président, Relations avec les investisseurs. Vous pouvez y aller.

Introduction

Trevor Bell

Vice-président, Relations avec les investisseurs, Suncor Énergie Inc.

Merci et bonjour. Bienvenue à la conférence téléphonique sur les résultats du quatrième trimestre de Suncor. J'ai à mes côtés ce matin Mark Little, président et chef de la direction, et Alister Cowan, chef des finances.

Veillez noter que les commentaires d'aujourd'hui contiennent de l'information prospective. Les résultats réels pourraient différer de façon importante des résultats prévus en raison de divers facteurs et hypothèses, qui sont décrits dans notre communiqué sur les résultats du quatrième trimestre, ainsi que dans notre déclaration annuelle. Et ces deux documents sont accessibles sur SEDAR, EDGAR et notre site Web, suncor.com. Certaines mesures financières auxquelles nous faisons référence ne sont pas prescrites par les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Pour une description de ces mesures financières, veuillez vous reporter à notre communiqué sur les résultats du quatrième trimestre. À la suite de nos commentaires officiels, nous répondrons aux questions des participants.

Je cède maintenant la parole à Mark Little pour ses commentaires.

Mot d'ouverture

Mark Little

Président et chef de la direction, Suncor Énergie Inc.

Bonjour à tous et merci de vous joindre à nous aujourd'hui. Même si le marché des produits de base a continué d'être volatil en 2019, Suncor a généré des fonds trimestriels provenant de l'exploitation de 2,6 milliards de dollars et a terminé l'exercice avec un montant de 10,8 milliards de dollars en fonds provenant de l'exploitation, un nouveau record annuel, en dépit d'une baisse de près de 12 % du WTI par rapport à l'année précédente. Les deux dernières années ont démontré la résilience des activités de Suncor. L'année 2018 a mis en évidence la force de notre modèle intégré face à la volatilité du marché, tandis qu'en 2019, nous nous sommes appuyées sur cette base en mettant l'accent sur la valeur plutôt que sur le volume, ayant exploité nos activités dans un

environnement de production réduite. Aussi, pour la deuxième année consécutive, avons-nous généré plus de 10 milliards de dollars en fonds annuels provenant de l'exploitation.

Nous continuons à respecter notre engagement d'accroître le rendement pour les actionnaires. Suncor a retourné aux actionnaires 1,1 milliard de dollars au quatrième trimestre et 4,9 milliards de dollars en 2019 sous forme de dividendes et de rachats d'actions. Cela représente environ 45 % de nos fonds provenant de l'exploitation annuels. Le rachat de plus de 9 % de nos actions ordinaires en circulation depuis mai 2017 témoigne de notre engagement continu à l'égard du rendement pour les actionnaires. Et avec l'approbation par notre conseil d'administration d'une augmentation de 11 % de notre dividende, 2020 marquera la 18^e année consécutive d'augmentation du dividende. L'augmentation du dividende est soutenue par notre stratégie visant à accroître les flux de trésorerie structurels de notre entreprise de 2 milliards de dollars par année d'ici 2023. Et notre conseil d'administration a également prolongé le programme de rachat d'actions, en vue du rachat d'actions jusqu'à concurrence de 2 milliards de dollars au cours des 12 prochains mois.

Maintenant du côté de l'exploitation, pour l'ensemble de nos actifs du secteur Sables pétrolifères, sur une année complète, nous avons enregistré les volumes de pétrole brut synthétique les plus élevés dans l'histoire de l'entreprise, ce qui a généré des flux de fonds supplémentaires de 800 millions dollars pour Suncor par rapport à 2018. C'est là le résultat de notre stratégie visant à maximiser la valeur à l'usine de base et à Syncrude, ainsi qu'à améliorer la fiabilité à Syncrude. L'utilisation de la capacité de valorisation à l'usine de base en 2019 a été la troisième meilleure de notre histoire. En comparaison avec l'année précédente, les volumes de production sont restés relativement stables. Cependant, la production de pétrole brut synthétique a augmenté d'environ 12 %. Bien que cette stratégie ait exercé une pression sur nos volumes de production et nos coûts par baril en 2019, elle a eu pour résultat d'augmenter les marges et les flux de trésorerie.

À Syncrude, nous avons enregistré la deuxième meilleure production annuelle de l'histoire de l'installation, ce qui est remarquable si l'on considère que c'était une année où les réductions de production obligatoires ont eu un impact sur les activités. Cette performance soutient notre objectif pluriannuel d'atteindre une utilisation de 90 % et un coût de 30 \$ par baril à Syncrude. Bien que Syncrude ait connu son lot de difficultés, nous sommes encouragés par les progrès réalisés par son équipe en 2019.

L'installation Fort Hills a continué d'être assujettie à une réduction au cours du trimestre, ce qui a limité son rendement et son potentiel à 88 000 barils par jour, augmentant ainsi les charges décaissées par baril.

Les actifs extracôtiers ont connu un trimestre solide avec une production de 116 000 barils par jour. L'installation Hibernia est revenue à des niveaux d'exploitation normaux et les taux de production à Hebron et à Oda continuent d'augmenter, ce qui est partiellement contrebalancé par le déclin naturel des gisements en mer du Nord britannique.

L'exercice 2019 établit un nouveau record annuel pour les fonds provenant de l'exploitation dans le secteur Aval, soit 3,9 milliards de dollars. En fait, le quatrième trimestre de 2019 marque le dixième trimestre consécutif où les fonds dépassent 750 millions de dollars. Les charges d'exploitation des raffineries sont restées faibles, à 5 \$ par baril, ce qui reflète l'attention que nous portons aux coûts.

Malgré tout cela, nous avons été confrontés à deux problèmes au cours du trimestre. Comme la plupart d'entre vous le savent, le 19 décembre, l'autorité de réglementation de

Terre-Neuve-et-Labrador nous a ordonné d'arrêter provisoirement Terra Nova. Il s'agit d'une question réglementaire et nous travaillons avec diligence avec l'autorité de réglementation à résoudre les problèmes de manière satisfaisante et nous prévoyons que l'actif sera remis en service seulement une fois que cela aura été fait. Je rappelle à tout le monde que la valeur que nous accordons à la sécurité, par-dessus tout, est à la base de tout ce que nous faisons à Suncor et qu'à aucun moment nous n'avons mené d'activités dangereuses. Nous avons connu un problème opérationnel au cours du trimestre en ce qui concerne MacKay River, ce qui est décevant. L'installation a été hors service pendant la majeure partie du mois de décembre et est actuellement à l'arrêt pour réparation. Compte tenu de la poursuite des réductions obligatoires de la production en Alberta, l'arrêt de la production ne devrait pas avoir d'impact significatif sur nos prévisions pour 2020.

Sur ce, je vais céder la parole à Alister pour qu'il nous fournisse un contexte financier supplémentaire, notamment un aperçu des charges de dépréciation que nous avons imputées aux résultats du trimestre.

Faits saillants des résultats financiers

Alister Cowan

Chef des finances, Suncor Énergie Inc.

Merci Mark. Comme vous l'avez déjà souligné, Suncor a été en mesure de générer des fonds provenant de l'exploitation de 2,6 milliards de dollars au cours du trimestre, malgré l'impact des réductions de production obligatoires continues et des arrêts de maintenance planifiés. Ces résultats démontrent la force d'intégration et de la flexibilité inhérentes à notre modèle d'entreprise.

Au cours du quatrième trimestre, les prix réalisés dans le secteur Sables pétrolifères ont été moins élevés qu'au troisième trimestre en raison de l'accroissement des écarts de prix. Toutefois, notre intégration a atténué la majeure partie de cette volatilité des prix. Notre production et nos charges décaissées par baril dans l'ensemble du secteur Sables pétrolifères ont subi l'impact des réductions obligatoires de la production. L'accent mis sur la production de pétrole synthétique à coût et à valeur élevés a contrebalancé la hausse des prix du gaz naturel au cours du trimestre. Avec la levée prévue des réductions en 2020 et l'impact que cela aura sur la façon dont nous exploitons nos actifs, vous pouvez vous attendre à ce que nous restions concentrés sur la réduction des coûts dans l'ensemble de notre entreprise en raison de la baisse du prix du pétrole brut lourd que nous prévoyons.

En raison de la baisse de nos prévisions concernant le prix du pétrole brut lourd et de l'augmentation de l'estimation des dépenses en immobilisations pour le projet West White Rose, nous avons enregistré au quatrième trimestre des charges de dépréciation d'actifs hors trésorerie pour Fort Hills et White Rose de 2,8 milliards de dollars canadiens et de 400 millions de dollars canadiens après impôts, respectivement. Ces actifs continuent de donner de bons résultats opérationnels et de fournir des flux de trésorerie disponibles.

Nous continuons à voir un important potentiel d'appréciation des actions de notre société et avons poursuivi l'exécution de notre programme de rachat d'actions au cours du trimestre en consacrant environ 450 millions de dollars au rachat de 11,1 millions d'actions.

Comme l'a dit Mark, en 2019, nous avons retourné 4,9 milliards de dollars aux actionnaires, dont 2,3 milliards de dollars en rachats d'actions, ayant racheté 3,5 % de nos actions en circulation à un prix moyen de 41 \$ par action. Pour l'ensemble de l'exercice, notre programme de rachats d'actions et de dividendes a représenté un rendement total pour les actionnaires de près de 8 % sur la base du cours moyen du titre pour l'année. Avec un bilan solide, y compris une réduction de la dette de 400 millions de dollars en 2019, nous continuons à nous concentrer sur l'augmentation du rendement pour les actionnaires, comme en témoignent l'augmentation de 11 % du dividende et le prolongement du programme de rachat d'actions.

Comme Mark l'a mentionné plus tôt, il est important de souligner la force de nos rendements pour les actionnaires. Au cours des trois dernières années, nous avons retourné environ 14 milliards de dollars à nos actionnaires. Cela représente un rendement cumulé de 9 \$ par action, soit environ 20 % du cours actuel de nos actions. Ces rendements reflètent notre solide situation financière, l'absence d'exigences à court terme de remboursement de dettes et la résilience de nos flux de fonds disponibles. Pour ce qui est de l'avenir, la combinaison de ces bases et de l'augmentation de 2 milliards de dollars des flux de fonds permettra à l'entreprise de générer une valeur considérable et d'augmenter le rendement pour les actionnaires pour de nombreuses années à venir. Alors Mark, je vais vous redonner la parole pour quelques remarques finales.

Mark Little
Président et chef de la direction, Suncor Énergie Inc.

Parfait. Merci, Alister. Comme vous pouvez vous y attendre, conformément à nos principes de rigueur en matière d'affectation du capital, nous évaluons soigneusement les projets futurs. Nous tenons compte du contexte actuel de volatilité des prix des produits de base, des difficultés d'accès au marché et de l'intervention des pouvoirs publics sur les marchés du brut, tout en progressant dans le développement de nouvelles technologies, qui peuvent réduire considérablement les coûts d'investissement et d'exploitation, les émissions de gaz à effet de serre et la consommation d'eau. En gardant ces facteurs à l'esprit, nous avons décidé de désengorger l'installation Firebag et identifié un certain nombre d'opportunités pour le faire, notamment, l'achèvement de notre projet de manutention des émulsions cette année, un programme intégré de développement de plateformes d'exploitation et l'extension de notre programme de DGMV faisant appel aux solvants. Nous prévoyons à court terme que la production annuelle réelle de Firebag atteindra la capacité nominale de 203 000 barils par jour en 2021, en supposant qu'il n'y ait pas de réduction de production.

Nous avons la possibilité d'ajouter de 20 000 à 30 000 barils supplémentaires par jour de production à faible intensité de capital à l'horizon 2024-2025. Une partie est en cours d'exécution et une autre est toujours à l'étude. En raison de cette opportunité, nous reporterons la sanction de la réplique in situ à Meadow Creek jusqu'en 2023 au plus tôt.

Dans le secteur Aval, compte tenu des paramètres économiques du projet et du report d'une croissance importante de la production de bitume, nous avons décidé de ne pas aller de l'avant avec le projet d'unité de cokéfaction à la raffinerie de Montréal. Cela dit, nous

continuons à étudier d'autres possibilités d'investissements moins coûteux dans nos raffineries pour soutenir notre stratégie d'intégration.

Enfin, nous prévoyons déposer une demande réglementaire au premier trimestre pour le prolongement de la mine de base afin de remplacer éventuellement les mines de notre usine de base lorsqu'elles atteindront leur fin de vie vers 2035. Je tiens à souligner que cette demande n'est pas une sanction de projet et à faire comprendre que le prolongement de la mine de base n'est qu'une des nombreuses options envisagées, la décision de sanction finale devant être prise dans une dizaine d'années environ. Nous pensons que le dépôt en 2020 est prudent dans le cadre du processus réglementaire actuel, en tenant compte notamment des effets de la nouvelle Loi sur l'évaluation d'impact, afin de garantir un délai suffisant pour le processus réglementaire. Si nous choisissons de prolonger la mine, il est prévu que le plan intègre une technologie d'extraction non aqueuse, ce qui réduira considérablement le coût et les impacts environnementaux de l'exploitation des sables pétrolifères par rapport à nos activités actuelles. S'il est sanctionné, le prolongement contribuera de manière significative à notre engagement de réduire les émissions de nos activités. Il est conforme aux engagements mondiaux pris par le Canada et tire parti de l'importante ressource stratégique que possède le Canada. Ces décisions continuent à faire progresser nos priorités stratégiques et témoignent d'une rigueur dans l'affectation du capital et d'une approche délibérée visant à maximiser le rendement de chacun de nos investissements pour les actionnaires.

Au cours de l'année à venir, nous continuerons à nous concentrer sur l'exploitation sûre et fiable de nos actifs. Nous exécuterons nos plans visant à accroître nos flux de trésorerie disponibles de 2 milliards de dollars par année d'ici 2023, tout en continuant à progresser dans la réalisation de nos objectifs ESG. Nos plans pour 2020 comprennent l'achèvement du déploiement des camions de transport autonomes à Fort Hills, le début de la construction de l'unité de cogénération à l'usine de base, la poursuite du déploiement de notre ancienne technologie de gestion des résidus, l'optimisation de notre organisation d'approvisionnement et d'échanges et l'achèvement du pipeline d'interconnexion tant attendu entre Suncor et Syncrude au cours du second semestre de 2020.

Et dans le cadre de notre stratégie numérique, nous avons achevé la planification de processus d'entreprise basés sur les données qui amélioreront l'efficacité et l'efficience de nos activités. Nous nous attendons à ce que ce programme génère des bénéfices annuels d'environ 250 millions de dollars, pour un coût d'environ 450 millions de dollars, qui est inclus dans nos prévisions de dépenses en immobilisations. Les projets sanctionnés, ainsi que cette initiative, représentent actuellement environ 1,5 milliard de dollars ou 75 % de l'objectif de 2 milliards de dollars canadiens de flux de fonds additionnels d'ici 2023.

Nous comprenons la nécessité d'apporter plus de clarté en ce qui concerne notre engagement à atteindre notre objectif de 2 milliards de dollars. Pour ce faire, nous organiserons une présentation pour les investisseurs à Toronto le 20 mai afin de fournir plus de détails à ce sujet et de mettre l'accent sur nos objectifs et notre performance en matière d'ESG. De plus amples informations suivront sur cet événement d'une demi-journée.

Et tandis que nous entamons cette nouvelle décennie, je suis enthousiaste et optimiste quant à l'avenir que nous bâtissons à Suncor. Nous nous concentrons sur ce que nous avons besoin de faire pour être rentables, résilients et pertinents à long terme. Nous investissons dans des projets à rendement élevé au cœur de nos activités, ce qui nous permettra d'augmenter nos flux de trésorerie de manière durable sans être tributaires des prix du pétrole ou de la capacité d'acheminement.

Nos antécédents d'investissements contracycliques ont permis de financer des rendements importants et croissants pour les actionnaires, comme en témoignent l'augmentation de 11 % du dividende et le prolongement du programme de rachat d'actions de 2 milliards de dollars cette année. Parallèlement, nous poursuivons notre parcours de plusieurs décennies en tant que leader dans le domaine de l'ESG et nous approfondissons nos relations avec les collectivités autochtones et non autochtones là où nous exerçons nos activités.

Sur ce, j'espère que vous comprendrez pourquoi je suis optimiste quant à l'entrée dans cette nouvelle décennie. Ceci étant dit, je vais passer la parole à Trevor.

Trevor Bell : Parfait. Merci, Mark et Alister. Je vais repasser la parole à notre téléphoniste qui prendra les questions, d'abord celles de la communauté des analystes puis, si le temps le permet, celles des médias. À vous téléphoniste.

Questions et réponses

Téléphoniste : (Instructions) La première question nous vient de Neil Mehta de Goldman Sachs.

Neil Mehta (Goldman Sachs) : La première question que je voudrais vous poser concerne vos dépenses en immobilisations pour 2020 qui se situent entre 5,4 et 6 milliards de dollars. C'est assez large comme fourchette. Compte tenu du contexte de prix plus bas des produits de base dans lequel nous nous trouvons aujourd'hui, pensez-vous qu'il existe un scénario dans lequel vous pourriez vous trouver dans le bas de cette fourchette? Et puis en ce qui concerne les dépenses en immobilisations, vous avez fait quelques commentaires sur West White Rose, toute précision que vous pourriez apporter à ce sujet serait également utile.

Mark Little : Merci Neil. J'apprécie cette question. Il ne fait aucun doute que nous allons examiner tous les aspects de l'entreprise en ce qui concerne la génération de liquidités, les coûts d'exploitation, les dépenses en immobilisations et ainsi de suite. Cela dit, nous sommes déterminés à réaliser bon nombre de ces projets – comme le projet de cogénération et le projet de parc éolien – et plusieurs de ces projets sont en cours d'exécution. Et une chose que nous savons, c'est que pour stimuler la valeur actionnariale, nous devons maintenir le cap.

Et nous avons la joie d'avoir un bilan solide qui nous permet, lorsque nous lançons un projet, de le mener à bien. Arrêter ces projets pour économiser de l'argent, si l'on remonte dans notre histoire, nous l'avons fait il y a dix ans et en avons subi les conséquences. Alors, nous allons notamment chercher à gérer les investissements discrétionnaires et autres qui leur sont associés.

Nous examinerons notre structure de coûts et chercherons à maximiser les flux de trésorerie, bien sûr, mais nous ne nous attendons pas à ce que cela soit fondamentalement différent. Et je m'attends à ce que nous nous situions toujours dans la fourchette déclarée; la fourchette que vous venez de mentionner est conforme à la façon dont nous avons réalisé nos prévisions de dépenses en immobilisations par le passé et l'an dernier et, si vous vous en souvenez, nous avons fini par abaisser le haut de notre fourchette de dépenses en immobilisations de 5,6 millions de dollars à 5,4 millions de dollars au deuxième trimestre pour ensuite terminer l'année dans la partie supérieure de la

fourchette modifiée. Nous chercherons donc des occasions de faire la même chose au cours de l'année 2020.

À White Rose, comme nous l'avons déjà dit, l'un des défis auxquels nous avons été confrontés est que nous n'étions pas satisfaits de la façon dont ce projet était exécuté. Je pense qu'au dernier trimestre, j'ai dit que même si c'était un dépassement budgétaire, ce n'était pas ce que nous considérerions comme un dépassement normal. Il y a donc eu un mouvement important en dehors de ce que nous considérons comme une fourchette raisonnable pour l'exécution du projet. C'est un facteur clé qui a conduit à la charge de dépréciation pour White Rose. Cela dit, nous pensons que la société exploitante est intervenue et a pu élaborer un plan d'exécution du projet que nous trouvons crédible et que ce projet est sur la bonne voie pour être mené à bien sur la base des estimations et autres éléments que nous avons mis en place. Tout cela a donc été pris en compte dans la façon dont nous avons positionné White Rose et dans la charge de dépréciation que nous avons imputée.

Neil Mehta : Parfait. Et ensuite, vous avez parlé d'un plan pour augmenter la production à Firebag et de l'abandon du projet d'unité de cokéfaction de Montréal. L'une des choses qui ont rendu Suncor plus défensive et plus différenciée au fil du temps est le degré d'intégration du portefeuille. Alors, pourriez-vous dire quelques mots sur l'importance de l'intégration pour Suncor? Et de quelle manière comptez-vous gérer cela à l'avenir?

Mark Little : Eh bien, c'est intéressant parce que nous avons mentionné une certaine fourchette en ce qui concerne le niveau d'intégration. Et nous nous situons dans cette fourchette. Nous sommes à peu près à 70 % en ce moment en ce qui concerne le volume du portefeuille qui est intégré. L'une des raisons pour lesquelles nous envisageons certaines des plus grandes mesures d'intégration comme celle à Montréal, qui aurait permis d'acheminer de 40 000 à 50 000 barils de bitume par jour vers Montréal, était le fait que nous avons entrepris un programme d'investissement important dans la réplique. En repoussant cela, nous croyons qu'en arrêtant le projet d'unité de cokéfaction, nous ne voyons pas cela comme une mesure temporaire, nous voyons cela comme une mesure permanente à Montréal, compte tenu de tous les différents facteurs qui entrent en jeu à cet endroit. Et nous avons d'autres possibilités d'intégrer des barils. Nous allons donc continuer à y travailler. Mais ce sont des améliorations en ce qui concerne l'intégration, la fourchette dans laquelle nous nous trouvons. Et là où nous en sommes actuellement, nous sommes très heureux de la façon dont cela se passe et de la façon dont nous sommes positionnés.

Téléphoniste : Notre prochaine question est de Greg Pardy de RBC Marchés des capitaux.

Greg Pardy (RBC Marchés des capitaux) : Mark, la question du rendement de l'investissement dans votre exploitation minière de base s'est posée dernièrement, je suis donc heureux que vous ayez abordé ce sujet. Cela est également vu comme quelque chose qui pourrait motiver des acquisitions potentielles et il a été question de MEG dans ce contexte, mais pourriez-vous élaborer un peu plus sur le plan d'action que vous avez en termes de ressource disponible et ensuite sur la façon dont les acquisitions peuvent ou non s'inscrire dans cette stratégie?

Mark Little : Oui, c'est intéressant. Une chose que je vous dirai, c'est que si nous nous lançons dans une acquisition, ce ne sera pas pour la ressource. Nous disposons d'une énorme quantité de ressource et si l'on considère notre ressource éventuelle, nous avons, au rythme actuel de production, un équivalent d'environ 100 ans de ressource. Ainsi, la

raison pour laquelle nous envisagerions des acquisitions est en réalité de trois ordres. L'une est une ressource et une structure de coûts de qualité supérieure qui seraient meilleures que celles de construire quelque chose.

Deuxièmement, il faudrait qu'il y ait des synergies associées et troisièmement, et je pense que nous l'avons prouvé par les actions et les investissements que nous avons faits, nous devons nous assurer et être très confiants de pouvoir obtenir un solide rendement pour nos actionnaires. Mais en ce qui concerne les ressources, lorsque nous considérons les ressources nécessaires à l'exploitation, nous en avons beaucoup et celles dont nous disposons se trouvent à proximité immédiate de notre complexe de valorisation, qui est aujourd'hui alimenté par la mine.

Donc, si l'on compare avec le coût des autres options sur le marché, nous pensons que l'achat de ressources par le truchement de fusions et d'acquisitions est en ce moment très coûteux et c'est l'une des raisons pour lesquelles les gens nous posent des questions depuis longtemps au sujet de Fort Hills ou de Syncrude et d'autres transactions au sujet desquelles des rumeurs circulent depuis des années et qui n'ont jamais eu lieu. C'est en fait seulement une différence dans l'évaluation et dans la façon dont la considérons. Nous pensons donc qu'avec les progrès technologiques que nous réalisons tant dans le domaine in situ que dans le domaine minier, nous pensons qu'il est de loin préférable pour nos actionnaires que nous continuions sur la voie dans laquelle nous sommes, du moins à ce stade.

Greg Pardy : D'accord. Excellent. Et vous avez parlé essentiellement de désengorger Firebag. Cela fait plusieurs années que je n'ai pas entendu parler de Firebag 5 ou 6. Va-t-on essentiellement utiliser le DGMV assisté par solvant pour cela? Et est-ce que ce serait en une seule phase supplémentaire de 20 000 ou 30 000 barils, et dans quelle mesure êtes-vous fermes à ce sujet?

Mark Little : C'est intéressant, Greg. Je suis heureux que vous ayez posé cette question, car je pense que l'une des choses que je n'ai pas bien décrites concerne à la fois le remplacement de la mine et Firebag; nous tirons parti d'une grande partie des actifs existants qui sont sur le terrain. Donc, ce n'est pas comme ce que nous avons fait à Fort Hills, avec la construction d'une mine totalement indépendante au coût d'une nouvelle installation, car nous pouvons tirer parti d'une grande partie des actifs existants en matière d'énergie, de services publics, d'infrastructures, de réservoirs et même de certaines des installations d'extraction qui y sont associées. Donc, c'est très différent de ce que nous avons fait à Fort Hills à la mine.

À Firebag, nous ne parlons pas de Firebag 5 ou de Firebag 6. Il s'agirait de nouveaux investissements, comme la plupart des infrastructures – oui, nous pourrions utiliser une partie des services publics, des réservoirs et des infrastructures, mais il s'agirait de constructions indépendantes. Ce que nous proposons en fait est d'améliorer le rendement des quatre premières phases de Firebag par le désengorgement des installations et d'autres mesures de ce genre. Ainsi, l'une des choses que nous faisons en ce moment est par exemple d'améliorer la capacité de traitement de l'eau à Firebag. Le coût serait donc nettement inférieur en comparaison avec la construction de Firebag 5 ou de Firebag 6.

Greg Pardy : D'accord. Est-ce que le fait d'y aller de l'avant avec ce projet est une décision ferme ou non?

Mark Little : Nous sommes très confiants dans notre capacité à faire en sorte que cela fonctionne. Une partie de cette activité est en cours. C'est donc l'une des raisons pour lesquelles cela est prévu en 2021. Nous allons voir une légère augmentation de nos volumes. Et je pense que c'est ce que nous verrons, en fin de compte, et nous devons mettre en place un plan plus ferme, mais vous verrez nos volumes commencer à augmenter avec le temps jusqu'à l'horizon 2024-2025, où vous verrez les dernières phases d'augmentation, où nous pensons que nous pouvons atteindre 230 000, 240 000 barils par jour. C'est donc la voie sur laquelle nous sommes actuellement engagés.

Ainsi, une partie est ferme et nous travaillons à établir la portée des travaux pour une autre partie. Mais nous sommes suffisamment optimistes pour repousser la stratégie de réplification, car nous pensons que nous pourrions la mettre en œuvre de manière beaucoup plus rentable pour l'actionnaire et à un coût beaucoup plus faible. Et il est évident que nous voudrions faire cela avant de dépenser sur de nouveaux projets pour augmenter les volumes.

Greg Pardy : D'accord. Le dernier point que je voudrais aborder, si vous le voulez bien, est que vous avez beaucoup de choses en cours. Quel est le plafond de dépenses en immobilisations auquel nous devrions penser entre 2021 et 2024 sur une base annuelle, par exemple, si vous croyez que ce sera 6 milliards ou 6,25 milliards de dollars, le montant sera-t-il en général égal ou inférieur à ce chiffre?

Mark Little : Nous ne fournissons pas de prévisions sur plusieurs années, Greg.

Greg Pardy : Oui, mais cela serait amusant, Mark.

Mark Little : Je sais que ce le serait. Et je suis sûr qu'on va me poser la question trois fois de plus pour voir si nous allons tomber dans le piège. Mais je pense que vous pouvez en déduire que la fourchette dans laquelle nous nous trouvons cette année correspond à celle que nous prévoyons pour l'année à venir. Et je crois que c'est un bon indicateur de la façon dont nous progresserons. Et évidemment, je pense qu'une grande partie de l'inquiétude vient du fait que vous prenez ce que nous faisons et que vous ajoutez à cela la réplification, puis l'unité de cokéfaction et puis vous additionnez tout cela et les gens disent ma foi, c'est inabordable et c'est vrai. Nous devons prendre certaines décisions, dont certaines que j'ai communiquées ce matin.

Téléphoniste : La prochaine question nous vient de la ligne de Dennis Fong de Canaccord Genuity.

Dennis Fong (Canaccord) : Bonjour. Merci de répondre à mes questions. La première a trait peut-être à ce que Neil a laissé entendre. Vous avez essentiellement abandonné le projet d'unité de cokéfaction à Montréal. Est-ce que l'on considère encore des désengorgements potentiels et ainsi de suite à Strathcona [Edmonton]? De plus, si le plan de vie de la mine et le prolongement de la mine ne sont que des options parmi d'autres et que vous envisagez d'introduire éventuellement, appelons-les des volumes in situ, comme remplacement potentiel d'une partie de la ressource de la mine, alors évidemment le niveau d'intégration n'est pas aussi nécessaire à l'avenir. Comment devrais-je considérer les activités à Edmonton et leur rôle dans ce contexte? Et j'ai une question de suivi, merci.

Mark Little : Merci beaucoup, Dennis, pour vos commentaires et vos questions. C'est intéressant, je vois où vous voulez en venir. Peut-être que la meilleure façon de caractériser cela et d'en parler, c'est que nous sommes toujours en train d'examiner nos

installations pour trouver des possibilités de désengorgement, parce que si nous pouvons trouver comment améliorer le volume ou le rendement des actifs d'un certain montant à 0,25 cent par rapport à un dollar pour une construction neuve, c'est sûr que nous allons le faire. Et je pense que, bien franchement, je dirais qu'une partie des préoccupations que nous voyons de la part des investisseurs est de dépenser 2 milliards de dollars à Montréal. Nous avons passé beaucoup de temps à y réfléchir et à faire toute l'analyse et nous avons conclu que ce n'était pas vraiment un investissement prudent pour l'actionnaire. Mais vous savez que nous avons un complexe assez important à Edmonton. Nous recherchons continuellement des possibilités de le désengorger et de l'améliorer, comme nous l'avons fait à Fort Hills, et j'ai déjà parlé de Fort Hills. Nous ne pouvons pas vraiment y arriver tant que nous ne pourrions pas faire fonctionner l'installation à plein régime et nous ne pouvons pas faire fonctionner l'installation à plein régime à cause des réductions. Nous avons donc été retardés. Je pensais que nous aurions un plan à ce stade pour désengorger Fort Hills.

Donc, pour revenir à votre autre question sur la mine, une partie du problème avec la technologie telle que nous la voyons est qu'elle a toujours été considérée comme la technologie minière appropriée pour un certain type de ressources et la technologie in situ pour un type de ressource très différent. Mais maintenant, lorsque nous examinons des choses comme la technologie des ondes radio et des solvants combinés avec la récupération in situ à basse pression, dans certains cas, certaines des technologies que nous examinons ne nécessitent pas du tout de vapeur. Les émissions de gaz à effet de serre sont donc fondamentalement différentes, de 50 à 80 % inférieures. Quand on voit les choses sous cet angle, pour une grande partie de cette ressource, il suffit de savoir quelle technologie appliquer à quelle ressource. La stratégie d'intégration, si vous revenez 50 ans en arrière quand nous avons commencé l'exploitation, l'usine de valorisation était nécessaire pour pouvoir acheminer le bitume de la mine. Mais si vous regardez à la fois la technologie minière, j'ai parlé de l'extraction non aqueuse, non seulement elle produit un baril, mais la façon dont nous envisageons la technologie et la façon dont nous la testons, c'est un peu comme à Fort Hills où nous extrayons littéralement le carbone du baril pour le remettre dans le sol. L'usine de valorisation n'a donc pas les mêmes exigences sur le plan du nettoyage, mais elle a les mêmes exigences financières. Donc, en réalité, la stratégie d'intégration pour nous consiste à maximiser la valeur du baril et à être capable de gérer le risque lié au prix des produits de base que représente l'écart léger-lourd. L'usine de valorisation et les raffineries sont donc toujours nécessaires, même s'il s'agit d'un baril in situ ou qu'il utilise cette nouvelle technologie minière.

Cela répond-il à votre question?

Dennis Fong : Je pense que si. Et je pense que le but est essentiellement d'utiliser les actifs existants pour pouvoir en tirer le maximum de valeur.

Mark Little : Bien sûr.

Dennis Fong : La deuxième question porte sur le rachat d'actions et le moment du renouvellement par le conseil d'administration, essentiellement sur les 2 milliards de dollars à partir de mars, ainsi que sur le décalage, car vous avez l'approbation de la Bourse de Toronto jusqu'à la mi-mai, je crois, pour compléter les 5 %. Et comment devrions-nous penser à la cadence des rachats d'actions? Je sais que dans le passé, votre programme n'a jamais vraiment été robotique et a été nettement plus opportuniste. Comment devrions-nous voir cela au cours des deux prochains mois?

Alister Cowan : Oui, merci Dennis. Je vais prendre celle-là. La première chose que je dirais, c'est que nous sommes dans les délais normaux pour que le conseil d'administration examine à la fois le dividende et le rachat d'actions lors de la réunion de février. Nous établissons ces prévisions et ces objectifs pour l'année à venir. C'est donc effectivement ce que le conseil fait et prévoit pour les douze prochains mois. Nous pensons pouvoir racheter jusqu'à concurrence de 2 milliards de dollars de nos actions.

Je dirais donc que c'est le chiffre clé que vous devez prendre en considération. Il y a une disposition administrative que vous avez mentionnée qui concerne l'obtention de l'approbation de la Bourse de Toronto pour le rachat d'actions. Il s'agit d'une question purement administrative. Ne pensez donc pas qu'il y a des différences dans les approbations, le calendrier est légèrement différent, comme vous l'avez fait remarquer, nous parlons d'une échéance de mai. L'essentiel pour vous et pour les investisseurs est de savoir ce que le conseil d'administration nous a autorisés à racheter, c'est-à-dire les 2 milliards de dollars à partir de mars.

En mai, nous renouvellerons les approbations avec la Bourse de Toronto, mais ce n'est, comme je l'ai dit, qu'une question administrative. Du point de vue de la cadence, nous sommes généralement opportunistes. Comme vous l'avez dit, nous n'agissons pas comme des robots. Nous avons des fourchettes d'achat à certains niveaux lorsque nos actions se négocient à des cours bas. Cela nous permet d'en racheter davantage. Donc, si le cours de l'action est bas comme vous l'avez vu au troisième trimestre de l'année dernière, nous en rachetons davantage. Et si le cours se situe à un niveau légèrement supérieur, le rythme ralentit un peu. Mais, dans l'ensemble, nous visons à en racheter chaque année pour un montant pouvant atteindre 2 milliards de dollars.

Téléphoniste : La prochaine question nous vient de Phil Gresh de JP Morgan.

Phil Gresh (JP Morgan) : Bonjour à tous. Première question, juste un suivi sur la question du rachat, juste sous un angle légèrement différent. Étant donné que les prix actuels du pétrole sont un peu plus bas que votre cas de 55 \$ pour le WTI en ce moment, que pensez-vous des rachats par rapport au bilan, si nous sommes dans un environnement de prix plus bas? Est-ce une option pour laquelle, à court terme, vous aimeriez rester autour des 2 milliards de dollars et ajouter simplement une dette au bilan, si nécessaire? Ou est-ce quelque chose que vous voulez faire de façon proportionnelle chaque année, en comprenant que vous le faites dans une optique opportuniste d'un trimestre à l'autre?

Mark Little : Oui, merci Phil. Si vous examinez nos documents de présentation aux investisseurs et les mesures d'allocation de capital que nous avons établies à un niveau du WTI compris entre 50 \$ et 60 \$, nous disons que nous allons consacrer entre 1 et 2 milliards de dollars au rachat. Il est donc proportionnel à l'évolution du prix du pétrole pour l'année. Cela ne fait donc aucun doute. Nous avons toujours dit que nous aimerions viser 2 milliards de dollars. Le prix du pétrole est extrêmement volatil. Aujourd'hui, nous sommes à 50 \$, 51 \$. Il y a trois semaines, nous étions à plus de 60 \$. Donc, je ne pense pas être prêt à ce stade à déclarer ce que sera selon nous le montant et je crois toujours que le montant de 2 milliards de dollars est réalisable.

Phil Gresh : Bien sûr. La deuxième question porte sur les possibilités d'amélioration des flux de trésorerie provenant de l'exploitation. Mark, j'apprécie les détails supplémentaires au sujet du chiffre de 1,5 milliard de dollars à ce stade. Je pense que si nous revenons au moment où vous avez initialement établi ces objectifs, l'idée était que cela se fasse graduellement à un rythme d'environ 500 millions de dollars par an de 2020 à 2023, et

donc si nous regardons l'année 2020, je pense que la diapositive 6 montre les prévisions du flux de fonds disponibles pour l'année à un prix du WTI de 55 \$, j'essaie juste de comprendre certains des éléments mobiles derrière cela. Y a-t-il en quelque sorte 500 millions de dollars d'intégrés, les premiers 500 millions de dollars sont-ils intégrés dans ces prévisions ou est-ce que ce sera peu plus tard en raison de l'échéancier du pipeline vers Syncrude, ou pourriez-vous simplement nous faire part de vos réflexions sur ces prévisions? Merci.

Mark Little : Oui. Merci. C'est intéressant parce que je dirais qu'il y a un certain décalage. C'est un peu plus tard. Je pense que le pipeline d'interconnexion est un des éléments ayant été repoussés à la fin de cette année. Au départ, nous pensions que ce serait au début de cette année. Nous avons donc l'avantage associé sur toute une année. Nous continuons à développer les camions autonomes, bien que nous nous efforcions d'accélérer le processus et de le mener à terme à Fort Hills et ailleurs. C'est donc un peu décalé par rapport aux 500 millions de dollars par an que nous avons prévus de façon proportionnelle au départ, Phil, mais ce que j'aime vraiment, c'est que nous avons de vrais plans, financés, en cours d'exécution, que les choses avancent et que les équipes y travaillent vraiment. Et je pense que, dans une certaine mesure, vous le voyez dans les dépenses en immobilisations au quatrième trimestre, après que nous avons approuvé la cogénération et le parc éolien, les équipes se sont attelées à la tâche. Et ce sont quelques centaines de millions de dollars que nous avons dépensés au quatrième trimestre pour des projets qui ont été approuvés à la fin du troisième trimestre et au quatrième trimestre.

Les équipes avancent donc pour faire exécuter ces choses, mais c'est un peu plus tard que prévu.

Phil Gresh : Je vois. Donc, si nous regardons ces prévisions de fonds provenant de l'exploitation pour 2020, ce que nous constatons essentiellement c'est que les prix ont baissé de 2 \$, mais que la production a augmenté de 5 % en raison de l'allègement des réductions. Et ce sont les principales pièces mobiles sur lesquelles ces prévisions s'appuient. Est-ce raisonnable?

Mark Little : Oui, et nous n'avons donc pas modifié nos prévisions. Donc, oui. C'est comme ça que nous les avons présentées.

Téléphoniste : Notre prochaine question vient de la ligne de Benny Wong avec Morgan Stanley.

Benny Wong (Morgan Stanley) : Bonjour à tous. Merci de répondre à ma question. Les autres marges, qui comprennent l'approvisionnement, le marketing et les lubrifiants, ont été un peu plus faibles que nous l'avions prévu. Je veux juste savoir dans quelle mesure vous pensez que cela est dû à la faiblesse saisonnière. Nous avons entendu dire que les marges de détail dans l'Ouest canadien sont un peu sous pression à cause de l'arrivée de nouveaux acteurs sur le marché. Je voulais donc juste avoir une idée de la persistance de cette situation, si tant est qu'elle existe?

Mark Little : Oui, nous considérons vraiment qu'il s'agit d'un problème de saisonnalité. Nous pensons donc que c'est tout à fait normal. Le secteur Aval a vraiment fait un excellent travail. Les efforts qu'ils ont déployés pour stimuler et consolider la part de marché et progresser dans ce contexte ont été très positifs. Ils ont fait un excellent travail en gérant la deuxième plus grande utilisation des raffineries dans l'histoire de l'entreprise. Ils font donc un excellent travail. Je suis fier de l'équipe. Mais ce n'est que le caractère saisonnier normal, Benny.

Benny Wong : Compris. J'apprécie ces réflexions. Ensuite, il semble que vous investissiez un peu plus d'argent dans des projets un peu plus axés sur le développement durable, comme le parc éolien, la station de recharge pour véhicules électriques et la participation dans le biocarburant. Je voulais juste savoir ce que vous en pensiez. Y a-t-il un équilibre à long terme qu'il est logique de rechercher et, lorsque vous examinez ces projets, comment abordez-vous cela et peut-être pouvez-vous nous donner une idée des mesures que vous utilisez lorsque vous évaluez ces projets par rapport à des opportunités pétrolières et gazières plus conventionnelles ou même par rapport au rendement pour les actionnaires?

Mark Little : Oui, c'est intéressant parce que je mettrais les éléments associés à cela dans différentes catégories, parce que je pense que la seule chose qui est parfaitement claire, c'est que le monde a besoin de plus d'énergie si 700 millions de personnes dans le monde sont encore dans une extrême pauvreté et qu'elles ont besoin de nourriture, d'énergie, de soins médicaux et ainsi de suite. Nous avons donc besoin de plus d'énergie, mais aussi de beaucoup moins d'émissions. Et donc certains éléments sont des possibilités technologiques que nous examinons pour essayer de comprendre s'il s'agit d'une technologie qui pourrait être viable à l'avenir. Et donc, lorsque vous regardez certaines de nos petites prises de participation tandis que nous explorons certains de ces éléments technologiques, comme la Transcanadienne électrique, notre point de vue est que le monde est en train de changer. Nous pouvons faire partie de ce processus. Nous avons donc mis cela en place pour voir quelle serait la réponse, car l'un des plus grands défis avec un véhicule électrique est de pouvoir parcourir de longues distances. Il est clair que les gens peuvent parcourir de courtes distances. Et nous avons jugé que la Transcanadienne électrique était un véritable complément positif.

Mais ensuite, le troisième élément que vous avez mentionné était le parc éolien. Si vous prenez du recul, si vous vous souvenez bien, il y a six ans, nous nous sommes engagés en tant qu'entreprise à réduire l'intensité de nos émissions de gaz à effet de serre de 30 % d'ici 2030. Et je pense que tout le monde sait que, oui, nous pourrions passer beaucoup de temps à réfléchir à nos objectifs. Mais quand nous nous fixons un objectif et que nous l'annonçons, c'est que nous allons y travailler. Ainsi, au cours des huit derniers mois, nous avons pris deux décisions d'investissement qui nous permettront d'atteindre un tiers de ce chiffre, soit 10 %.

C'est donc dire que nous sommes déjà rendus à 10 % sur les 30 % de réductions. Les 10 % suivants sont liés à l'investissement dans la cogénération et au parc éolien que nous sommes en train de réaliser, et la portée des 10 % restants est toujours en train d'être déterminée. Je suis donc persuadé de nous voir exécuter les plans que nous nous sommes engagés à réaliser il y a six ans. Et le parc éolien fait partie de ce plan global. Et il est tout à fait normal, bien sûr, que nous respections les promesses que nous avons faites en nous engageant dans cette voie. Ce que nous savons cependant, c'est qu'en 2030 tout ne sera pas résolu et qu'il y a encore beaucoup à faire. Ainsi, certains de ces éléments technologiques explorent réellement certaines des possibilités pour l'avenir.

Téléphoniste : Notre prochaine question provient de la ligne d'Asit Sen de Bank of America.

Asit Sen (Bank of American Merrill Lynch) : Merci. Bonjour à tous. Je voulais simplement donner suite à la question posée plus tôt. Mark, vous avez donné des chiffres précis sur ces investissements dans les énergies propres, dans le projet éolien de Forty Mile, 300 millions de dollars, 25 % dépensés en 2019 et aussi dans Enerkem avec

73 millions de dollars. La question que je vous pose est la suivante : ces investissements ont clairement été une stratégie à Suncor. Mais pourriez-vous nous dire quelle serait l'ampleur, en termes de dépenses en immobilisations, de ces projets sur une base proportionnelle? Et où voyez-vous cela dans un cadre quinquennal?

Mark Little : Oui. Merci, Asit. C'est le véritable objectif qui est en jeu et, comme je viens de le mentionner, il s'agit de déterminer comment nous allons atteindre l'objectif de 2030 auquel nous nous sommes engagés il y a six ans. Donc, comme vous le voyez maintenant, avec le parc éolien et la cogénération, nous avons fait les deux tiers du chemin – autrement dit, nous avons atteint les deux tiers de ce que nous nous étions engagés à faire.

Il reste donc un tiers. Ainsi, si vous regardez la cogénération, c'était 1,4 milliard de dollars et le parc éolien, 300 millions de dollars, soit 1,7 milliard de dollars pour atteindre 10 %. Mais il est évident qu'il y a beaucoup plus que cela, car il n'y a pas que les gaz à effet de serre; nous pensons que ces deux éléments vont générer de bons rendements pour nos actionnaires et ils ont été réalisés de façon unique afin de pouvoir maximiser cette valeur pour les actionnaires.

Donc, dans ces cas-là, nous dépensons de l'argent et nous trouvons des moyens rentables d'atteindre l'objectif environnemental que nous nous étions fixé. Quand on prend l'exemple d'Energizer, 73 millions de dollars, c'est un développement technologique que nous avons jugé prudent d'explorer pour l'avenir, alors que nous commençons à réfléchir à ce qu'est le monde de l'énergie. Si vous y regardez de plus près, la demande de pétrole brut croît d'environ 1 % par an et cette année, en raison du coronavirus, un grand nombre de personnes croient que la croissance sera négative.

Ce n'est donc pas un marché en croissance et je pense que les gens s'inquiètent du fait que beaucoup d'entreprises parlent d'augmenter la production de pétrole indéfiniment. Nous savons que cela ne peut pas se produire. Nous essayons donc d'explorer l'avenir. Est-ce que nous voyons des sommes énormes y être consacrées, certainement pas dans un avenir rapproché, car nous ne faisons qu'explorer des technologies. Si quelque chose devient commercial et que nous considérons cela comme un investissement, nous pourrions alors tracer une voie d'investissement pour l'avenir. Mais à ce stade du processus, nous ne considérons pas cela comme un élément important. Le parc éolien est quelque chose d'unique en raison de nos émissions en Alberta. Nous pouvons utiliser les crédits d'un parc éolien en Alberta, mais nous ne pensons pas à ce stade que le système éolien terrestre constituera une part importante de notre avenir.

Téléphoniste : Notre prochaine question provient de la ligne de Manav Gupta de Crédit Suisse.

Manav Gupta (Crédit Suisse) : J'ai une question d'ordre plutôt macro-économique. Il y a eu quelques développements la semaine dernière, qui ont été positifs sur le plan réglementaire pour deux des pipelines, l'agrandissement de l'oléoduc Trans Mountain ainsi que la troisième canalisation d'Enbridge. J'essaie juste de comprendre comment vous voyez ces développements. Est-ce qu'ils vous rendent plus optimistes? Et quelles sont vos perspectives quant au démarrage de l'un de ces pipelines dans les deux ou trois prochaines années?

Mark Little : Oui. Merci, Manav. J'apprécie la question. Je pense que depuis que les conversations ont commencé, nous avons toujours été cohérents quant au fait que nous appuyons ces pipelines. La canalisation 3, Trans Mountain ainsi que Keystone XL. Nous avons donc appuyé ces projets en particulier. Nous avons toujours pensé qu'ils iront de l'avant et seront exécutés. Nous avons passé la majeure partie de notre temps à parler et à débattre des échéanciers. En général, nous envisageons des échéances plus éloignées que ce que disent les exploitants de ces oléoducs, car nous savons que dans le monde d'aujourd'hui, il n'y a pas de ligne droite entre deux points quand on essaie de réaliser certains de ces grands travaux d'infrastructure. Mais cela dit, pour la canalisation 3, les autorisations ont été obtenues, la partie canadienne est opérationnelle aujourd'hui. Nous avons donc une capacité d'environ 100 000 barils par jour sur cet oléoduc. Il restera donc 270 000 barils par jour à obtenir avec la levée des derniers obstacles. Il y a une chance que nous puissions voir cela d'ici la fin de cette année. Mais peut-être qu'il y aura d'autres retards. De notre point de vue, nous ne parions certainement pas l'argent de nos actionnaires sur une échéance plutôt qu'une autre. C'est très encourageant de voir que Trans Mountain va de l'avant. Nous apprécions le soutien que le gouvernement fédéral lui apporte. Et c'est bien de voir ce projet en construction.

Et les tribunaux continuent à renforcer et à soutenir cela. Cette décision sera-t-elle contestée? Peut-être le sera-t-elle. Il s'agit d'une décision unanime de la cour. Donc cela nous encourage de voir qu'ils sont sur la bonne voie pour faire exécuter tout cela. Je pense que cela va prendre un peu plus de temps que ce que dit l'exploitant, en considérant uniquement les défis de l'exécution, et peut-être qu'il y aura d'autres contestations judiciaires. Mais une fois encore, nous maintenons notre position selon laquelle cela se fera, même s'il est possible que ce soit un peu plus tard que prévu initialement. Keystone XL est un autre projet qui a obtenu des autorisations importantes récemment. Et donc, nous trouvons cela encourageant. Et il semble que Enbridge [TC Energy] se prépare à aller de l'avant. Donc, de tous ces projets, Keystone XL sera probablement le dernier. Il semble que la canalisation 3 sera réalisée en premier et Trans Mountain au milieu.

Manav Gupta : Et un suivi rapide sur les oléoducs similaires. Nous avons vu l'année commencer, si l'on regarde le mois de décembre, avec des stocks en Alberta qui s'élevaient à 38 millions de dollars. Nous pensons qu'ils ont baissé d'environ 5 ou 6 millions de dollars. À court terme, voyez-vous une augmentation de la capacité ferroviaire, en plus de ce que vous avez mentionné sur Enbridge, pour mieux contrôler les stocks et faire en sorte que la tendance soit à la baisse? Ou bien voyez-vous un scénario où les stocks augmentent en fait et exercent une pression sur les écarts de prix?

Mark Little : Non, je pense que vous allez voir les stocks continuer à diminuer. J'ai vu un autre rapport hier soir qui disait qu'il y avait eu une baisse de près d'un million de barils par rapport à la semaine précédente. Nous faisons donc des progrès dans ce domaine. Nous bénéficierons également d'un certain avantage étant donné que la proportion de diluant dans les mélanges diminuera légèrement avec l'arrivée du printemps. Mais cela dit l'expédition du pétrole brut par rail est économique. Vous voyez donc un grand nombre de chargements. Nous voyons maintenant des volumes records de pétrole être transportés sur les lignes de chemin de fer, ce qui me semble encourageant. Mais dans la mesure où l'écart de prix s'atténue, je m'attends à ce que vous voyiez aussi beaucoup de nouvelles voies ferrées être posées. Il sera donc intéressant de voir comment cela évolue. La production a augmenté en même temps que la capacité ferroviaire en raison de ces quotas de production spéciaux dans les deux provinces. Et nous avons été très reconnaissants de leur soutien et de la mise en place de ce programme. Je pense donc que nous allons voir les stocks continuer à diminuer lentement, mais il n'y a pas si longtemps, nous étions en

dessous de 30 millions de barils et un problème d'oléoduc a ramené nos réservoirs à pleine capacité. Les choses peuvent donc changer rapidement.

Téléphone : Notre prochaine question vient de la ligne de Mike Dunn avec Stifel FirstEnergy.

Mike Dunn (Stifel FirstEnergy) : Merci. Bonjour à tous. Merci de répondre à mes questions. Si vous le permettez, j'aimerais juste demander quelques détails sur le prolongement de l'exploitation minière à la mine de base. Mark, devrions-nous considérer cela comme des extensions du côté North Steep Bank et/ou du côté Millenium de la mine? Et cela sur des terres déjà détenues par Suncor sans envisager de franchir les limites de la concession 29? Et j'aurais ensuite une deuxième question

Mark Little : Oui, la ressource dont nous parlons se trouve sur la rive ouest de la rivière, à l'endroit où se trouve l'usine de valorisation. C'est donc de cette ressource qu'il est question dans la demande que nous déposons et je suppose que cela ne fait que souligner l'importance de ce que j'ai dit à propos du fait que nous ne faisons que déposer une demande pour faire avancer les choses.

Nous sommes loin de la sanction du projet, car nous avons déposé cette demande il y a plus de dix ans en tant que projet d'expansion, en tant que projet de croissance comme l'a été Fort Hills. Maintenant, nous traitons cette question essentiellement comme je l'ai déjà mentionné. Il s'agit simplement d'un projet de maintien. Ainsi, le montant de l'investissement, l'importance des actifs nécessaires pour pouvoir produire cette ressource est nettement inférieur. Nous envisageons de nouvelles technologies sur lesquelles nous travaillons et qui permettraient de réduire davantage la structure des coûts ainsi que les émissions de gaz à effet de serre et autres et de modifier la teneur en carbone du brut, ce qui contribuerait à réduire les émissions de type 3.

Il y a donc des approches technologiques vraiment passionnantes qui sont associées à cela. Cela fait un bon bout de temps que cette ressource fait partie de notre portefeuille. Et donc, c'est un projet pour lequel nous contrôlons la ressource, mais évidemment pas le processus réglementaire. Nous y consacrons toutefois passablement de temps étant donné la façon dont nous voyons les demandes être traitées. Nous allons déposer la demande en fonction de la technologie conventionnelle, comme nous l'avons fait à Fort Hills, parce que nous devons fournir les détails et qu'il est difficile de le faire pour la nouvelle technologie. Mais nous décrivons la nouvelle technologie et les applications pour dire aux gens ce que nous essayons de faire.

Mike Dunn : Très bien. Il s'agit donc de la ressource Voyager South?

Mark Little : Oui, c'est bien cela.

Mike Dunn : D'accord. Et deuxième question : 18 années consécutives d'augmentation du dividende, je pense que dans le passé, vous avez peut-être parlé du prix du WTI qui était nécessaire pour financer le dividende et le capital de maintien. Avez-vous un objectif pour ce que vous pouvez financer? Si c'est le cas, combien cela représente-t-il et comment cela se compare-t-il au dividende et non pas seulement pour les investissements de maintien sur la moitié du cycle, mais pour le cycle complet?

Mark Little : J'y reviendrai peut-être pour clarifier la question du capital de maintien, mais c'est un prix du WTI de 45 \$. Donc, si l'on considère le capital de maintien plus notre

dividende, à 45 \$, nous devrions pouvoir le financer. Et c'est en fait la façon dont nous le modélisons. Ainsi, nous examinons la croissance des flux de trésorerie de l'entreprise, puis nous la comparons à ce point de référence pour nous assurer que cela est abordable, même lorsque les prix sont bas. Voilà donc la méthodologie. Cela n'a pas vraiment changé. C'est ce que nous faisons depuis déjà un certain temps.

C'est intéressant quand vous dites cycle complet et immobilisations de maintien dans la même phrase parce que l'une des joies de nos actifs est que nous avons des cycles très longs. Par exemple, quand nous avons lancé Fort Hills, nous pensions qu'il allait produire et il a une ressource pour produire pendant 50 ans, ce qui est très différent de ce l'on voit avec la plus grande partie des investissements dans notre secteur qui sont des investissements à cycle court dans le schiste. Et donc, essentiellement, pour maintenir les volumes et ainsi de suite, il faut faire des investissements sur un cycle complet 100 % du temps.

Donc, l'un des avantages avec ces immobilisations sur le terrain, étant donné que le cycle est très long, est que nous pouvons maintenir les actifs et continuer à générer des flux de trésorerie. Quand vous dites cycle complet, comme quand la ressource va être épuisée à Firebag, ce qui honnêtement ne se produira pas avant de nombreuses décennies, alors vous devrez commencer à penser au coût fondamental de son remplacement. Ainsi, même lorsque vous regardez Voyageur South et l'exemple dont nous avons parlé, ce n'est même pas un cycle complet, bien que ce soit beaucoup plus élevé que ne le seraient nos investissements de maintien normaux, lorsque nous n'avons pas à construire d'actifs pour accéder à un tout nouveau gisement.

Mais nous pouvons le faire à un coût bien moindre. Pourquoi? Parce que nous tirons parti de toutes les infrastructures qui sont encore sur le terrain. Donc, notre coût actuel, si vous regardez notre capital de maintien, nous considérons qu'il est typique. Ce sera un peu plus durant la période 2020, 2030 et au-delà, lorsque nous déciderons de la manière dont nous allons mettre en place les ressources pour soutenir l'exploitation pendant les quelques prochaines décennies. Mais, à l'heure actuelle, notre capital de maintien se situe vraiment dans cette fourchette de 3 à 4 milliards de dollars. Je dirais 4 milliards de dollars pour les années où une grande activité de maintenance est prévue. L'année prochaine est une année où il aura d'importants arrêts planifiés. Ce n'est pas le cas cette année. Donc les immobilisations de maintien peuvent fluctuer. Lorsque nous considérons nos 45 \$ nous tenons compte d'une certaine normalisation.

Mike Dunn : D'accord, Mark. Ce que je voulais dire par moitié du cycle par rapport au cycle complet est que, historiquement, vous n'avez pas vraiment inclus de dépenses en immobilisations pour votre secteur E et P dans votre définition des immobilisations de maintien. Et puis je pense que c'est l'année dernière que vous avez commencé à exclure de votre définition le forage à partir de toute plateforme d'exploitation de maintien d'une installation DGMV. Donc pris ensemble, il n'y a pas de chiffre parfait pour cela – mais pris ensemble, je situerais ce chiffre plus près de 1 milliard des dollars par an, probablement – sur la période à moyen terme nécessaire?

Alister Cowan : Mike, laissez-moi juste clarifier quelque chose que vous avez manifestement compris à votre façon à ce sujet. Nous incluons en fait notre définition externe de ce qui constitue des immobilisations de maintien, ce qui inclut en fait les plateformes d'exploitation. Nous les incluons lorsque nous calculons notre seuil de rentabilité à 45 \$. Donc, juste pour clarifier cela, les plateformes d'exploitation sont

incluses lorsque nous calculons le seuil de rentabilité à un prix du WTI de 45 \$. Et vous avez tout à fait raison, nous n'incluons pas le secteur E et P. C'est un secteur où les investissements ont lieu de façon très irrégulière et de ce point de vue, ils sont tous rentables à nos yeux. Nous décidons de les faire ou de ne pas les faire. Nous ne les considérons donc pas vraiment comme des projets de dépenses en immobilisations de maintien.

Téléphoniste : Notre prochaine question nous vient de Jon Morrison de CIBC Marchés des capitaux.

Jon Morrison (Marchés des capitaux CIBC) : Pouvez-vous nous parler des fortes dépenses en immobilisations au quatrième trimestre et nous dire si c'était uniquement une question de devancer certaines choses de 2020 au quatrième trimestre, compte tenu de certaines pannes inattendues comme celle à Fort MacKay [Mackay River] où, d'un point de vue logistique, était-il logique d'effectuer ces travaux de maintenance puisqu'il y avait de toute façon des temps d'arrêt? Ou bien y avait-il d'autres facteurs importants en jeu?

Mark Little : Jon, je pense qu'il y a vraiment trois facteurs sous-jacents. Et ce que vous dites, cela s'applique très peu à MacKay, mais je dirais que cela ne fait même pas partie des facteurs. L'un d'entre eux est le fait que nous avons approuvé certains projets en fin d'année et que nous avons commencé à les faire avancer rapidement. Donc, vous avez vu beaucoup de dépenses avec la cogénération et les éoliennes au quatrième trimestre et je ne pense pas que les gens en aient pleinement tenu compte.

L'autre problème, c'est que certaines choses ont subi des retards au cours de l'année. Ainsi, malheureusement, beaucoup plus de capitaux ont été dépensés au quatrième trimestre que ce qui était prévu à l'origine. C'est un domaine sur lequel nous travaillons avec notre organisation parce que nous devons le faire – il est de loin préférable que cela soit proportionnel et c'est un domaine sur lequel nous allons travailler avec l'organisation à l'avenir, mais c'est vraiment cela : une partie des dépenses en immobilisations qui ont été retardées sur certains des projets pour diverses raisons, puis l'ajout de la cogénération et des éoliennes, c'est pourquoi le montant au quatrième trimestre est si élevé. Évidemment, si vous regardez notre fourchette pour l'année prochaine, ce que nous avons fait au quatrième trimestre est caractéristique des trimestres que nous aurons à l'avenir.

Jon Morrison : Serait-il juste de supposer que le quatrième trimestre a une incidence sur 2020 ou les prévisions que vous avez présentées sont-elles en grande partie maintenues?

Mark Little : Non. Nos prévisions de dépenses en immobilisations pour 2020 sont certainement maintenues.

Jon Morrison : D'accord. Alister, pouvez-vous nous dire pourquoi vous avez choisi de réduire la valeur de Fort Hills au cours du trimestre alors que Total ne l'a pas fait, et s'agit-il simplement d'une différence de normes comptables, d'hypothèses de prix ou êtes-vous un peu plus prudent dans la réduction de vos prévisions concernant vos unités génératrices de trésorerie?

Mark Little : Je vais peut-être faire un commentaire à ce sujet, Jon, puis je céderai la parole à Alister pour qu'il nous donne quelques détails. Mais une partie du problème est que lorsque le prix a baissé en 2014, je ne pense pas que les gens se rendaient compte que cela allait littéralement durer des années. Ainsi, lorsque vous regardez la façon dont

nous avons fait le test de dépréciation précédemment, notre coût ou le prix du brut que nous avons utilisé comme hypothèse lorsque nous avons fait ces tests était beaucoup plus élevé. Et donc maintenant vous regardez la situation et oui, les prix du pétrole fluctuent. Dans certaines prévisions ils montent. Dans d'autres prévisions, ils baissent. Mais quand on regarde la situation par rapport à il y a un an, les prix fluctuent littéralement à la hausse et à la baisse, mais sans montrer de réelle tendance. Et quand nous regardons les marchés, nous pensons, eh bien, nous allons rester dans la même fourchette dans un avenir prévisible. Et notre opinion était d'aller tester nos livres par rapport à cela. Et il s'agit en fait d'ajuster les prévisions de prix à la baisse, ce qui représente un ajustement d'environ 10 dollars du prix mondial du brut quand on y regarde de plus près. C'est ce qui a entraîné cette dépréciation.

Alister, voulez-vous ajouter quelque chose?

Alister Cowan : Oui. La seule chose que je dirais, c'est qu'en ce qui concerne l'avenir, nous avons vraiment une vision axée sur les prix. Pour confirmer ce que Mark a dit, je ne peux faire aucun commentaire sur nos partenaires et sur la question de savoir s'ils imputent ou non des charges de dépréciation. Ils ont leur propre point de vue sur les prix. Et n'oubliez pas que chacun a un point de départ différent en ce qui concerne les immobilisations, selon qu'il a acheté à un prix élevé ou non. C'est donc à chaque partenaire qu'il appartient de décider des charges à imputer ou à ne pas imputer.

Jon Morrison : D'accord. J'apprécie votre réponse. Mark, en ce qui concerne les efforts de diversification qui ne sont évidemment pas nouveaux et qui font partie de l'ADN historique, mais qui sont peut-être d'une importance croissante. Avez-vous un seuil de rentabilité différent pour ces projets, peut-être en excluant l'investissement dans Enerkem, qui est de nature un peu différente?

Mark Little : Il faut prendre en compte les différents points de vue sur la tarification du carbone et tout ce qui s'y rattache. Bien que nous ayons des critères différents en fonction des risques, je dirais non, bien que les risques connexes soient souvent très, très différents. Mais il faut garder à l'esprit que bon nombre de ces technologies, qu'il s'agisse d'Enerkem ou de LanzaTech – je ne les considérerais pas comme des technologies commerciales; nous essayons simplement de comprendre comment nous pouvons aller de l'avant et découvrir certaines de ces solutions pour l'avenir. Mais lorsque vous considérez le déploiement commercial de la technologie, nos attentes seront très similaires. Et c'est simplement que les risques que nous prenons en compte sont très différents pour certains de ces investissements.

Jon Morrison : Parfait. J'ai une dernière question. Juste une précision sur la hausse du dividende qui a été annoncée, est-il juste de supposer que c'est l'augmentation qui aurait eu lieu indépendamment du fait que le WTI se situe à 50 \$ ou à 60 \$? Encore une fois, il s'agit simplement d'un calibrage en fonction des prix du cycle complet. Et vous auriez pu être plus à l'aise à un niveau de 60 \$, la hausse du dividende aurait été la même, sans que le prix n'entre en ligne de compte dans la décision?

Mark Little : Oui, nous considérons que c'est juste ce à quoi on s'attendrait. Et où nous nous trouvions dans la fourchette de prix associée n'avait pas vraiment d'importance. Nous considérons que cela fait partie des éléments fondamentaux de nos perspectives en matière de prix.

Téléphoniste : Merci. Ceci conclut la séance de questions-réponses d'aujourd'hui. J'aimerais maintenant repasser la parole à M. Trevor Bell pour le mot de la fin.

Trevor Bell : Parfait. Merci téléphoniste. Nous vous remercions tous de votre présence aujourd'hui. Mon équipe sera là et je serai là toute la journée. Alors, s'il y a des questions que nous n'avons pas pu aborder, veuillez contacter l'équipe. Nous serons heureux d'y répondre.

Sinon, passez tous une bonne journée, et merci.

Téléphoniste : Mesdames et messieurs, cela conclut notre conférence d'aujourd'hui. Merci de votre participation. Vous pouvez raccrocher.