



**Conférence téléphonique sur
les résultats financiers du
premier trimestre 2018 de
Suncor Énergie**

Le mercredi 2 mai 2018

Téléphoniste : Bonjour, mesdames et messieurs, et bienvenue à la conférence téléphonique sur les résultats financiers du premier trimestre 2018 de Suncor Énergie. Je vous rappelle que cette conférence est enregistrée.

J'aimerais maintenant vous présenter l'animateur de la conférence d'aujourd'hui, M. Steve Douglas, vice-président, Relations avec les investisseurs. Vous pouvez y aller.

Introduction

Steve Douglas

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

Bienvenue,

Merci téléphoniste, et bonjour à tous. Bienvenue à la conférence téléphonique sur les résultats du premier trimestre de Suncor Énergie. J'ai à mes côtés ici à Calgary ce matin Steve Williams, notre président et chef de la direction; Mark Little, notre chef de l'exploitation; Alister Cowan, vice-président directeur et chef des finances; et aussi Trevor Bell, qui est en ce moment notre vice-président, Fiscalité, mais qui prendra la relève comme vice-président, Relations avec les investisseurs, après mon départ à la retraite imminent.

Je tiens à vous faire remarquer que les commentaires d'aujourd'hui comprendront des renseignements de nature 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 premier trimestre, ainsi que dans notre notice annuelle courante. Ces deux documents sont disponibles sur SEDAR, EDGAR et suncor.com.

Certaines mesures financières auxquelles nous faisons référence ne sont pas prescrites par les PCGR du Canada et nous en présentons une description dans notre communiqué sur les résultats du premier trimestre. Après les remarques formelles, nous répondrons aux questions, d'abord celles de la communauté financière et ensuite, si le temps le permet, celles des membres des médias. Sur ce, je vais passer la parole à Steve Williams.

Faits saillants des résultats du trimestre

Steve Williams

Président et chef de la direction, Suncor Énergie Inc.

Bonjour et merci de vous joindre à nous. J'aimerais d'abord prendre un moment pour reconnaître les contributions de Steve, qui prend ce qu'il décrit comme une retraite bien méritée après presque 28 ans à Suncor. Les Relations avec les investisseurs sont

manifestement une véritable force ici à Suncor et le leadership de Steve a été grandement apprécié.

J'aimerais aussi souhaiter la bienvenue à Trevor Bell qui fait la transition à son rôle au sein des Relations avec les investisseurs et je sais qu'il fournira un leadership tout aussi fort à mesure que nous continuons de faire connaître le message de Suncor à un actionariat croissant dans le monde.

Maintenant pour ce qui est de nos résultats, le premier trimestre de 2018 a été marqué par les prix moyens du pétrole les plus élevés depuis le quatrième trimestre de 2014. La combinaison des fondamentaux offre-demande favorables et des stocks de pétrole à l'échelle mondiale, qui ont finalement atteint un certain équilibre, a fait en sorte que le sentiment, à la fois au sein de l'industrie et chez les investisseurs, a commencé à changer.

Au Canada, la situation est compliquée par les larges écarts léger-lourd en raison de défis de plus en plus importants sur le plan de l'accès aux marchés. Soit dit en passant, j'aborderai ces écarts plus en détail un peu plus loin, mais pour Suncor, ils n'ont pas d'incidence.

Parmi tous ces développements, je crois qu'il est important de revenir aux principes directeurs qui sous-tendent le message de Suncor et de rappeler l'avantage unique qui nous permet de maintenir notre rendement supérieur. Et il s'agit de constantes qui ne changeront pas avec le cycle des prix du pétrole ou le sentiment des investisseurs.

Comme je l'ai dit à maintes reprises, cela débute avec la gestion rigoureuse du capital. La hausse de la production et des prix du pétrole se traduit par des flux de trésorerie accrus et nous voulons donc maintenir notre accent sur la rigueur dans l'affectation du capital. Nous respecterons nos engagements à réduire les dépenses en immobilisations. Nous éviterons de viser la croissance en tant que fin en soi et allons plutôt augmenter les flux de trésorerie disponibles et les rendements pour les actionnaires. Nous remettrons de l'argent à nos actionnaires par le truchement de dividendes compétitifs et de rachats d'actions fondés sur la valeur.

Notre modèle d'entreprise étroitement intégré est un élément essentiel de l'avantage dont jouit Suncor et c'est quelque chose que nos concurrents ont beaucoup de difficulté à égaler. Nos actifs et notre expertise en matière de valorisation et d'activités intermédiaires, combinés à notre réseau de raffinage et de commercialisation parmi les meilleurs de l'industrie, nous permettent de maximiser la valeur de chaque baril de brut que nous produisons à partir des sables pétrolifères.

Au cours du premier trimestre, l'écart de prix entre le WCS et le WTI a été en moyenne de 24 \$ US par baril, comparativement à seulement 12 \$ US par baril au quatrième trimestre de l'an dernier. Par conséquent, le fait que l'écart léger-lourd a presque doublé n'a eu absolument aucun impact sur nos flux de trésorerie. Permettez-moi de le répéter : le fait que l'écart léger-lourd a presque doublé n'a eu absolument aucun impact sur nos flux de trésorerie.

Ce que nous avons perdu en prix réalisés dans le secteur Sables pétrolifères, nous l'avons entièrement récupéré grâce à nos activités intermédiaires et en aval. Notre modèle intégré et notre forte capacité logistique nous ont entièrement protégés contre les importants problèmes d'accès aux marchés et larges écarts de prix. Nous n'avons perdu aucune valeur; nous l'avons simplement réalisée ailleurs dans la chaîne de valeur et c'est exactement ce que la stratégie est conçue pour faire.

L'excellence opérationnelle est un autre élément clé de notre modèle d'entreprise et malheureusement, les opérations aussi bien à l'usine de base de Suncor qu'à Syncrude n'ont pas répondu aux attentes élevées de Suncor au premier trimestre. Nous devons faire mieux et soyez assurés que c'est ce que nous ferons. Nous continuerons de travailler d'une manière

disciplinée afin d'améliorer la sécurité et la fiabilité, de réduire les coûts et d'assurer la durabilité de nos opérations.

Nous continuerons aussi de mettre à profit la technologie et l'innovation dans toute l'entreprise à l'appui de notre excellence opérationnelle. Et permettez-moi de vous donner un exemple. Après plusieurs années d'essais exhaustifs, nous avons entrepris le déploiement de camions autonomes dans toutes nos mines, une première mondiale pour l'exploitation minière en roche tendre.

Notre mine North Steepback fonctionne déjà avec un parc de camions autonomes. La mise en œuvre de cette technologie se traduira par des opérations minières plus sûres et plus productives, avec un rendement du carburant amélioré et des émissions correspondantes plus faibles. Et cela n'est qu'un exemple parmi une panoplie de technologies qui devraient selon nous stimuler l'excellence opérationnelle dans toute notre entreprise au cours des prochaines années.

Enfin, nous continuons de mettre l'accent sur la croissance rentable de l'entreprise. L'accroissement réussi du taux de production à Fort Hills et à Hebron, en combinaison avec les améliorations continues à Syncrude, entraînera une hausse de la production de 10 % cette année et de 10 % de plus en 2019, et nous sommes certainement heureux des progrès réalisés dans le cadre de nos deux projets de croissance majeurs jusqu'à présent.

Bien que le démarrage de Fort Hills ait été repoussé à la dernière semaine de janvier en raison du temps exceptionnellement froid, nous avons été en mesure d'atteindre le point médian de nos prévisions pour le premier trimestre, réalisant effectivement trois mois de production en février et en mars seulement. Et avec le démarrage de notre deuxième unité d'extraction de solvant le 22 avril, nous parvenons maintenant à exploiter l'installation à un taux supérieur à 150 000 barils par jour.

Avec le démarrage du troisième et dernier train d'extraction prévu pour plus tard ce mois-ci, nous nous attendons à produire au maximum de la capacité bien avant notre échéance originale.

Nous avons connu une expérience similaire à Hebron, où le deuxième puits de production a été mis en service plus tôt que prévu au premier trimestre. Nous avions prévu une production nette moyenne pour l'exercice en cours d'environ 10 000 barils par jour à Hebron. Avec un troisième puits de production maintenant en service, les volumes ont déjà dépassé cet objectif.

Donc le rythme de notre croissance immédiate dépasse les attentes. Et bien sûr, nous avons planifié une série de projets de faible intensité en capital qui augmenteront selon nous nos flux de trésorerie disponibles de plus de 500 millions \$ par année à compter de 2020. Et bien sûr, cela ne tient pas compte des prix du pétrole.

Bon nombre de ces projets font appel à l'application de technologie pour réduire les coûts et améliorer la performance environnementale. Et les exemples vont du remplacement de notre système de chaudières au coke par des unités de cogénération, à l'utilisation d'analyses avancées pour réduire les coûts de maintenance et optimiser le débit des installations, à des mesures plus simples comme utiliser une technologie de capteurs distants, notamment montés sur drone, afin de générer des diagnostics de torche en temps réel et de calculer l'enlèvement des morts-terrains.

Donc, nous avons une grande confiance dans cette série de produits et nous croyons que cela augmentera nos flux de trésorerie annuels de plus de 2 milliards \$ d'ici 2023.

La véritable force de notre plan de croissance pour les cinq ou six prochaines années est notre haut niveau de certitude et le fait que ce plan n'est pas entravé par des problèmes d'accès

aux marchés. Nous disposons d'un accès à des pipelines existants pour écouler la totalité de la production de notre secteur Sables pétrolifères, y compris notre production à Fort Hills. Permettez-moi de le répéter, nous disposons d'un accès à des pipelines existants pour écouler la totalité de la production de notre secteur Sables pétrolifères, y compris notre production de Fort Hills.

Et notre croissance de 2020 à 2023 est surtout liée à une productivité et une efficacité accrues, ainsi qu'à une amélioration des marges. Maintenant cela dit, nous appuyons entièrement tous les projets de pipelines visant à accroître l'accès aux marchés pour les bruts de l'Ouest canadien. Nous croyons qu'il est important pour tous les Canadiens que de nouveaux pipelines soient non seulement approuvés, mais construits et mis en service en temps opportun, en suivant les processus réglementaires canadiens bien définis.

Je dois dire que je suis encouragé par la vigueur du récent soutien exprimé par le gouvernement de l'Alberta et du gouvernement fédéral en faveur de l'agrandissement du pipeline Trans Mountain et j'ai hâte de voir les plans qu'ils annonceront au cours des prochaines semaines. Entre-temps, Suncor fait de solides progrès à mesure que nous exécutons notre stratégie axée sur la croissance et les rendements.

Je vais maintenant demander à notre chef de l'exploitation, Mark Little, de fournir des détails sur nos résultats d'exploitation du premier trimestre. Mark?

Faits saillants des résultats d'exploitation

Mark Little

Chef de l'exploitation, Suncor Énergie Inc.

Formidable. Merci Steve, et bonjour à tous. Comme Steve l'a mentionné, nous avons dû faire face à certaines difficultés opérationnelles au premier trimestre, ce qui a réduit la production à la fois à notre usine de base des Sables pétrolifères et à Syncrude. Cependant, le solide rendement de nos projets extracôtiers et les résultats records du secteur Raffinage et commercialisation ont largement compensé le manque à gagner. Je voulais simplement m'arrêter à un ou deux détails ici.

La production totale du secteur Sables pétrolifères a été en moyenne de 572 000 barils par jour, ce qui représente un recul d'environ 3 % par rapport au premier trimestre de l'an dernier. Et à notre usine de base du secteur Sables pétrolifères, une fuite d'une conduite d'eau a endommagé de l'équipement électrique et entraîné une panne de courant qui a nécessité l'arrêt des installations à la mi-janvier. Cet événement a été compliqué par des conditions météo hivernales extrêmement froides qui ont fait en sorte qu'il a fallu plus de temps pour redémarrer les installations. Nous sommes revenus à des conditions d'exploitation normales en février et je tenais simplement à reconnaître l'excellent travail réalisé par l'équipe pour la reprise des opérations de façon sûre et la gestion de cet événement.

À Syncrude, nous avons dû composer avec une obstruction partielle du pipeline qui transporte du bitume de la mine Aurora North vers les usines de valorisation. Par conséquent, l'usine de Syncrude a manqué de bitume et a été obligée de fonctionner en deçà de sa capacité. Afin de réduire l'incidence de cet événement, l'arrêt planifié de Suncor a été devancé d'environ un mois afin que le problème touchant la conduite de mousse puisse être réglé durant la période de l'arrêt planifié.

Le problème a été réglé avec succès et la conduite est de nouveau en service, avec plusieurs mesures d'atténuation mises en œuvre pour éviter que le problème ne se répète. Nous nous attendons à ce que Syncrude achève l'arrêt planifié et revienne à des opérations normales au cours des deux prochaines semaines.

Les activités in situ ont continué d'être extrêmement fiables, car Firebag et MacKay River ont réalisé une production combinée de 241 000 barils par jour de bitume, ce qui équivaut à 100 % de la capacité nominale.

Comme Steve l'a mentionné tout à l'heure, l'augmentation graduelle de la production à Fort Hills se déroule plus rapidement que prévu et je suis très heureux de l'évolution des résultats. La solide performance témoigne de la grande qualité de la construction et du dévouement et du travail d'équipe de milliers d'employés et d'entrepreneurs, de même que de notre approche par étapes unique de la phase de transfert, mise en service et démarrage qui a tiré parti de l'ensemble de l'infrastructure de Suncor dans la région.

Nous avons mené plusieurs essais de production avant l'hiver dans la partie initiale de l'usine, avant le démarrage de l'extraction secondaire, et nous avons ensuite démarré les deux premières unités d'extraction secondaire de façon progressive au cours des quatre premiers mois de l'année. Avec les préparatifs en cours afin que le dernier train d'extraction secondaire entre en service plus tard ce mois-ci, il est trop tôt pour déclarer victoire. Cependant, je suis très heureux de nos progrès jusqu'ici et je suis de plus en plus persuadé que nous serons en mesure d'atteindre des opérations stables avant l'échéance préalablement annoncée.

La production du groupe E et P devrait dépasser notre fourchette de prévisions, étant donné que l'augmentation plus rapide de la production à Hebron a aidé à compenser les déclinés naturels prévus ailleurs. Comme Steve l'a mentionné, le deuxième et le troisième puits de production ont déjà été mis en service cette année à Hebron. Les activités de forage se sont également poursuivies au premier trimestre à Terra Nova, à Hibernia et à White Rose dans le cadre de notre investissement pour atténuer les déclinés naturels dans le futur.

En aval, une forte demande de produits sur les marchés de gros et de détail nous a permis d'exploiter nos raffineries à des taux records pour le premier trimestre. Le débit de traitement de pétrole brut a été en moyenne de 454 000 barils par jour, ce qui équivaut à 98 % de la capacité nominale. La constitution de stocks en vue de l'arrêt planifié des raffineries au deuxième trimestre a aussi contribué à soutenir des taux d'utilisation élevés.

Un élément clé de l'excellence opérationnelle est une solide gestion des coûts et nous travaillons avec succès à réduire nos coûts d'exploitation à l'échelle de l'entreprise. Les charges d'exploitation de notre secteur Sables pétrolifères ont été de 26,85 \$ par baril au premier trimestre. Les coûts unitaires plus élevés ce trimestre sont largement attribuables à la production réduite et aux coûts de maintenance additionnels associés à la panne que j'ai mentionnée, ainsi qu'aux préparatifs pour l'arrêt planifié de l'U1 qui a commencé au début d'avril.

Il est à noter que les charges décaissées globales pour nos activités in situ ont été en moyenne de 9,55 \$ par baril au premier trimestre. Il s'agit du troisième trimestre consécutif où les charges décaissées sont inférieures à 10 \$ par baril. Les charges décaissées de Syncrude ont augmenté pour atteindre 50,75 \$ par baril. Encore une fois, les coûts accrus ont reflété la production réduite et les charges de maintenance additionnelles.

Nous prévoyons revenir à des niveaux de coûts plus typiques à la fois dans le secteur Sables pétrolifères et à Syncrude après l'achèvement des arrêts planifiés plus tard ce mois-ci. Et nous maintenons nos prévisions, aussi bien pour la production que pour les charges décaissées, inchangées pour l'exercice complet, ce qui reflète notre confiance dans des opérations sûres, fiables et à faible coût durant le reste de l'année une fois que nous aurons achevé les arrêts planifiés actuels.

Dans le secteur E et P, nous continuons de voir une performance exceptionnelle au chapitre des coûts, avec des charges de seulement 5,36 \$ par baril en mer du Nord britannique, tandis que sur la côte Est, les charges d'exploitation ont été ramenées à moins de 10 \$ par baril pour la première fois depuis un an, soit à 9,70 \$ par baril. Finalement, avec un débit de

traitement record au premier trimestre dans nos raffineries, nous avons été en mesure de ramener nos charges d'exploitation à seulement 4,90 \$.

Dans un avenir immédiat, nous mettons l'accent sur l'exécution sûre des travaux dans le cadre de nos arrêts planifiés majeurs et sur le démarrage du dernier train d'extraction secondaire à Fort Hills. La réussite sur ces deux fronts nous mettra en position d'obtenir de solides résultats d'exploitation durant le deuxième semestre de l'exercice. Sur ce, je vais passer la parole à Alister Cowan afin qu'il fournisse des détails sur nos résultats financiers. Alister?

Faits saillants des résultats financiers

Alister Cowan

Chef des finances, Suncor Énergie Inc.

Merci Steve et bonjour à tous. Avec un prix moyen du WTI de 62,90 \$ US et une marge de craquage 3-2-1 au port de New York de 15,50 \$ US par baril, la conjoncture au premier trimestre a été plus favorable qu'elle ne l'avait été depuis passablement de temps.

Maintenant comme Steve l'a mentionné, l'escompte sur le prix du WCS a atteint un niveau très élevé ce trimestre, mais notre intégration nous a entièrement protégés contre le large écart entre le WCS et le WTI. Et simplement à titre de rappel lorsque vous regardez nos résultats, nous utilisons les prix du marché pour transférer la production de nos activités en amont à nos activités de raffinage en aval.

Donc les prix réalisés pour nos bruts de sables pétrolifères, nets des frais de transport, vont de 76,85 \$ CA par baril pour le Syncrude Sweet Premium à 27,57 \$ CA pour le bitume in situ, ce qui reflète l'écart léger-lourd anormalement élevé pour les bruts de l'Ouest canadien. Le bitume PFT de plus grande qualité de Fort Hills a rapporté une prime d'environ 5 \$ CA par rapport au prix réalisé pour le bitume in situ. Par ailleurs, les prix réalisés pour la production extracôtière ont été très proches des prix du Brent, le prix moyen sur la côte Est ayant été de 82,78 \$ CA par baril et le prix moyen en mer du Nord, de 81 \$ CA par baril.

Nos raffineries ont bénéficié du traitement de volumes importants de bruts lourds et sulfureux de l'Ouest canadien et le secteur Aval a réalisé une marge moyenne des raffineries de 30,25 \$ CA par baril, comparativement à la marge de craquage 3-2-1 au port de New York de 19,60 \$ CA par baril.

Grâce à des marges réalisées [inaudible] dans toute l'entreprise, nous avons enregistré de solides résultats financiers une fois de plus ce trimestre. Nous avons généré des fonds provenant de l'exploitation de 2,16 milliards \$ et réalisé un bénéfice d'exploitation de 985 millions \$ au premier trimestre et notre rendement du capital utilisé s'est amélioré pour atteindre 7,8 %, en excluant les projets majeurs en cours.

Nos fonds provenant de l'exploitation pour le premier trimestre ont considérablement dépassé nos dépenses en immobilisations de maintien et nos dividendes, ce qui laisse 755 millions \$ en flux de trésorerie disponibles discrétionnaires à investir dans la croissance et à retourner aux actionnaires.

J'ai dit qu'il y avait quelques éléments inhabituels durant le trimestre qui ont réduit nos fonds provenant de l'exploitation et nos flux de trésorerie PCGR, ou flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation. Les deux mesures ont été réduites d'environ 335 millions \$ en raison du versement annuel de la rémunération à base d'actions que nous imputons aux résultats sur une base trimestrielle, mais qui, sur une base annuelle, a une incidence sur nos flux de trésorerie uniquement au premier trimestre.

De plus, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation sont ajustés en fonction des variations du fonds de roulement hors trésorerie. Maintenant, vous aurez remarqué que le fonds de roulement a augmenté de 1,4 milliard \$ au premier trimestre, ce qui découle en fait d'une augmentation des comptes débiteurs en raison d'un contexte de prix à la hausse, de la constitution de stocks importants en vue d'arrêts planifiés majeurs, ainsi que du paiement d'acomptes provisionnels d'impôts de 2017 qui avaient été différés. Maintenant évidemment, une partie de cette augmentation du fonds de roulement se résorbera au deuxième trimestre et plus tard dans l'exercice.

Comme tout le monde le sait avec le démarrage de Fort Hills et de Hebron, nous arrivons à la fin d'une période de dépenses en immobilisations considérables consacrées à de grands projets de croissance. Donc au premier trimestre, nos dépenses en immobilisations ont totalisé 1,2 milliard \$, dont environ les deux tiers ont été consacrés à maintenir nos activités. Les dépenses du premier trimestre nous mettent sur la bonne voie pour respecter notre fourchette de prévisions de dépenses en immobilisations de 4,5 milliards \$ à 5 milliards \$, soit considérablement moins que notre programme de dépenses en immobilisations de 5,8 milliards \$ en 2017.

Étant donné notre production croissante, nos dépenses en immobilisations réduites et notre gestion rigoureuse des coûts contribuant à des augmentations structurelles de nos flux de trésorerie disponibles, nous sommes à l'aise de retourner davantage d'argent aux actionnaires. Durant le premier trimestre, le dividende de Suncor a été augmenté de 12,5 %, ce qui marque la seizième année consécutive d'augmentations du dividende, et nous avons investi 389 millions \$ pour racheter environ 9 millions d'actions.

Cela a porté le total depuis que nous avons lancé le programme en mai dernier à un investissement d'un peu plus de 1,8 milliard \$ pour racheter plus de 42 millions d'actions de Suncor. Cela représente environ 2,6 % de notre flottant. Le prix de rachat moyen pour le programme à la fin du premier trimestre était de 42,77 \$. Cela est inférieur de plus de 12 % au cours auquel notre action se négocie en ce moment. Plus tard cette semaine, nous entamerons l'exécution d'un nouveau programme de rachat d'actions pour une valeur de 2,15 milliards \$ sur 12 mois.

Nous avons terminé le premier trimestre avec un bilan robuste, dont une encaisse d'environ 2,1 milliards \$ et environ 4,8 milliards \$ en liquidités après le financement d'acquisitions d'environ 1 milliard \$. Notre ratio dette nette/flux de fonds provenant de l'exploitation se situait à 1,7 fois et notre ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 28 %. Nous maintenons bien sûr des cotes de crédit de première qualité.

Les activités d'arrêts planifiés actuellement en cours auront évidemment une incidence sur nos résultats au deuxième trimestre, mais nous en avons tenu compte dans nos prévisions. Tout bien considéré, avec les projets de croissance dont le taux de production augmente plus rapidement que prévu, les programmes de réduction des dépenses en immobilisations sur la bonne voie et les arrêts planifiés majeurs qui devraient se conclure vers la fin du mois, nous devrions être bien positionnés pour un bon deuxième semestre de l'année. Cela dit, je vais redonner la parole à Steve Douglas.

Foire aux questions

Steve Douglas : Eh bien merci, Alister, Mark et Steve. J'aimerais juste mentionner une ou deux choses avant que nous passions aux questions au téléphone. Les prix du pétrole ont connu une tendance haussière durant le premier trimestre. Par conséquent, nous avons eu un gain PEPS de 53 millions \$ après impôts. La rémunération à base d'actions a représenté un coût net pour nous de 82 millions \$ après impôts.

Sur le plan du change, le dollar canadien s'est affaibli de 0,02 \$ entre la fin de l'exercice et la fin du premier trimestre, ce qui s'est traduit par une charge après impôts de 329 millions \$, mais bien sûr cela n'a pas d'incidence sur la trésorerie. Il y a poste au bilan pour nos remboursements anticipés de titres d'emprunts libellés en dollars US.

Nous avons fait référence à nos prévisions pour 2018. Il n'y a pas de changements sur le plan des charges décaissées pour la production ou des dépenses en immobilisations, mais nous avons ajusté les données conjoncturelles pour refléter les prix réels durant le premier trimestre et les prix selon la courbe à terme d'ici la fin de l'exercice. Le seul changement qui en découle est une augmentation de nos impôts en espèces.

Cela dit, 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.

Téléphoniste : Merci. Mesdames et messieurs, si vous désirez poser une question, veuillez appuyer sur l'étoile, puis la touche 1 de votre téléphone. Si on a répondu à votre question ou que vous désirez retirer votre question, veuillez appuyer sur le carré.

Notre première question nous vient de Phil Gresh de JP Morgan.

Phil Gresh (JP Morgan) : Donc première question, Alister, juste une ou deux questions sur le trimestre, si vous le voulez bien. L'une serait si nous regardons – évidemment il y a des effets transitoires et vous les avez à peu près tous abordés. Mais si vous pouviez peut-être quantifier pour nous comment vous voyez les influences négatives liées à la production perdue et les influences négatives liées aux dépenses en immobilisations ce trimestre.

Et deuxièmement, juste au sujet de ce que vous avez dit brièvement sur le fonds de roulement, jusqu'à quel niveau pensez-vous que cette augmentation se résorbera à mesure que nous avancerons dans l'année? Je pensais simplement aux soldes de trésorerie et au bilan.

Alister Cowan : Oui, c'est une bonne question, Phil. Merci de la poser. En ce qui concerne les incidences négatives liées à la production perdue, je dirais que nous les avons estimées à 270 millions \$ du point de vue des flux de trésorerie. Et puis sur le plan de nos dépenses en immobilisations, permettez-moi seulement de souligner – j'ai mentionné certaines des choses clés, mais je vais simplement les quantifier pour vous.

Sur le plan du prix, étant donné l'augmentation du prix entre décembre et mars, cela représente en fait environ 450 millions \$ sur 1,4 milliard \$. Maintenant si les prix restent à leur niveau actuel cela se résorbera. L'échéancier de certains débiteurs a eu un effet. Nous avons vendu le cargo vers – un cargo extracôtier vers la fin de mars, donc cela faisait partie de nos débiteurs. Il s'agit toujours de sommes importantes, comme vous le savez. C'est environ 225 millions \$.

Nous avons constitué des stocks comme nous en avons parlé dans le script, donc cela représente environ 350 millions \$ et cela devrait se résorber au deuxième trimestre à mesure que nous puisons dans ces stocks. Et puis du côté des créditeurs, notre rémunération à base d'actions est payée après le mouvement du fonds de roulement et nous avons aussi versé les acomptes finaux sur nos impôts en espèces de 2017, ce qui a représenté environ 570 millions \$. Donc sur les 1,4 milliard \$, évidemment environ la moitié de cela se résorbera durant l'année.

Phil Gresh : D'accord. Cela est très utile.

Alister Cowan : Et le reste est relié aux prix, donc s'il – si le prix baisse, vous verrez une partie de cela se résorber. Si le prix monte, cela se traduira par une hausse des débiteurs.

Phil Gresh : D'accord, cela est très utile, merci. Je crois que la deuxième question s'adresserait probablement à Mark, juste en ce qui concerne l'augmentation du taux de production à Fort Hills. Vous avez fourni certains détails pour expliquer pourquoi, mais il semble que vous ne soyez pas encore prêts à déclarer victoire. Donc, que vous faudrait-il pour avoir davantage confiance – j'imagine dans le taux de production au cours du deuxième semestre de l'année?

Et si vous pouviez aussi faire le point en nous faisant part de vos plus récentes réflexions sur ce que serait la structure de coûts à long terme de cet actif du point de vue des charges d'exploitation. Je crois que par le passé, vous avez parlé du bas de la plage des 20 dollars, mais simplement en fonction de ce que voyez jusqu'ici si vous avez des détails à fournir.

Steve Williams : Bonjour, Phil. Steve ici. Je vais commencer et rapidement passer la parole à Mark qui pourra nous donner plus de détails. Dans l'ensemble, Hebron et Fort Hills progressent très bien. Je l'ai mentionné en passant, bien que nous ne l'ayons pas mis par écrit. Nous dépassons 150 000 barils par jour à l'installation au moment où nous nous parlons.

Et juste pour mettre cela en contexte avant que Mark fournisse quelques détails additionnels, rappelez-vous que la majeure partie de l'installation est en exploitation. Il ne reste que les dernières sections de l'extraction secondaire à mettre en service et nous avons entrepris le travail pour les deux premières de celles-ci, donc nous avons un niveau de confiance assez élevé.

Sans vouloir couper l'herbe sous le pied à Mark, nous procéderons à la mise en service de la troisième dans deux semaines. Et à en croire notre expérience, nous allons atteindre le plein taux de production à cette installation beaucoup plus tôt que prévu. Donc permettez-moi de passer la parole à Mark.

Mark Little : Excellent, merci, Steve. Oui, Phil, il est intéressant qu'avec Fort Hills, une partie du défi avec l'extraction secondaire est que des parties de l'installation sont entièrement opérationnelles. Nous avons 100 % de la capacité, les systèmes de torche, les systèmes de récupération de solvants et ainsi de suite. Donc ce qui va arriver avec la mise en service du troisième train, c'est qu'au bout du compte, nous allons finir par nous buter à la contrainte de l'installation.

Il y a aura ensuite du désengorgement qui sera déterminé en fonction d'où exactement la contrainte se situe, ce qui est vrai dans toute installation. C'est exactement ce que nous avons vu à Firebag. Et comme Steve l'a mentionné, parce que nous procéderons à la mise en service du troisième train au cours des prochains mois, nous nous attendons à voir des taux stables probablement d'ici la fin du troisième trimestre le temps de réaliser ce travail.

Mais rien n'est acquis tant que la ligne d'arrivée n'est pas franchie et c'est là la mise en garde, car on ne sait jamais où se situera la contrainte et si on va éprouver des problèmes durant le démarrage. Mais tout se passe extrêmement bien jusqu'ici et nous sommes très confiants de pouvoir mener le travail à bien.

Phil Gresh : Excellent. Si je pouvais juste en glisser une dernière pour Steve. Vous continuez de trouver de petites occasions ciblées quand nous examinons le portefeuille. Comment entrevoyez-vous le reste de l'année? Voyez-vous des occasions futures ou est-ce plutôt le statu quo à partir de maintenant selon vous?

Steve Williams : Nous avons mentionné, Phil, que ces 500 millions \$ par année s'ajouteront pour atteindre 2 milliards \$ par année en flux de trésorerie entre maintenant et le début des années 2020. Vous avez vu nos antécédents sur les dix dernières années. Nous promettons moins et faisons plus, voilà notre plan.

Vous ne nous avez pas vus modifier nos prévisions en fonction des défis opérationnels auxquels nous avons été confrontés et c'est parce que nous sommes très confiants de pouvoir atteindre nos résultats grâce à notre excellence opérationnelle durant le reste de l'année et cela inclut la poursuite de certains de ces projets.

Donc pour Fort Hills – comme Mark l'a mentionné, ils obtiendront les résultats escomptés entre les deuxième et troisième trimestres. Nous n'allons pas changer les prévisions; nous rapporterons les résultats une fois nous les aurons réellement atteints. Syncrude progresse très bien. Je crois que Mark l'a mentionné assez brièvement dans sa mise à jour, mais nous avons déjà réglé ce problème [inaudible] de pipeline que nous avons, donc nous sommes pleinement confiants d'avoir tourné la page.

Nous devons demeurer réalistes, mais nous sommes prudemment optimistes quant à nos chances de dépasser les prévisions cette année. Donc oui, vous verrez de l'amélioration continue. Vous aurez la chance de voir ce dont nous sommes capables au troisième et quatrième trimestres à mesure que nous éliminons les entraves à ces opérations.

Phil Gresh : D'accord, vous m'excuserez. Je faisais juste référence à des occasions ciblées du côté des acquisitions, si vous voyez d'autres occasions futures ou s'il s'agit simplement d'exploiter l'entreprise comme à l'habitude.

Steve Williams : Je commencerais en disant que nous aimons beaucoup le scénario de base. Nous avons une croissance de 10 % cette année, une croissance de 10 % l'an prochain, et puis 500 millions \$ par année. Nous gardons un œil attentif sur le marché, mais nous sommes dans une excellente situation, où le scénario de base est tellement bon que nous ne faisons aucune démarche active. Il y a encore beaucoup de vendeurs dans le marché. Nous restons à l'affût; nous n'avons rien d'imminent toutefois dans notre ligne de mire pour l'instant.

Phil Gresh : D'accord, parfait. Merci beaucoup.

Guy Baber (Simmons & Company) : Premièrement, Steve Douglas, félicitations pour votre excellent travail durant votre mandat. J'espère que votre avenir sera rempli de beaucoup de golf et de beaucoup d'endroits réellement intéressants.

Steve Douglas : Je suis sûr que cela sera le cas, merci.

Guy Baber : Et puis pour mes questions, je voulais parler un peu plus de la résilience face à l'écart léger-lourd ici. Donc vous avez souligné l'absence d'impact sur les flux de trésorerie durant le trimestre. Pouvez-vous peut-être parler un peu plus de votre performance supérieure par rapport au cadre que vous avez fourni d'une sensibilité de 25 millions \$? Peut-être donner certains exemples de ce que l'équipe des activités intermédiaires et de la commercialisation fait dans ce domaine, ce qui est assez impressionnant, et nous dire si cela peut être maintenu pendant le reste de l'année.

Et puis pouvez-vous parler peut-être à un niveau élevé de la façon dont vous voyez cette sensibilité évoluer au cours des deux prochaines années et dans quelle mesure votre équipe pourrait-elle mettre en place des plans pour continuer d'atténuer certaines de ces incidences défavorables liées aux écarts?

Steve Williams : Je vais débiter et je suis certain que les gars vont prendre la relève et m'aider avec certains des détails. Premièrement, c'est de cette façon que nous l'avons conçue, pas parce que nous sommes clairvoyants et pouvons la voir, mais parce que notre stratégie est une stratégie intégrée. Et nous mettons en équilibre avec le bitume que nous produisons au Canada les activités de valorisation et les activités en aval. Nous n'arrivons pas à un équilibre parfait, mais nous atteignons des ratios d'environ 70 % à 80 % par rapport à la production en amont, ce qui explique pourquoi nous avons évité de dire que nous n'aurions plus jamais d'exposition à l'avenir.

Mais vous pouvez supposer que nous avons déjà acheté - cela faisait partie de la stratégie - l'accès à long terme aux pipelines pour écouler la production de Fort Hills. On ne parle donc plus d'une exposition nulle aux écarts à partir de maintenant, mais vous pouvez voir que grâce à l'intégration des actifs physiques que nous avons et à la gestion des activités intermédiaires, nous avons pu nous isoler entièrement de cet effet au cours du premier trimestre.

Et nous avons mis - c'est un chiffre impossible à fournir de façon exacte, car il dépend réellement du marché le jour donné. Mais nous avons mis ce que nous croyons être un chiffre très prudent dans la dette calculée par les RI qui est celle dont vous parlez. Mais nous ne nous attendons à voir aucune exposition importante à l'écart léger-lourd d'un pic à un autre.

Au moment d'envisager des fusions et acquisitions, nous devons nous demander si nous sommes prêts à accepter une plus grande exposition à ce facteur. Et quand nous cherchons des occasions, nous en tenons compte dans les données économiques. Nous déterminons ce que ces écarts seront et pendant combien de temps ils se situeront à ce niveau.

Nous avons vu - juste quelques commentaires et ensuite les gars pourront ajouter les leurs - nous avons vu d'importantes fluctuations à la hausse de ces écarts au cours des derniers mois. Nous croyons que lorsque les contrats de transport par rail commenceront à être négociés, les écarts pourraient ne pas être aussi élevés. Mais nous nous attendons quand même à ce qu'il y ait d'importants écarts léger-lourd jusqu'à ce que les pipelines soient construits, car le chemin de fer est encore plus coûteux que les pipelines.

Et bien sûr, la réglementation annuelle de 2020 commence à exercer une pression ici aussi. Donc nous aimons notre position. Si nous recourons à des fusions et acquisitions dans le futur, nous incorporerons potentiellement davantage d'exposition s'il s'agit de pétrole lourd sans l'intégration correspondante avec des activités en aval. Et nous croyons que les écarts vont demeurer modérément élevés pendant un certain nombre d'années jusqu'à ce que les pipelines soient construits. Je ne sais pas si un de vous veut ajouter quelque chose.

Alister Cowan : La seule chose que j'ajouterais à cela, Steve, est que nous avons évidemment accru le taux de production à Fort Hills au cours du trimestre. Nous avons expédié des produits jusqu'à la côte du Golfe, par l'intermédiaire de notre accès existant à Keystone, donc évidemment nous ne sommes pas exposés à l'écart à Hardisty. Nous bénéficions par conséquent des prix de la côte du Golfe pour nos produits, de sorte que cela fait partie des éléments à considérer, c'est un facteur positif.

Et vous voyez la prime dont nous avons parlé et que nous obtenons pour le bitume PFT de 5 \$ CA. Ce n'est pas sans importance d'obtenir, par rapport à notre prix pour le bitume in situ de 27 \$, une prime de 5 \$ pour le bitume de Fort Hills. Il s'agit donc d'un bitume attrayant qui rapporte une prime élevée exactement comme le prévoyions.

Guy Baber : Très utile les gars. Autre question, étant donné le niveau actuel des prix du pétrole, en présumant qu'ils se maintiennent, une fois que vous aurez achevé les arrêts planifiés, le deuxième semestre de l'année s'annonce plutôt bien. Vous devriez par conséquent générer beaucoup de flux de trésorerie disponibles.

J'aime beaucoup la diapositive 11 dans votre jeu où vous exposez les priorités fondamentales pour les flux de trésorerie disponibles au fil du temps. Mais si nous pensons spécifiquement à la deuxième partie de l'année, pourriez-vous peut-être nous expliquer comment vous envisagez d'utiliser les liquidités excédentaires? Et en particulier, pourrions-nous voir les dépenses en immobilisations commencer à augmenter légèrement si vous deviez mettre plus d'argent dans l'entreprise? Ou comment verriez-vous des dépenses en immobilisations un peu plus élevées par rapport à davantage de rachats d'actions? J'apprécierais toute précision que vous pourriez apporter.

Steve Williams : Oui, Guy, je vais juste faire quelques commentaires ici. Nous pensons vraiment ce que nous disons quand nous parlons de gestion rigoureuse du capital. Notre budget de dépenses en immobilisations cette année, indépendamment du prix du pétrole, devrait être de 4,5 milliards \$ à 5 milliards \$. Nous n'allons pas changer de cap brusquement. Nous avons un programme de dépenses en immobilisations bien établi, nous avons des projets en cours de développement et le profil de dépenses en immobilisations dont j'ai parlé couvre cela.

Donc si vous considérez l'exercice en cours avec les flux de trésorerie disponibles, car je ne suis pas en désaccord avec votre analyse, nous utilisons les rachats d'actions pour gérer cette variation cyclique à court terme des flux de trésorerie entrants. Et puis de façon générale, nous essayons d'ajuster les dividendes annuellement en fonction de la façon dont s'annonce le profil de flux de trésorerie fondamental sous-jacent.

Il est clair que les dividendes sont du ressort du conseil d'administration, mais vous pourriez vous attendre à voir les dividendes continuer d'augmenter d'une année à l'autre à mesure que la capacité bénéficiaire de la Société s'accroît. Et vous nous verrez recourir à des rachats d'actions comme autre moyen de redistribuer ces surplus.

Guy Baber : Merci beaucoup.

Greg Pardy (RBC Marchés des Capitaux) : Bonne route, M. Douglas. En fait, on a répondu à bon nombre de mes questions, mais peut-être est-ce davantage une question pour Mark Little. Pourriez-vous nous en dire un peu plus sur l'arrêt planifié à Syncrude? Et puis spécifiquement – je crois que c'est l'un de trois cokeurs ou l'un de quatre cokeurs qui est à l'arrêt en ce moment. Donc dans quelle proportion exactement Syncrude est-elle à l'arrêt à ce moment-ci?

Mark Little : Oui, c'est l'un de trois cokeurs qui est à l'arrêt. En fait, c'est un événement annuel. C'est ce que nous faisons – chaque année, le plan est d'arrêter l'une de ces unités. Il s'agit par conséquent d'un arrêt planifié. Et le seul ajustement qui a été apporté est que nous l'avons devancé quelque peu pour gérer cette restriction liée au pipeline.

Nous retirons le coqueur du service, nous nettoyons l'unité et enlevons le coke, nous réapprovisionnons l'unité et nous la remettons en service. La maintenance et le travail que nous faisons sont quelque chose de très routinier. La seule chose différente par rapport à ce qui était planifié était cette restriction. Et nous nous disions qu'au lieu de fonctionner au ralenti en attendant d'entreprendre un arrêt, nous ferions aussi bien de mettre l'actif hors service, car nous n'utilisons pas entièrement les actifs de toute façon.

Greg Pardy : D'accord, c'est très bien. Une dernière rapidement de ma part. Vos frais de prospection au premier trimestre sont très bas; ils ont été de l'ordre de 9 millions \$ environ. Que faites-vous du côté de l'exploration, que ce soit en mer du Nord ou sur la côte Est du Canada, je suis simplement curieux de le savoir?

Mark Little : Eh bien, c'est intéressant, Greg, une des choses que nous constatons et un des avantages de notre entreprise, c'est que nous avons cet espace de ressources massif. Vous avez vu nos transactions, par exemple, lorsque nous avons pris une participation dans Rosebank. À notre avis, nous pouvons acheter des ressources en quantités commerciales pour sensiblement moins cher que les coûts de découverte des autres entreprises et nous pouvons ensuite les commercialiser afin de générer un rendement commercial pour les actionnaires.

Donc à ce stade-ci, nos activités d'exploration sont très limitées. Dans certains cas, le travail que nous faisons porte sur des actifs existants ou l'amélioration des études sismiques 3-D et ce genre de choses. Donc, nous mettons un accent très minime sur l'exploration en ce moment et cela est intentionnel.

Greg Pardy : D'accord, c'est très bien. Merci beaucoup.

Roger Read (Wells Fargo) : Je suppose que l'une des choses peut-être qui n'a pas vraiment été abordée dans le segment initial – et je sais que cela dépend de l'accès aux pipelines – mais au sujet de la réplication, de votre objectif d'atteindre le seuil de rentabilité à un prix du WTI de 50 \$, où en êtes exactement à ce stade-ci selon vous? Quels sont les plus gros obstacles à surmonter selon vous pour parvenir à vos fins? Et bien évidemment, supposons qu'il s'agisse d'un événement post-2020 étant donné ce qui se passe dans le monde des pipelines.

Steve Williams : Je veux dire, si vous considérez la façon dont ce calendrier s'échelonne, cela semble – l'échéancier fonctionne très, très bien pour nous. Donc nous continuons à travailler sur les détails de la réplication et sur la conception, mais cela s'annonce très prometteur. Nous commençons déjà à nous approcher des plages où nous pourrions approuver ces projets.

Mais comme vous le dites, nos plans seraient qu'il n'y ait pas d'investissement majeur dans les sables pétrolifères du Canada avant de voir une amélioration dans la position concurrentielle de l'industrie. Et l'un des gros éléments de cela est l'accès aux marchés. Nous avons par la suite un certain nombre de projets qu'il nous sera possible d'exécuter et nous croyons que ceux-ci rapporteront de bons rendements.

Donc la technologie progresse bien, les plans progressent bien et nous devons voir certains de ces pipelines se concrétiser. Et comme je l'ai dit dans mes remarques d'ouverture, cela nous rassure que les gouvernements provincial et fédéral mettent leur pied à terre et se montrent prêts à relever dès maintenant ces défis reliés aux pipelines. Et nous avons hâte de voir au cours des prochaines semaines ce à quoi exactement ces plans ressembleront.

Mais cela fonctionne très bien. Donc, comme je l'ai dit, nous avons une croissance d'environ 10 % cette année, 10 % l'an prochain. Nous avons ces 500 millions \$ par année qui s'additionnent jusqu'au montant de 2 milliards \$ d'ici 2023. Et puis nous avons cet ensemble de produits qui s'ajouteront. Toute cette séquence paraît très solide en ce moment.

Roger Read : Oui, sans aucun doute, une très bonne visibilité sur ce front. Ma question suivante serait : que surveillez-vous en ce moment en termes de pipelines? Que voulez-vous voir comme actions de la part des deux gouvernements, provincial et fédéral? Et que voyez-vous comme plus probable, l'accès vers le sud ou l'accès par la côte Ouest – dans l'ordre?

Steve Williams : Premièrement nous devons voir – en particulier le gouvernement de l'Alberta et le premier ministre lui-même sont venus visiter Fort Hills. Nous avons passé considérablement de temps avec eux à discuter des défis concurrentiels auxquels l'industrie est confrontée et de qu'il nous faudrait voir pour acquérir la confiance qui nous permettrait de commencer à affecter du capital dans la région.

L'un de ces défis a de toute évidence l'accès aux pipelines, car nous ne voulons pas que ces nouveaux projets aient à supporter le fardeau de certains de ces écarts. Donc il faudrait – la mesure simple sera que nous voulons commencer à voir ces pipelines mis en chantier et construits.

En ce qui concerne mon degré de confiance – je ne pense pas avoir été plus confiant au cours des cinq dernières années que ces pipelines allaient être construits. Je pense que TMX sera construit, je pense que la canalisation 3 sera construite et je pense que les autres pipelines vers le sud seront construits. Je suis donc fortement encouragé.

Roger Read : D'accord, merci. Et Steve, j'ai oublié de le mentionner au début, mais félicitations et j'espère que vous aurez une belle retraite.

Steve Douglas : Merci beaucoup, Roger.

Neil Mehta (Goldman Sachs) : Steve, félicitations. J'ai hâte de célébrer avec vous en personne la semaine prochaine. La première question que j'avais traitée à la nouvelle réglementation de l'OMI à compter de 2020. Vous avez fait allusion, Steve, dans vos commentaires à l'impact que cela aurait sur l'écart léger-lourd. Mais je voulais parler de la façon dont vous voyez cela d'un point de vue macro-économique tant pour l'écart léger-lourd que pour la marge de raffinage, mais aussi parler spécifiquement de votre entreprise, car en théorie, vous devriez être un bénéficiaire net étant donné vos activités en aval.

Steve Williams : Permettez-moi de commencer puis je vais demander à l'autre Steve de dire un mot. Vous avez raison, d'un point de vue macro-économique pour Suncor, nous croyons qu'en fin de compte nous allons en fait bénéficier de l'introduction de cette réglementation de l'OMI en 2020. Et cela est attribuable aux rendements en carburant diesel de notre baril moyen à l'échelle de la Société et à notre conviction que la demande et les prix pour ce carburant seront relativement élevés. Donc dans l'ensemble, l'incidence pour Suncor est positive et je vais laisser Steve vous parler des tendances.

Steve Douglas : Oui, je crois qu'il y a trois choses qu'il faut considérer. L'une est que les écarts léger-lourd devraient être considérables. Nous avons déjà parlé du fait que nous sommes réellement protégés contre les écarts léger-lourd en raison de notre intégration et en raison de la quantité réelle de bitume que nous valorisons ou raffinons.

Le deuxième élément n'est pas souvent abordé et c'est le fait que le pétrole brut synthétique peu sulfureux offre de très, très bons rendements en distillats. Donc je m'attendrais à qu'il soit en demande et qu'il rapporte un bon prix par rapport à celui du pétrole de réservoir étanche qui est davantage un brut pour la production d'essence et qui ne contient pas la même fraction de distillats.

Et puis la troisième chose est que nous produisons beaucoup, beaucoup plus de ces distillats à faible teneur en soufre dans nos raffineries que nous produisons de combustibles de soutes. Donc, même si un escompte élevé s'appliquera aux distillats à teneur élevée en soufre, nous produisons des volumes considérables de distillats à faible teneur en soufre et nous devrions bénéficier des marges accrues. En fait, nous voyons cela comme un facteur positif assez important sur une base nette pour Suncor.

Neil Mehta : Je ne sais pas si vous pouvez faire des commentaires à ce sujet, l'un ou l'autre des Steve, mais pour les besoins de votre planification, quel chiffre utilisez-vous au début des années 2020 du point de vue de l'écart léger-lourd, WTI versus WCS, par suite de la nouvelle réglementation de l'OMI?

Steve Douglas : Je crois que nous avons 25 \$ dans le plan pour cette période de 2021-2022. Et je crois que cela est basé sur un prix du brut de 80 \$.

Neil Mehta : D'accord, c'est excellent. Et comme autre question, je voulais juste savoir comment vous voyez le côté coûts de l'équation. Nous avons – chaque trimestre depuis les quatre dernières années nous avons révisé à la baisse notre coût par baril. Les prix du brut commencent en fait à monter maintenant. Nous rapprochons-nous d'un point où nous devrions commencer à penser à l'inflation des coûts sur la base d'un coût unitaire pour votre portefeuille au cours des deux prochaines années?

Steve Williams : Je ferais juste un commentaire général. Dans le monde réel, nous ne voyons pas beaucoup de pression sur les coûts au moment où nous nous parlons. Et si nous regardons les réductions de coûts que nous avons déjà apportées, nous avons toujours dit qu'elles atteignaient 60 %, 70 % et même dans certains cas 75 % selon le secteur. Mais les

coûts sont largement systémiques et ne sont donc pas réversibles. Nous ne nous attendons pas à voir d'augmentation importante.

Nous avons encore d'autres réductions à apporter dans le cadre de nos programmes. Alors, si vous pensez à l'automatisation, lorsque l'automatisation du parc de camions sera terminée, nous croyons que cela représente une valeur d'environ 1 \$ par baril pour nous sur ces barils. Donc, nous avons encore des programmes en place qui exercent une pression à la baisse sur les coûts.

Nous n'avons pas fait de mise à jour pour Fort Hills, car il est encore trop tôt, mais il est évident que nous aurons une bien meilleure idée lorsque nous commencerons à nous rapprocher de la pleine capacité. Et tout ce que je dirais c'est que les premiers signes sont très encourageants. Et entre vous et moi – nous ne le mentionnons pas à trop de personnes – la cible que nous avons fixée pour l'entreprise est de 20 \$ le baril.

Neil Mehta : D'accord, c'est excellent. Merci.

Steve Williams : Et cela s'applique à l'ensemble du secteur Sables pétrolifères. Nous croyons toujours que 20 \$ par baril est une possibilité. Nous avons encore du travail à faire pour y arriver et cela concerne la fiabilité. Mais nous voyons toujours cela comme une possibilité. Et l'équivalent pour Syncrude est que nous croyons toujours, avec le travail que l'équipe de Mark fait en ce moment, que nous pouvons atteindre une fiabilité de 90 % et 30 \$ par baril d'ici 2020.

Neil Mehta : C'est très bien. Merci les gars.

Amir Arif (Cormark Securities) : Juste quelques questions pour vous. Au sujet des 500 millions \$ d'augmentation des flux de trésorerie, Steve, que vous avez mentionnés par suite de vos initiatives sur le plan opérationnel et des marges que vous entreprenez. Juste par curiosité, combien de capital serait nécessaire pour réaliser cela? Je comprends que c'est sur trois ans.

Alister Cowan : Cela représente très peu de capital. Nous envisageons vraiment des immobilisations minimales, des dépenses de faible intensité pour réaliser beaucoup de technologie. Cela sera en fait couvert par les cibles de dépenses en immobilisations de 4,5 milliards \$ à 5 milliards \$ que vous prévoyons.

Amir Arif : D'accord et est-ce que cela – il semble que cela provienne de nombreux petits projets. Verrons-nous des augmentations d'un seul coup ou est-ce que ce sera plutôt linéaire sur ces trois années en termes d'augmentation des flux de trésorerie?

Alister Cowan : Il s'agit de nombreux petits projets, donc nous pouvons nous attendre à ce que cela soit relativement linéaire.

Amir Arif : D'accord, c'est bien. Et puis à Fort Hills, le volume de production, encore à nouveau vigoureux, a été d'un peu moins de 30 milliers de barils par jour, tandis que les volumes de vente ont été de seulement 8 milliers de barils par jour. Est-ce dû au démarrage normal, question de remplir les réservoirs et de remplir les canalisations? Ou retenez-vous activement la production en fonction du marché du bitume?

Alister Cowan : Non, c'est exactement ce que vous avez dit au début. Vous démarrez la production et vous devez remplir vos conduites et remplir vos réservoirs. Nous avons démarré la production et puis nous avons commencé à vendre au début de mars après avoir rempli les conduites et les réservoirs, c'est exactement ça.

Amir Arif : D'accord. Et en ce qui concerne le prix réalisé à Fort Hills spécifiquement, il est supérieur au prix réalisé moyen par les autres installations de sables pétrolifères. Y a-t-il une différence de qualité entre ce bitume à Fort Hills et le bitume que vous produisez ailleurs?

Mark Little : C'est une excellente question, Amir. L'une des choses que nous faisons avec le bitume de Fort Hills est que nous rejetons littéralement les 10 % inférieurs du baril et enlevons une bonne partie du carbone et le remettons dans le sol. Donc au lieu d'attendre qu'il devienne un gaz à effet de serre et de dépenser ensuite beaucoup d'argent à essayer de trouver des façons de le remettre dans le sol ou de le contenir ou de le compenser, nous rejetons le carbone dès le départ.

Par conséquent, la qualité du bitume qui se retrouve sur le marché est bien supérieure à celle d'un baril de bitume normal. En fait, sur la base du cycle de vie complet, il produit essentiellement les mêmes émissions de gaz à effet de serre que le baril moyen raffiné aux États-Unis, contrairement à ce que beaucoup de personnes pensent des sables pétrolifères. Donc ce bitume est de très bonne qualité, la structure de ses rendements en produits est meilleure et ses émissions de gaz à effet de serre sont plus faibles.

Amir Arif : D'accord, cela est intéressant. Et puis juste une dernière question sur le secteur Aval. Les marges de craquage sont élevées et vous fonctionnez déjà à un taux d'utilisation de 98 %. Y a-t-il des occasions ou cela fait-il partie des initiatives sur lesquelles vous vous penchez en termes d'augmentation de la capacité et que vous pourriez être en mesure de réaliser dans le secteur Aval?

Mark Little : L'une des choses que nous examinons est exactement cela, c'est-à-dire quelle augmentation de la capacité est possible et comment cela s'intègre avec les marchés dans les différentes régions et ainsi de suite. Donc, c'est quelque chose que nous étudions dans le cadre de notre processus de planification.

Amir Arif : Croyez-vous que vous puissiez accroître la capacité de quelques points de pourcentage sans...?

Mark Little : Il y a certainement des possibilités de ce côté. Nous cherchons entre autres à déterminer où se trouvent les meilleures occasions pour l'entreprise et en quoi elles sont pertinentes compte tenu de tous les écarts et des conditions de marché que nous prévoyons, ainsi que de la façon dont les marges de craquage évolueront selon nous. C'est donc le débat en cours. Évidemment, nous n'avons encore rien annoncé, c'est quelque chose qui est toujours à l'étude.

Joe Gemino (Morningstar) : Vous avez mentionné que vous ne feriez pas d'investissement dans le secteur des Sables pétrolifères tant que vous ne verrez pas de façon claire quelque chose qui améliore l'environnement. Dans ce scénario, comment voyez-vous déployer votre encaisse? Est-ce que vous augmenteriez alors vos achats d'actions? Est-ce que vous augmenteriez alors le dividende?

Steve Williams : Oui, je crois que notre affectation du capital sera assez claire. Notre taux courant pour le capital de maintien et les petits programmes de croissance progressive dont nous avons parlé se situe dans cette plage de 4 millions \$ à 5 millions \$ par année. Donc cela sera une constante le long du parcours. Les dividendes sont éternels en ce qui nous concerne.

Alors pour le long terme – nous aimerions pouvoir verser notre dividende à un prix du brut très bas. Cela n'est pas soumis au cycle de prix des marchandises. C'est pourquoi nous l'augmentons de façon constante. Nous en sommes maintenant à notre seizième année d'augmentations du dividende et le reste se fera sous la forme de rachats d'actions. C'est donc dire que nous ne prévoyons pas faire d'investissement majeur au Canada avant d'avoir une certaine clarté quant aux problèmes d'accès aux marchés.

Joe Gemino : Excellent, merci.

Harry Mateer (Barclays) : J'apprécie les commentaires que vous avez faits plus tôt au sujet des variations du fonds de roulement. Je voulais simplement clarifier la situation en ce qui a trait au solde de votre dette à court terme, elle a augmenté quelque peu. Avez-vous l'intention de la capitaliser ou est-ce que vous rembourserez ce solde avec le temps à mesure que le fonds de roulement se résorbe?

Alister Cowan : Oui, cela était un événement planifié. Et nous avons hâte de voir nos flux de trésorerie entrer, nous nous positionnons pour être certainement en mesure de rembourser cette dette à mesure que le fonds de roulement se résorbe et que nous pouvons générer davantage de liquidités vers la fin de l'année et l'an prochain.

Téléphoniste : Merci, cela met fin à notre séance de questions et réponses pour aujourd'hui et à notre conférence téléphonique. Votre appel est terminé pour aujourd'hui et nous vous remercions de votre participation. Vous pouvez mettre fin à la communication. Bonne journée à tous.