



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

Le jeudi 1^{er} novembre 2018

Téléphoniste : Bonjour, mesdames et messieurs, et bienvenue à la conférence téléphonique sur les résultats financiers du troisième trimestre 2018 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. Monsieur, allez-y.

Introduction

Trevor Bell

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

Merci et bonjour. Bienvenue à la conférence téléphonique sur les résultats du troisième trimestre de Suncor Énergie. Steve Williams, président et chef de la direction, Mark Little, chef de l'exploitation, et Alister Cowan, chef des finances, sont avec moi ici à Calgary.

Notez que les commentaires d'aujourd'hui contiennent de l'information prospective. Les résultats réels pourraient différer de façon importante des résultats prévus en raison des divers facteurs de risque et hypothèses qui sont décrits dans notre communiqué sur les résultats du troisième trimestre ainsi que dans notre notice annuelle courante et ces documents sont disponibles sur SEDAR, sur EDGAR et sur 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 troisième trimestre.

Des renseignements sur l'incidence du change, de la comptabilisation PEPS et de la rémunération à base d'actions sur nos résultats sont présentés dans notre rapport aux actionnaires pour le troisième trimestre. À la suite de nos 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. Je cède maintenant la parole à Steve Williams.

Mot d'ouverture

Steve Williams

Président et chef de la direction, Suncor Énergie Inc.

Bonjour et merci de vous joindre à nous. Nous vivons certainement une époque intéressante. Lors de notre conférence du trimestre dernier, j'ai exprimé ma confiance dans notre rendement d'exploitation au deuxième semestre de l'exercice après une période intensive d'arrêts planifiés, en fait, la plus importante de l'histoire de notre entreprise. Je suis très heureux de rapporter qu'au vu de nos solides résultats du troisième trimestre, soit un bénéfice d'exploitation de 1,6 milliard \$ et des fonds provenant de l'exploitation records de 3,1 milliards \$, nous sommes manifestement sur la bonne voie pour répondre à ces attentes.

Notre secteur Sables pétrolifères a réalisé un nouveau record de production trimestriel de 476 000 barils par jour, tandis que notre secteur Aval a affiché un taux d'utilisation de 99 % et généré des fonds provenant de l'exploitation records de 1,1 milliard \$. La valeur de nos activités intégrées est évidente dans nos résultats du troisième trimestre, qui témoignent d'une exposition minimale aux différentiels croissants du pétrole lourd canadien. Permettez-moi de le répéter, je suis certain que c'est un sujet qui sera abordé durant la conférence d'aujourd'hui; nous avons une exposition minimale aux différentiels croissants du pétrole lourd canadien.

La production à Fort Hills s'est accrue à un rythme supérieur à nos attentes et l'installation produit maintenant à plus de 90 % de sa capacité nominale. Il est important de faire remarquer que nous disposons d'un accès par pipeline suffisant pour acheminer la totalité de nos barils de Fort Hills vers le marché, qui s'étend jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique, où nous pouvons obtenir la valeur maximale pour notre produit.

À Syncrude, les trois unités de cokéfaction ont été remises en service comme nous l'avions mentionné lors de notre conférence du deuxième trimestre et les installations sont pleinement opérationnelles avec une production courante de plus de 90 % de la capacité nominale. Je suis également très heureux de pouvoir annoncer que les propriétaires de Syncrude ont convenu en principe des principales conditions commerciales des deux pipelines bidirectionnels entre Syncrude et l'usine de base de Suncor et nous commençons tout juste à travailler sur papier aux contrats détaillés relatifs au projet. Nous croyons que le pipeline est nécessaire pour soutenir la fiabilité à long terme de l'usine et en faisant avancer ce projet, nous confirmons notre conviction que nous pouvons atteindre une fiabilité de 90 % et ramener les charges décaissées à 30 \$ ou moins de façon sûre à Syncrude. Selon les prévisions actuelles, ce pipeline devrait être en exploitation vers la fin de 2020.

Je vais maintenant passer la parole à Mark pour qu'il fournisse davantage de contexte et je suis certain qu'il prendra plaisir à parler de ce qui a été un excellent trimestre.

Faits saillants des résultats d'exploitation

Mark Little

Chef de l'exploitation, Suncor Énergie Inc.

Merci Steve, et bonjour à tous. Comme Steve l'a mentionné, nous avons réalisé le programme de maintenance planifiée le plus important de l'histoire de Suncor au dernier trimestre. Et nos résultats du troisième trimestre reflètent notre accent continu sur l'excellence opérationnelle et l'exécution du travail nécessaire pour assurer une production sûre, efficace et fiable. Nous continuons de croire que nous serons en mesure d'atteindre nos prévisions de production pour l'exercice complet en dépit de plusieurs événements imprévus au premier semestre.

Comme Steve l'a mentionné, la production record du secteur Sables pétrolifères au troisième trimestre a contribué à une production totale en amont de 744 000 barils par jour. La production de nos actifs in situ s'est maintenue au-dessus de la capacité nominale, moyennant des charges décaissées de 8 \$ par baril, ce qui marque le cinquième trimestre consécutif où elles sont inférieures à 10 \$ par baril. De plus, la fiabilité des usines de valorisation dans le secteur Sables pétrolifères a été de 95 %, en dépit de travaux de maintenance planifiés réalisés à l'usine de valorisation 2 vers la fin du troisième trimestre. Ces solides résultats opérationnels ont ramené les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères à 22 \$ par baril, ce qui en dollars US équivaut à moins de 17 \$ par baril.

Fort Hills a produit 69 000 barils par jour, ce qui est conforme à nos prévisions au deuxième trimestre et reflète nos plans visant à accroître la capacité minière. En même temps, nous avons devancé et réalisé certains travaux de maintenance planifiés saisonniers qui étaient programmés pour le quatrième trimestre. Nous avons en outre réalisé un autre essai de capacité à l'installation Fort Hills durant le trimestre et une fois de plus atteint la pleine capacité nominale, à la différence que cet essai s'est poursuivi sur plusieurs jours. Comme prévu, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ont augmenté au troisième trimestre en raison de l'accroissement de la capacité de la mine et de travaux de maintenance additionnels que nous avons devancé et réalisé au troisième trimestre. Fort Hills fonctionne maintenant à plus de 90 % de la capacité nominale et nous prévoyons que l'utilisation atteindra 90 % durant tout le quatrième trimestre.

Syncrude a produit 106 000 barils par jour nets revenant à Suncor, ce qui équivaut à une utilisation de 52 % et reflète la remise en service des installations à la suite de la panne de courant survenue à la fin du deuxième trimestre. Le redémarrage des unités de cokéfaction s'est déroulé conformément au plan que nous avons communiqué à l'origine. Certains travaux de maintenance planifiés à Syncrude prévus à l'origine durant le quatrième trimestre de l'exercice et le premier semestre de 2019 ont été devancés afin de coïncider avec l'échéancier de remise en service. Plus important encore, plusieurs changements ont été apportés afin de faire en sorte que Syncrude ne subissent plus de panne de courant totale si jamais elle était confrontée de nouveau à la même séquence et aux mêmes défis. Nous continuons de faire des progrès sur le plan de la collaboration du personnel et de l'amélioration des processus avec les autres propriétaires. Nous demeurons aussi déterminés à atteindre nos objectifs de fiabilité et de coûts une fois que le pipeline d'interconnexion sera en place.

Les actifs extracôtiers de Suncor ont contribué 92 000 barils par jour à la production du secteur Amont, soit moins qu'au deuxième trimestre, en raison de maintenance planifiée à Hibernia, à Buzzard et à Terra Nova. Nous sommes toujours satisfaits des progrès à Hebron, où la production a atteint 14 000 barils par jour au troisième trimestre et où le forage d'un quatrième puits de production a débuté en septembre. Nous avons plusieurs autres projets de développement extracôtiers approuvés, y compris West White Rose, Fenja, Oda et Buzzard Phase 2, qui ajouteront une valeur additionnelle à notre portefeuille dans le secteur E et P.

Dans le secteur Aval, le débit de traitement de brut a été de 457 000 barils par jour, comparativement à un débit plus faible à cause de travaux de maintenance planifiée de 344 000 barils par jour au deuxième trimestre. La totalité de la maintenance planifiée est maintenant terminée et nous prévoyons que la solide performance opérationnelle se poursuivra au prochain trimestre.

Sur ce, je passe la parole à Alister.

Faits saillants des résultats financiers

Alister Cowan

Chef des finances, Suncor Énergie Inc.

Merci Mark. Durant le trimestre, Suncor a réalisé un bénéfice d'exploitation de 1,6 milliard \$ et des fonds provenant de l'exploitation records de 3,1 milliards \$. Comme l'a mentionné Steve, cela démontre une fois de plus la force de notre entreprise intégrée qui continue de dégager de la valeur dans le contexte actuel de volatilité des différentiels du brut canadien.

La conjoncture qui s'est présentée à nous au troisième trimestre a été quelque peu contrastée. Les prix du Brent et du WTI se sont améliorés, ce qui s'est reflété dans les prix réalisés par nos actifs extracôtiers, ainsi que dans les prix de nos produits de bitume valorisé et de nos bruts lourds qui disposaient d'un accès par pipeline hors de l'Alberta. L'obtention d'une capacité pipelinière engagée a été une décision très stratégique que nous avons prise il y a plusieurs années dans la perspective à long terme d'assurer un accès au marché pour nos importants projets de croissance. L'appui au développement des pipelines par le truchement d'engagements à long terme est essentiel si nous voulons voir de nouveaux pipelines progresser et en bénéficier, pas seulement Suncor mais aussi l'industrie et l'Alberta. Avec un prix réalisé moyen de 64,33 \$CA par baril pour le bitume de Fort Hills, la valeur de cette stratégie, combinée à la qualité améliorée associée aux barils de brut produits par procédé de traitement de mousse au solvant paraffinique (PFT).

Durant le troisième trimestre, le différentiel WTI-WCS a continué d'augmenter. Mais une fois de plus, comme Steve l'a mentionné, cela n'a pas eu d'incidence sur nos résultats, car la marge brute de raffinage a bénéficié des coûts plus bas des charges d'alimentation. Ces solides résultats financiers ont été soutenus par les opérations fiables et les structures de

coûts stables que Steve et Mark ont mentionnées plus tôt. Nous continuons de faire preuve d'une grande rigueur dans l'affectation des flux de trésorerie disponibles discrétionnaires, comme nous l'avons démontré ces dernières années. Nous demeurons rigoureux et centrés sur la gestion des coûts et nous maintenons nos prévisions en matière de charges décaissées et de dépenses en immobilisations.

Durant le trimestre, nous avons renforcé le bilan en remboursant des emprunts à court terme de 1,2 milliard \$ qui avaient été contractés pour financer plusieurs acquisitions, la réalisation des importants arrêts planifiés en début d'année et la mise en production réussie de nos projets de croissance majeurs. Ce remboursement a contribué à ramener notre ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux de 28,5 % à 26,7 % et à accroître les liquidités de Suncor, qui atteignent maintenant environ 6 milliards \$, par rapport à 4,5 milliards \$ à la fin du deuxième trimestre.

Et tout aussi important, nous avons continué de redistribuer de la valeur aux actionnaires par intermédiaire de nos rachats d'action accélérés qui ont totalisé près de 900 millions \$ durant le trimestre. Durant la première moitié du programme d'OPRCNA courant, nous avons racheté environ 37 millions d'actions d'une valeur de 1,8 milliard \$. Nous continuons de voir passablement de valeur dans notre action et nous sommes confiants de pouvoir réaliser la totalité des rachats d'actions de 3 milliards \$ approuvés par notre conseil d'administration d'ici le printemps prochain.

Je vais maintenant repasser la parole à Steve qui fera quelques commentaires en guise de conclusion.

Commentaires finaux

Steve Williams

Président et chef de la direction, Suncor Énergie Inc.

Merci, Alister. Donc avec nos projets de croissance en production, nos actifs intégrés qui fonctionnent de façon fiable et notre accent sur la gestion rigoureuse du capital dans cet environnement de coûts faiblement inflationniste, notre capacité d'accroître les flux de trésorerie disponibles de façon durable est très importante. Dans un tel contexte, notre intention serait d'accroître le dividende, de poursuivre les rachats d'action et d'investir dans notre entreprise, tout cela en maintenant un bilan solide. Nous sommes persuadés que l'élan opérationnel démontré au troisième trimestre se poursuivra et même ira même en se renforçant au quatrième trimestre et en 2019.

Aujourd'hui, certaines personnes pourraient remettre en question la longévité et la vigueur du secteur pétrolier de l'Ouest canadien. Suncor a historiquement pris des décisions d'investir dans la capacité de valorisation et de raffinage en Alberta. Ou autrement dit, nous avons localisé des activités à valeur ajoutée associée aux ressources albertaines en Alberta. Des capitaux importants ont été investis dans l'augmentation de la complexité à notre raffinerie d'Edmonton, l'accroissement de notre capacité de valorisation et le développement de Fort Hills. Et je crois que ces projets démontrent un leadership sur le plan économique, environnemental et social. Ces investissements ont créé des occasions d'emploi pour des dizaines d'employés et d'entrepreneurs et ont généré des retombées économiques importantes pour tous les Albertains et tous les Canadiens.

Nous avons fait ces investissements afin d'atténuer l'incidence des types de défis auxquels fait face le secteur pétrolier canadien ce qui inclut, bien sûr, des différentiels grandissants en raison de l'accès limité au marché. Suncor possède une capacité de traitement de un million de barils, dont la moitié est une capacité de traitement de pétrole lourd en Alberta. La reste de la capacité se trouve dans nos raffineries, qui ont la capacité de traiter du pétrole brut synthétique sulfureux et peu sulfureux et du bitume dilué. En outre, nous disposons de

suffisamment de capacité pipelinère engagée pour transporter la totalité de nos barils de Fort Hills vers le marché. Cet accès s'étend jusqu'à la côte du golfe du Mexique aux États-Unis.

En investissement dans nos actifs en amont et en aval et en adoptant une approche stratégique proactive en matière d'activités intermédiaires, nous sommes en mesure d'atténuer la volatilité des différentiels. À cela s'ajoute le travail de notre équipe de négociation et de logistique expérimentée, qui travaille continuellement à atténuer davantage cette volatilité en tirant parti de la grande flexibilité de nos activités intermédiaires et en aval. Par conséquent, bien que nous conservions une certaine exposition, nos fonds provenant de l'exploitation de 3,1 milliards \$ démontrent clairement que les différentiels ne sont pas un facteur important lorsqu'il s'agit d'exploiter notre entreprise et d'investir dans celle-ci tout en continuant de redistribuer des liquidités aux actionnaires.

La modélisation de l'incidence financière des différentiels sur nos résultats est très complexe et implique de multiples variables et hypothèses. Donc permettez-moi de mettre certains chiffres en contexte pour vous. Bien que les différentiels légers-lourds aient augmenté de façon substantielle par rapport au troisième trimestre, si j'utilise le cours du strip de contrats à terme au quatrième trimestre qui est de 68 \$ le baril pour le WTI, de 29 \$ le baril pour le WCS et de 47 \$ le baril pour le SSB, conjointement avec les volumes de production prévus au quatrième trimestre, nous prévoyons toujours générer au quatrième trimestre des fonds provenant de l'exploitation comparables à nos résultats records du troisième trimestre.

En dernier lieu, je tiens à souligner que notre modèle opérationnel et notre philosophie, indépendamment de la volatilité à court terme, continueront d'être totalement concentrés sur l'excellence opérationnelle, la gestion du capital, la création de valeur à long terme pour les actionnaires et le retour de liquidités à nos actionnaires.

Sur ce, je vais repasser la parole à Trevor.

Questions et réponses

Trevor Bell : Merci, Steve, Alister et Mark. 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 sur 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.

La première question est de Neil Mehta de Goldman Sachs. Votre ligne est ouverte.

Neil Mehta (Goldman Sachs) : Steve, ma première question ici ne vous surprendra certainement pas, elle a trait à la volatilité des prix du brut. Et je crois qu'il y a beaucoup d'investisseurs qui voudraient simplement comprendre les implications du différentiel grandissant du brut synthétique? Combien de barils sont exposés? Et puis comment pouvons-nous circonscrire ce risque? Je crois que votre message aujourd'hui est que vous avez beaucoup de débouchés pour l'atténuer, mais pourriez-vous nous donner un peu plus de détails ce sujet?

Steve Williams : Oui, ce que nous essayons de dire ici c'est qu'il y a une multitude d'hypothèses à poser dans les modèles et que nous sommes très heureux d'examiner cela en détail. Mais pour aujourd'hui, les grands messages sont clairs, si vous voulez. Nous disposons, vous avez raison de le dire, d'un très haut degré de flexibilité. Nous avons une capacité de traitement de un million de barils par jour. Et cela comprend, pensez-y, 550 000 barils par jour de valorisation. Nous avons 100 000 barils par jour à Fort Hills et il s'agit de bitume PFT qui est, en soi, déjà partiellement valorisé. Et puis nous avons 450 000 barils par jour, 460 000 barils par jour de raffinage. Nous avons donc une énorme flexibilité et ce que j'ai essayé de faire c'est d'aller droit au but – je connais le chiffre que tout le monde veut et je suis un peu réticent à le donner, car il ne reflète pas facilement ce qui se passe en réalité. Ce que j'essaie de faire c'est de ramener cela au prix du strip – le prix du strip de contrats à terme que je vous ai donné – et vous montrer et démontrer qu'il a une incidence minimale sur nos résultats au quatrième trimestre. Et nous continuerons de faire des mises à jour à mesure que la situation évoluera. Mais en fait, pour nous, le différentiel est essentiellement non pertinent. Cette question revient sur la table chaque trimestre cette année. Nous n'avons subi pratiquement aucune incidence de ces différentiels. C'est un peu différent maintenant. Nous sommes parmi les mieux placés dans l'industrie pour les gérer. Donc nous essayons de simplifier les choses et de les rendre aussi claires que possible. Cela n'a pas d'incidence importante sur notre rendement. Mais nous serons heureux après la conférence téléphonique de vous expliquer cela plus en détail.

Neil Mehta : Non, c'est très bien, je crois que vous avez été très clair et catégorique dans ce que vous venez de dire. Et le deuxième point concerne les dépenses en immobilisations. J'aimerais que vous repartissiez cela entre les dépenses en immobilisations de croissance et les dépenses en immobilisations de maintien. Et je crois que la fourchette, au cours actuel du pétrole brut, serait d'environ 4,5 milliards \$ à 7 milliards \$, ce qui est une fourchette assez large. En ce qui concerne 2019, si je reste au milieu de cette fourchette, cela représenterait entre 5,5 milliards \$ et 6 milliards \$. Est-ce là un bon aperçu de la tendance des dépenses en immobilisations en 2019 ou avez des réflexions à partager à ce sujet?

Steve Williams : Oui, ce que nous avons tentons d'indiquer dans ce tableau d'affectation rigoureuse du capital est que nous avons un large éventail d'options qui s'offrent à nous. Donc nous avons beaucoup de choix – le cours des actions est relativement bas, ce qui soutient la base des coûts. Et puis nous avons beaucoup d'optionnalité entourant les projets. Et nous essayons de démontrer – vous avez vu ce à quoi ressemble en pratique notre rigueur dans l'affectation du capital. Je crois que vous avez compris les choses exactement comme

nous le voulions. Nous sommes rendus aux dernières étapes du processus et nous annoncerons nos prévisions d'ici la fin de l'année. Vous ne verrez aucun changement important en ce qui concerne les dépenses en immobilisations en 2019. Vous avez en quelque sorte défini la plage que nous essayons d'indiquer à ce stade précoce du processus.

Neil Mehta : Et Steve, je crois que la dernière question de ma part est qu'en modélisant vos données pour les deux prochaines années, nous arrivons – à la courbe vous générez davantage de flux de trésorerie disponibles après le dividende que le rachat d'actions de 3 milliards \$ ne le laisserait supposer. Y a-t-il un scénario; si nous demeurons dans un contexte de prix de 70 \$ à 80 \$ pour le Brent, où le programme de rachat d'actions pourrait être revu à la hausse?

Steve Williams : Bien sûr, ce que je dis toujours c'est que nous avons bien démontré nos principes d'affectation du capital. Nous voyons un réel avantage stratégique à maintenir un bilan sain. Nous avons démontré par le passé que cela nous permettait de vendre à prix élevé et d'acheter à prix bas. C'est pourquoi nous maintenons un bilan sain dans cette industrie cyclique. Si vous regardez ensuite les autres façons dont nous affectons le capital, nous allons clairement investir dans les immobilisations de maintien, car nous voulons que l'entreprise demeure excellente et prévisible sur le plan opérationnel, donc à faibles coûts et fiable. Au-delà de cela, votre calcul est tout à fait juste. Ce que nous avons dit par le passé, c'est que nous allions accroître le dividende de façon durable en tenant compte des flux de trésorerie sous-jacents. Il est clair en ce qui concerne ces flux de trésorerie, la période de fortes dépenses en immobilisations à Fort Hills et à Hebron maintenant dernière nous, que nous disposons de liquidités. L'approbation du conseil d'administration est nécessaire en ce qui concerne le dividende, mais vous devriez voir une augmentation appréciable l'an prochain. Nous allons en plus équilibrer cela avec des rachats d'actions. Et évidemment, compte tenu des prix actuels et de la performance élevée actuelle de l'entreprise, vous pouvez voir que nous générons assez de fonds pour faire davantage que nous aurions pu le faire autrement.

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

Phil Gresh (JP Morgan) : Je crois que je vous demanderais d'abord de faire un bref suivi au sujet des dépenses en immobilisations ou peut-être juste de donner un peu plus de détails sur vos intentions concernant les types de projets auxquels vous pensez, dans la mesure où vous dépenserez des capitaux de croissance en 2019? Évidemment, je sais que vous pourrions dépenser une partie de cet argent pour réaliser les améliorations de 2 milliards \$ des flux de trésorerie. Mais où en êtes-vous en ce qui concerne l'unité de cokéfaction et peut-être certains de ces projets qui existent aujourd'hui dans le secteur E et P? Il serait utile de savoir ce que vous pensez de ce genre de choses.

Steve Williams : D'accord. Je veux dire – merci. Permettez-moi de faire deux ou trois commentaires. En général, étant donné les fonds générés par l'entreprise, je dirais néanmoins que nous demeurerons dans une situation de dépenses en d'immobilisations relativement peu importantes au cours des quelques prochaines années. Ce que je veux dire, c'est que nous avons achevé le projet Fort Hills et le gros projet Hebron. Nous avons encore une série intéressante de projets d'investissement qui sont autant d'options parmi lesquelles choisir. Mais permettez-moi de parler du thème central : en cette période de dépenses en immobilisations peu importantes, vous nous verrez mettre l'accent surtout ce que je j'appellerais l'excellence opérationnelle. Cela consiste à améliorer encore davantage le fonctionnement de notre entreprise. Donc ce que vous allez voir – nous avons parlé de cet accent sur l'excellence opérationnelle, sur la réduction des coûts, sur l'accroissement de la fiabilité et puis peut-être à travers tout cela de petits projets de décongestion ciblés, surtout en ce qui concerne les actifs que nous venons de mettre en service où nous pouvons commencer à voir certaines occasions. Donc ce que vous allez voir – et nous en avons parlé, chaque année au cours des quatre prochaines années, nous générerons 500 millions \$ par année de plus en flux de trésorerie récurrents – et cela représente jusqu'à 2 milliards \$ sur la période de quatre ans. La bonne nouvelle est que le programme se déroule raisonnablement

bien. Nous dépassons nos attentes. Nous commençons maintenant à avoir des projets définis et les choses s'annoncent bien. Nous disposons aussi d'occasions reliées aux projets en amont dans le secteur E et P qui demanderont la participation de partenaires et Mark a résumé en quoi notre programme consiste dans ce secteur.

Étant donné les perspectives courantes en ce qui concerne la conjoncture future, l'unité de cokéfaction à Montréal semble à nouveau très intéressante. Vous nous verrez donc commencer à développer ces projets à compter de l'an prochain. Et puis vous nous verrez commencer à déployer le capital associé à ces projets. Mais le chiffre dont nous parlons – Neil a utilisé le chiffre de 5,5 milliards \$ à 6 milliards \$, ce qui correspond grosso modo à la fourchette pour 2019, qui inclut le développement de ces projets.

Phil Gresh : C'est bon. D'accord. Cela sera très utile. Et puis je crois que je reposerais la question de Neil, peut-être de façon un peu différente. Pour ce qui est des différentiels, si je vous disais que mon modèle arrive à quelque chose comme 150 000 barils par jour d'exposition nette en amont pour le brut synthétique, est-ce un chiffre qui s'éloigne trop de la réalité? Et puis évidemment, je sais que vous appliquez de nombreuses stratégies d'atténuation. Je me demandais si vous pourriez élaborer un peu sur ce que vous pensez pouvoir faire pour atténuer davantage? Car évidemment, vous parlez d'une exposition aux différentiels léger-lourd de l'ordre de 20 millions \$ et puis il semble que chaque trimestre, cela commence ici à zéro. Donc il semble que vous fassiez un très bon travail d'atténuation du côté du brut lourd. Alors nous serions intéressés de savoir s'il y a quoi que ce soit que vous pourriez faire.

Steve Williams : Je pense que nous devons examiner votre modélisation en détail. Je sais que vous et Travis posez ces questions afin que nous soyons plus précis dans nos commentaires. Je dirais, d'après mon interprétation, que ce volume est trop élevé. Nous réussissons à faire mieux que cela, mais je me ferai un plaisir d'examiner cette question avec vous et de vous donner plus de précisions.

Phil Gresh : D'accord. Et les occasions d'atténuation?

Steve Williams : Oui, je dirais que toute notre stratégie s'articule autour de la gestion d'une entreprise intégrée, ce qui nous procure beaucoup d'optionnalité. Donc en considérant la valorisation, en considérant notre capacité d'acheminer ces produits vers nos raffineries, en considérant la capacité, nous devons acheminer ces volumes jusqu'à au golfe. Nous sommes en mesure d'atténuer substantiellement les incidences de ces différentiels. Et ce que j'étais à l'aise de dire – plutôt que d'en parler ici, examinez les détails ligne par ligne que nous avons fourni – nous posons certaines grandes hypothèses, nous donnons certaines indications sur les flux de trésorerie que nous prévoyons au quatrième trimestre compte tenu de ces différentiels. Pour bien insister sur ce point que vous avez soulevé, nous sommes en grande partie à l'abri de ces différentiels en raison de cette flexibilité que nous avons.

Téléphoniste : La prochaine question nous vient de Prashant Rao de CITI.

Joe Ng (CITI) : C'est Joe ici, pas Prashant. Juste une question rapide au sujet du secteur E et P. Les résultats ont été quelque peu inférieurs à nos attentes en raison des arrêts planifiés. Pouvez-vous nous parler du coût final des arrêts planifiés par rapport à vos attentes?

Steve Williams : Je peux seulement en parler de façon générale. Je ne crois pas que les coûts ont été bien différents de ceux qui étaient prévus. Je crois qu'ils ont été assez comparables à nos prévisions, mais ils ont été engagés durant le trimestre et, par conséquent, les volumes en ont quelque peu souffert – les charges d'exploitation ont été un peu plus élevées en raison du dénominateur. Mais dans l'ensemble, tout s'est déroulé essentiellement comme prévu.

Joe Ng : D'accord. Je vois. Et toujours sur la question des différentiels Syncrude-WTI, pourriez-vous nous dire à quel moment vous croyez que cela va se normaliser, se rapprocher de la tendance à long terme?

Steve Williams : Oui – non, je veux dire, excellente question. Je dirais que selon moi, le marché fonctionne. Vous avez entendu parler que les exploitants ayant des coûts plus élevés commençaient à réduire les volumes. Et bien sûr, lorsque je parle de coûts, je parle du coût pour l'acheminer jusqu'au client, pas juste du coût à la tête de puits, mais du coût jusqu'au client. C'est donc dire que le marché fonctionne. Ceux qui ont les coûts les plus élevés, ceux qui doivent se protéger, qui ne dégagent aucune marge sur ces barils, commence à réduire la production. Les raffineries commencent à revenir en service. Donc la demande pour ces produits s'améliore. Les mouvements par rail commencent à s'accélérer et, bien sûr, nous avons eu de bonnes nouvelles cette semaine en ce qui concerne les progrès de la canalisation 3. Nous prévoyons donc que les différentiels s'amélioreront vers la fin de l'année mais ils sont encore – jusqu'à ce que nous obtenions – il s'agit d'une question d'accès au marché. Jusqu'à ce que davantage de ces pipelines soient mis en service, ces différentiels ne seront pas entièrement atténués. Donc je crois que nous verrons des niveaux réduits par rapport à où nous nous situons en ce moment au quatrième trimestre et au premier trimestre. Vous verrez les différentiels commencer à diminuer avec la mise en service du transport par rail et ensuite, avec la mise en service de la canalisation 3, vous verrez une autre amélioration, mais ils ne seront pas entièrement atténués je crois tant que le prochain pipeline, soit Trans Mountain soit Keystone, n'aura pas été mis en service.

Téléphoniste : La prochaine question nous vient de Matt Murphy de Tudor, Pickering, Holt.

Matt Murphy (TPH) : En ce qui concerne votre capacité de gérer l'exposition aux différentiels par rapport au brut léger dans le secteur Amont, il semble que vous disposiez d'une capacité assez unique de mélanger du pétrole synthétique dilué au lieu de bitume dilué pour les barils non valorisés de Firebag. Donc je me demandais simplement si c'était l'une des choses que vous considériez faire aujourd'hui ou peut-être que vous faites déjà compte tenu, évidemment, des restrictions d'accès?

Steve Williams : Oui – non, nous le faisons effectivement. Oui, vous avez absolument raison. Et ce n'est pas comme si nous venions de nous apercevoir soudainement que nous avions cette flexibilité. Je veux dire, c'est une séquence de choix stratégiques que nous avons faits, en termes des acquisitions que nous avons faites, en termes de la capacité intermédiaire que nous avons, en termes des modifications à la raffinerie d'Edmonton, pour être en mesure de gérer les circonstances. Nous n'avons pas de boule de cristal. Nous n'avons pas entièrement prévu ces circonstances, mais nous connaissions la valeur d'un modèle intégré qui nous offre des options. Donc cela est tout à fait conforme à notre plan et à notre stratégie.

Matt Murphy : D'accord. Excellent. Et si nous passons maintenant du côté du raffinage, je me demandais simplement si vous pouviez commenter les incidences sur le marché du carburant diesel en Alberta. Voyez-vous un impact quelconque de l'accroissement des volumes de la raffinerie de Sturgeon? Et peut-être aussi parler de la santé générale de ce marché?

Steve Williams : Oui, juste quelques grands commentaires généraux. Je veux dire, bien sûr, il n'y a pas de surprises. Notre planification tenait compte de la mise en service de l'usine de valorisation. Non, nous n'avons pas remarqué de différences importantes. Et cela va être intéressant lorsque les normes sur les combustibles marins commenceront à changer et que la demande de carburant diesel commencera à changer. Cela sera une période très intéressante pour nous. Et comme vous le savez, je crois que nous le mentionnons dans notre jeu de diapositives, dans ces circonstances, nous croyons que nous en bénéficierons, car nous avons du carburant diesel disponible pour approvisionner le marché.

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

Dennis Fong (Canaccord Genuity) : Juste rapidement, je vous demanderais de donner des précisions sur les incidences relativement faibles sur vos flux de trésorerie et sur votre résultat net en raison du niveau d'intégration que vous vous trouvez à avoir. Comment devrions-nous considérer l'OPRCNA dans ce contexte? On peut dire que vous vous y attaquez déjà considérablement. Mais étant donné cette manne financière et le fait que vous soyez à l'abri de la situation à court terme touchant les différentiels, comment devrions-nous penser à votre évaluation des montants en question, non seulement pour le quatrième trimestre, mais aussi pour la première partie de l'an prochain?

Steve Williams : Vous nous verrez poursuivre dans la même voie. Donc je crois qu'il est raisonnable de s'attendre, comme nous le disons depuis plusieurs années à mesure que des flux de trésorerie durables et très prévisibles sont générés, qu'il en soit de même au troisième trimestre et quatrième trimestres de cette année et au cours des années futures, ce qui justifierait une augmentation de notre dividende sous-jacent. Vous pouvez donc vous attendre à un ajustement du dividende l'an prochain. Nous avons aussi dit que nous nous attendions à pouvoir maintenir le dividende dans un contexte où le prix du brut se situe à environ 45 \$. Nous avons aussi dit que si le marché fait en sorte que nous avons un surplus de liquidités, nous envisagerons des rachats d'actions. Vous vous verrez donc continuer à redistribuer des liquidités aux actionnaires avec détermination.

Dennis Fong : D'accord. Et puis davantage à court terme, il semble que si le prix courant des marchandises se maintient au quatrième trimestre, il devrait y avoir des flux de trésorerie disponibles discrétionnaires en plus de ceux que vous avez discutés une fois que vous aurez soutenu le reste de la croissance – le capital de croissance que vous dépensez cette année, le dividende, ainsi que votre OPRCNA. Devrions-nous nous attendre initialement que cet argent soit d'abord affecté au bilan? Et puis vous, soit la direction et le conseil d'administration, prendrez une décision sur la façon de réaffecter ces fonds? Ou allez-vous vous concentrer sur une affectation donnée compte tenu de votre niveau d'endettement actuel? Probablement l'affecter au rendement pour les actionnaires?

Alister Cowan : Oui – non, Dennis, ici Alister. Le bilan est très sain et vous nous avez vus contracter et rembourser des emprunts. J'ai toujours dit que nous allions avec le temps consolider notre bilan et c'est ce que vous nous avez vu faire. Oui, je suis optimiste au sujet du dividende. Nos attentes à ce sujet sont assez claires. Et en ce qui concerne les rachats d'actions, vous pouvez vous attendre à les voir continuer au même rythme au cours des prochains mois.

Dennis Fong : Parfait. Et puis finalement, j'aimerais revenir à la question de la dette, étant donné que votre bilan est en excellente santé. Techniquement, je crois que vous pourriez dire que c'est une façon de vous constituer des réserves de liquidités. En outre, compte tenu de vos antécédents de réaliser des acquisitions cycliques, évidemment, étant donné les faibles prix du pétrole lourd et dans une moindre mesure, du pétrole léger dans l'Ouest du Canada, est-ce un environnement que vous jugez approprié pour utiliser une partie de ces liquidités, soit pour accroître la ressource, soit pour renforcer votre profil d'actifs?

Steve Williams : Oui, j'ai parlé au cours des deux ou trois dernières conférences téléphoniques de l'écart qui existe entre les attentes des vendeurs et notre volonté d'acheter. Nous surveillons constamment le marché. Nous regardons du côté du secteur du pétrole lourd canadien, qui constitue notre cœur de métier, et nous le considérons dans une optique d'intégration au marché. Nous regardons du côté des activités en aval et des activités intermédiaires. Nous regardons aussi du côté du secteur E et P. Ce que je peux dire, c'est nous nous exerçons constamment cette surveillance. Nous n'envisageons rien de particulier à ce moment-ci.

Téléphoniste : La prochaine question nous vient de Roger Read de Wells Fargo.

Roger Read (Wells Fargo) : Vous n'excuserez, car j'ai manqué la première partie de la conférence téléphonique. C'est une matinée occupée pour nous du côté vente. J'aimerais revenir un peu sur la question précédente concernant les fusions et acquisitions. Si certains de vos concurrents sont obligés d'arrêter la production, on pourrait prétendre que leurs opérations ou leurs réserves ne sont pas du même calibre ou qu'ils éprouvent des difficultés sur le plan des coûts. Si vous regardez votre propre rendement, votre propre structure de coûts ici, y a-t-il des améliorations additionnelles que vous pensez pouvoir apporter? Ou croyez-vous que la plus grande partie soit déjà réalisée? Et puis quand vous regardez certaines de ces autres installations, je sais que vous avez dit qu'il n'y avait rien d'imminent, mais regardez-vous ces autres installations et voyez un potentiel d'y apporter des changements concrets? Ou étant donné la structure du secteur Sables pétrolifères, est-ce que cela exige vraiment un acte de foi, disons?

Steve Williams : Je dirais que c'est une combinaison des deux. Donc si vous regardez – comme vous l'avez dit, notre modèle intégré est bien équilibré, il fonctionne très bien. Cela n'arrivera pas au cours de ce trimestre, ni du prochain. Nous avons une vision du monde pour les quelque 50 prochaines années dans laquelle nous investissons. Donc nous achetons et vendons des actifs à l'occasion en nous fondant sur cette vision du monde. Nous avons parlé d'environ 500 millions \$ par année, pendant quatre ans; donc une augmentation de 2 milliards \$ de nos flux de trésorerie grâce à des choses que nous pouvons faire dans notre propre entreprise et qui sont sous notre propre contrôle. Nous pouvons donc encore ajouter une valeur considérable à l'entreprise et nous y travaillons. Cela n'accapare pas une portion importante de notre bilan et nous disposons par conséquent d'occasions de croissance interne et externe. Nous avons parlé de la possibilité, à mesure que notre production de bitume s'accroît à long terme, de rechercher une certaine capacité potentielle en aval. Nous ne sommes pas prêts à acheter des raffineries aux prix élevés qu'on en demande. Nous examinons donc nos occasions de croissance interne et nous envisageons d'apporter des modifications à notre raffinerie de Montréal. Nous surveillons le marché. Et la façon dont nous évaluons les occasions de fusions et d'acquisitions, lorsque nous les examinons, c'est exactement comme vous le décrivez. Nous nous penchons sur la valeur additionnelle que nous pouvons obtenir de ces actifs en les incorporant à notre modèle intégré et nous les étudions. Je dirais que nous tenons compte de ce contexte. Dans le secteur pétrolier canadien en particulier, nous n'examinons rien de précis en ce moment, car nous ne voyons pas d'ajout de valeur.

Roger Read : D'accord. Et puis aussi, comme je l'ai dit, vous m'excuserez d'avoir manqué le début, mais les activités à Syncrude peuvent – avez-vous fourni ou avez-vous été en mesure de fournir une quelconque mise à jour sur les changements à la direction et peut-être aussi sur la plus grande influence que vous exercez sur la gestion de cette usine en particulier?

Steve Williams : Oui, si je résume, j'éprouvais des frustrations au cours du dernier trimestre car je ne voyais pas les progrès que je souhaitais. J'ai dit dans mes propres mots, je suis enchanté de dire, que nous avons vu une importante amélioration sur la plan l'entreprise en tant que telle. Nous avons nous-même dépêché près de 15 personnes à l'entreprise afin de prêter main-forte et nous avons muté des employés de Syncrude à Suncor afin de favoriser une fertilisation croisée des cultures. Premièrement, sur le plan de l'exploitation, l'installation est maintenant entièrement opérationnelle et aujourd'hui, elle fonctionne à pleine capacité. Nous avons les équipes en place pour commercer à mettre en œuvre le programme d'amélioration exhaustif dont nous avons parlé. Tous les partenaires collaborent très bien à ce programme, ce qui suscite notre optimisme. Nous avons aussi convenu en principe des conditions commerciales relatives aux pipelines d'interconnexion, qui sont critiques pour assurer la confiance dans la fiabilité. Nous allons accroître cette fiabilité jusqu'à un taux de 90 %. Je suis très encouragé à l'heure actuelle par les perspectives de Syncrude.

Téléphoniste : La prochaine question nous vient de Mike Dunn de GMP Securities.

Mike Dunn (GMP) : Je dois aussi vous présenter mes excuses, je me suis joint à la conférence en retard, donc dites-moi seulement si on a déjà posé cette question et je me mettrai à jour auprès des Relations avec les investisseurs par la suite. Mais je sais que vous avez dit que vous aviez un débouché garanti et un accès garanti pour vos barils de Fort Hills. Voyez-vous la même chose pour vos mélanges de bitume non valorisé du secteur Sables pétrolifères que vous vendez sur le marché? Et si non, je me demandais si oui ou non cela avait du sens pour vous de réduire quelque peu la production de façon temporaire à Firebag, disons?

Steve Williams : Non, c'est une excellente question, Mike. Cela me donne l'occasion de peut-être simplement résumer et répéter quelques-unes des choses que j'ai dites. Nous avons un accès complet au marché, par pipeline, pour l'ensemble de notre production, y compris celle de Fort Hills. Cela a été une décision stratégique que nous avons prise de ne pas nous exposer à ces marchés et c'est pourquoi nous avons fait les investissements nécessaires il a un certain nombre d'années. Donc dans le cas de ceux qui doivent considérer – je comprends la situation actuelle du marché et j'ai beaucoup de sympathie pour la pression que d'autres subissent. Nous avons investi en vue de telles circonstances pour nous assurer que cela n'aurait pas – cela ne représente pas une incidence nulle, mais tout de même une incidence minimale pour nous. Donc ce qui se passe, c'est que le marché fonctionne. Les producteurs à coûts plus élevés doivent réduire la production car ils ne dégagent aucune marge sur leur dernier baril. Nous ne sommes pas dans ces circonstances. Si nous étions dans de telles circonstances, nous n'hésiterions pas à réduire la production. Quant à nous, notre baril marginal est rentable, il rapporte de l'argent.

Mike Dunn : Steve, si je pouvais peut-être poser la question d'une autre façon, à quoi devrions-nous nous attendre sur le plan de vos prix réalisés pour le bitume non valorisé? Ces prix sont-ils essentiellement non touchés par l'accès à l'eau compte tenu des différentiels applicables au WCS? Où est-ce une situation où ces escomptes, bien qu'importants dans le secteur Sables pétrolifères, représentent un avantage pour votre secteur Aval?

Steve Williams : Oui, c'est là une fonction du modèle intégré. Nous avons une capacité de traitement de 1 million de barils par jour. La valorisation classique représente 550 000 barils, dont 100 000 barils de bitume PFT, soit du bitume partiellement valorisé par extraction paraffinique, et nous avons 450 000 barils par jour de raffinage. Donc au sein de ce complexe, nous sommes en mesure de gérer ces différentiels en grande partie. Cela ne veut pas dire que l'impact est nul pour nous. Mais étant donné la complexité – je ne sais pas si vous avez entendu la partie de la conférence où j'ai expliqué ce point. Ce que nous avons dit en fin de compte c'est que nous nous attendons, étant donné les différentiels que nous voyons selon les cours des strips, à générer des fonds plus ou moins ou moins équivalents à ceux que nous avons généré au troisième trimestre.

Téléphoniste : Je ne vois aucune autre question à ce moment-ci. J'aimerais maintenant repasser la parole à M. Trevor Bell pour le mot de la fin.

Trevor Bell : Parfait. Merci à tous d'avoir été des nôtres. Je sais que c'est une matinée chargée avec la publication de tous ces communiqués. J'apprécie votre temps et nous nous reparlerons bientôt. Au revoir.

Téléphoniste : Mesdames et messieurs, merci de votre participation à la conférence d'aujourd'hui. Cela met fin au programme d'aujourd'hui. Vous pouvez tous vous déconnecter. Bonne journée à tous.