



Canadian Oil Sands

Un investissement dans notre avenir énergétique

CANADIAN OIL SANDS LIMITED

NOTICE ANNUELLE

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011

Le 23 février 2012

TABLE DES MATIÈRES

GLOSSAIRE.....	1
MESURES FINANCIÈRES HORS PCGR	4
NOTE CONCERNANT L'INFORMATION PROSPECTIVE.....	5
STRUCTURE ORGANISATIONNELLE	7
Structure de Canadian Oil Sands	7
Liens intersociétés.....	7
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ.....	8
Aperçu.....	8
Historique de Canadian Oil Sands pour les trois derniers exercices.....	9
Aperçu de Syncrude.....	10
Historique de Syncrude pour les trois derniers exercices.....	12
Dépenses en immobilisations pour 2012.....	14
DESCRIPTION NARRATIVE DE L'ACTIVITÉ	14
Syncrude.....	14
Exploitation minière	16
Extraction.....	18
Valorisation.....	19
Services publics et installations périphériques.....	20
Commercialisation.....	21
Concurrence.....	23
Facteurs saisonniers et autres facteurs cycliques	23
Protection de l'environnement.....	23
Réglementation de l'exploitation.....	29
Développement des concessions.....	31
Redevances et impôts.....	31
Employés.....	33
FACTEURS DE RISQUE	34
Risques liés aux activités de Canadian Oil Sands.....	34
Risques liés à la Société ou aux actions ordinaires.....	45
DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRE INFORMATION.....	47
Facteurs ou incertitudes significatifs influant sur les données relatives aux réserves.....	48
Sommaire des réserves au 31 décembre 2011	49
Prix prévisionnels employés dans les estimations	50
Variations des réserves par types de produits principaux en fonction des prix et des coûts prévisionnels.....	51
Réserves non développées selon le principal type de produit fondées sur les prix et les coûts prévisionnels	51
Frais de développement futurs.....	52
Autre information concernant le pétrole et le gaz	52
Frais engagés.....	52
Coûts d'abandon et de remise en état	52
Horizon fiscal.....	53
Modifications du régime de redevances à la Couronne.....	53
Estimation de la production	54
Production antérieure.....	54
Indice de la durée de vie des réserves.....	54
Ressources	55
Ressources éventuelles	55
Ressources prometteuses	56
DIVIDENDES	56
Historique de dividende et de distribution.....	57
DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL.....	57

Description générale	57
Régime de droits des actionnaires.....	57
Notes	60
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES	61
Variation du cours des actions ordinaires et volume des opérations sur celles-ci	61
ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS	61
Administrateurs	61
Dirigeants	63
Titres détenus.....	64
Interdictions d'opérations, faillites, amendes ou sanctions	64
RENSEIGNEMENTS SUR LE COMITÉ D'AUDIT	65
Charte du comité d'audit	65
Composition du comité d'audit	65
Politiques et procédures d'approbation préalable adoptées par le comité d'audit pour les services non liés à l'audit	66
Encadrement du comité d'audit	66
Honoraires versés aux auditeurs	66
MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES	67
POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI	68
AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES	68
INTÉRÊTS DES EXPERTS	68
PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l.....	68
GLJ Petroleum Consultants Ltd.....	68
CONTRATS IMPORTANTS	68
RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES	70
ANNEXE A – COMITÉ D'AUDIT – MANDAT	
ANNEXE B – ANNEXE 51-101A2 – RAPPORT SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES DE L'ÉVALUATEUR OU DU VÉRIFICATEUR DE RÉSERVES QUALIFIÉ INDÉPENDANT	
ANNEXE C – ANNEXE 51-101A3 – RAPPORT DE LA DIRECTION ET DU CONSEIL D'ADMINISTRATION	

GLOSSAIRE

« **1506627** » désigne 1506627 Alberta Ltd.;

« **ABCA** » désigne la loi de l'Alberta intitulée *Business Corporations Act*, R.S.A. 2000, c. B-9, en sa version modifiée à l'occasion, y compris les règlements pris en application de celle-ci;

« **actionnaires** » désigne les porteurs des actions ordinaires de la Société;

« **actions ordinaires** » désigne les actions ordinaires du capital de la Société;

« **AENV** » désigne l'Alberta Environment;

« **AEPEA** » désigne la loi de l'Alberta intitulée *Environmental Protection and Enhancement Act*;

« **AEUB** » désigne l'Alberta Energy Utilities Board;

« **ancienne COSL** » désigne Canadian Oil Sands Limited, avant la fusion avec AOSII et COSII;

« **AOSII** » désigne Athabasca Oil Sands Investments Inc.;

« **bitume** » désigne, à l'état brut, un pétrole noir. Il s'agit d'un mélange visqueux naturel dont la consistance ressemble à du goudron et qui renferme principalement des hydrocarbures plus lourds que le pentane, et qui ne peut être récupéré sur le plan commercial dans son état visqueux naturel au moyen d'un puits à moins d'avoir recours à des méthodes de récupération assistée. Lorsqu'il est extrait, le bitume peut être valorisé en pétrole brut et en d'autres produits pétroliers;

« **Canadian Arctic** » désigne Canadian Arctic Gas Ltd.;

« **Canadian Oil Sands** », « **COS** » ou « **nous** » désigne, collectivement, la Société et l'ensemble des filiales et des sociétés de personnes de la Société;

« **capacité** » désigne la production maximale pouvant être obtenue d'une installation dans des conditions d'exploitation idéales conformément aux spécifications de conception technique. Cette capacité est appelée « barils par jour de fonctionnement effectif ». Lorsqu'on tient compte des temps d'arrêt pour effectuer les travaux d'entretien et d'autres arrêts survenant dans des conditions d'exploitation normales, on appelle cette capacité « b/j civil ». Sauf indication contraire, tous les renvois à la capacité de production de Syncrude renvoient à des barils par jour civil;

« **coentreprise** » désigne l'activité économique qui résulte d'un contrat par lequel deux ou plusieurs participants contrôlent l'activité économique de concert;

« **coentreprise Syncrude** » désigne la coentreprise formée par les participants au projet Syncrude dans le but d'exploiter les sables bitumineux de l'Athabasca, y compris l'usine de Syncrude et les concessions acquises ou développées qui s'y rattachent;

« **concasseur à deux cylindres dentés** » désigne l'appareil de grande dimension qui broie le sable bitumineux et le dépose, une fois broyé, sur un convoyeur;

« **convention d'options relative à la redevance sur le bitume de Syncrude** » désigne la convention d'options relative à la redevance sur le bitume de Syncrude datée du 18 novembre 2008 et intervenue entre Sa Majesté la Reine du chef de la province d'Alberta et les participants au projet Syncrude;

« **convention de propriété et de gestion** » désigne la convention de propriété et de gestion datée du 4 février 1975 et intervenue entre les participants au projet Syncrude et SCL, en sa version modifiée;

« **convention de redevances à la Couronne** » (*Alberta Crown Agreement*) désigne la convention conclue en date du 4 février 1975, et initialement intervenue entre la Couronne de l'Alberta, Sa Majesté la Reine du chef de la province d'Alberta, Sa Majesté la Reine du chef du Canada, la Société de l'énergie de l'Ontario, Compagnie Pétrolière Impériale Limitée, Canada-Cities Service, Ltd. et Gulf Oil Canada Limited, en sa version modifiée;

« **convention de redevances modifiée** » désigne la convention modifiant les redevances de Syncrude datée du 18 novembre 2008 et intervenue entre Sa Majesté la Reine du chef de la province d'Alberta et les participants au projet Syncrude;

« **COSII** » désigne Canadian Oil Sands Investments Inc.;

« **COSL** » désigne Canadian Oil Sands Limited, la société issue de la fusion d'AOSII, de COSII et de l'ancienne COSL le 1^{er} janvier 2003;

« **COSMI** » désigne Canadian Oil Sands Marketing Inc.;

« **COSP** » désigne Canadian Oil Sands Partnership #1, société en nom collectif formée sous le régime des lois de la province d'Alberta;

« **craquage** » désigne le processus par lequel de grosses molécules d'hydrocarbures complexes sont brisées en composés plus petits et plus simples par l'action de la chaleur (comme dans le cas d'une unité de cokéfaction) ou par hydrogénation catalytique (comme dans le cas du LC finer);

« **CSG** » désigne la convention de services de gestion et de détachement datée du 1^{er} novembre 2006 et conclue entre SCL et Pétrolière Impériale, en sa version modifiée et mise à jour le 1^{er} mai 2007;

« **directive 074** » désigne la directive 074 intitulée « *Tailings Performance Criteria and Requirements for Oil Sands Mining Schemes* » de l'ERCB;

« **ERCB** » désigne l'Energy Resources Conservation Board of Alberta, qui a remplacé l'AEUB;

« **extraction** » désigne le procédé qui consiste à séparer le bitume du sable bitumineux;

« **Fiducie** » désigne Canadian Oil Sands Trust, qui a été dissoute dans le cadre de la réorganisation;

« **morts-terrains** » désigne la matière qui recouvre les sables bitumineux et qui doit être retirée avant que soit entamée l'exploitation minière; les morts-terrains sont composés de muskeg, de dépôts glaciaires et de sable;

« **naphte** » désigne la fraction légère de pétrole brut utilisée pour faire de l'essence;

« **participants au projet Syncrude** » ou « **participants** » désigne COSP (36,74 %), Pétrolière Impériale Ressources (25 %), Suncor Energy Oil & Gas Partnership (12 %), Sinopec Oil Sands Partnership (9,03 %), Nexen Oil Sands Partnership (7,23 %), Mocal Energy Limited (5 %) et Murphy Oil Company Ltd. (5 %), soit les sociétés par actions et les sociétés de personnes qui sont propriétaires de

participations indivises dans le projet Syncrude et leurs successeurs et ayants droit respectifs de temps à autre;

« **parts** » désigne les parts de fiducie de la Fiducie;

« **pétrole brut** » désigne des hydrocarbures liquides non raffinés, à l'exclusion des liquides de gaz naturel;

« **pétrole brut classique** » désigne le pétrole brut produit dans des puits selon les méthodes de récupération habituelles du secteur pour la production du pétrole brut;

« **pétrole brut synthétique** » désigne le pétrole brut produit par l'industrie des sables bitumineux de l'Alberta, y compris le SCO;

« **Pétrolière Impériale** » désigne Pétrolière Impériale Ressources, participant au projet Syncrude;

« **phase 3** » désigne le projet d'expansion Syncrude dont le but est d'augmenter la capacité de production annuelle de Syncrude pour qu'elle atteigne environ 129 millions de barils et d'améliorer la qualité de notre produit, ce qui a été réalisé en 2006;

« **plan d'arrangement** » désigne le plan d'arrangement relatif à la réorganisation;

« **porteurs de parts** » désigne les porteurs des parts de la Fiducie;

« **projet RES** » désigne le projet de réduction des émissions de Syncrude visant à atténuer l'impact sur l'environnement par la réduction des émissions de dioxyde de soufre et d'autres émissions attribuables aux activités;

« **projet Syncrude** » désigne a) l'activité de récupération des sables bitumineux, du bitume brut ou de leurs produits dérivés initialement approuvée dans le document intitulé Approval No. 1920 et dans les documents intitulés Approval Nos. 8573 et 10781 dans chaque cas délivrés par l'ERCB ou l'AEUB ou les organismes qu'ils ont remplacés, tel que ce projet peut être modifié ou remplacé à l'occasion, b) tous les biens que les propriétaires participant à l'occasion à ce projet ou que SCL, pour leur compte dans le cadre de ce projet, possèdent actuellement ou acquièrent ou développent, c) les concessions d'exploitation de sables bitumineux visées par ce projet et d) tout autre projet mis en œuvre aux fins de la récupération des sables bitumineux, du bitume brut ou des produits dérivés de ces concessions d'exploitation de sables bitumineux visées par ce projet ou ces projets et tous les biens acquis ou développés dans le cadre de ce projet ou de ces projets;

« **rapport de gestion** » désigne notre rapport de gestion pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011;

« **redevance à la Couronne** » ou « **redevances à la Couronne** » désigne les versements devant être effectués à la province d'Alberta aux termes de la convention de redevances à la Couronne ou aux termes du mécanisme général de redevances à la Couronne;

« **réorganisation** » désigne l'arrangement qui a été effectué le 31 décembre 2010 aux termes de l'article 193 de l'ABCA dans le cadre duquel la Fiducie, qui était une fiducie de revenu, a été convertie en société par actions, selon les modalités et conditions énoncées dans le plan d'arrangement;

« **résidu** » désigne la fraction de bitume qui reste après que les fractions légères ont été distillées;

« **résidus fins** » désigne un produit résultant de l'extraction de bitume du sable bitumineux qui se compose d'environ 85 % d'eau et 15 % de fines particules argileuses par volume;

« **RRD de la Fiducie** » désigne le régime de distributions majorées, de réinvestissement des distributions et d'achat facultatif de parts de la Fiducie constitué le 23 janvier 2002, en sa version modifiée;

« **RRD de la Société** » désigne le régime de dividendes majorés, de réinvestissement des dividendes et d'achat facultatif d'actions de la Société constitué le 31 décembre 2010;

« **sable(s) bitumineux** » désigne le composé de sable, de bitume, d'argile riche en minéraux et d'eau;

« **SCL** » désigne Syncrude Canada Ltée, l'exploitant du projet Syncrude qui appartient aux participants au projet Syncrude;

« **Société** » désigne Canadian Oil Sands Limited, la société issue de la fusion de 1506633 Alberta Ltd. et de COSL le 31 décembre 2010, conformément au plan d'arrangement;

« **Syncrude** » désigne, collectivement, la coentreprise Syncrude et le projet Syncrude;

« **TSX** » désigne la Bourse de Toronto;

« **unité de cokéfaction** » désigne l'appareil dans lequel le bitume est craqué en fractions légères et le coke retiré pour amorcer le processus de conversion du bitume en pétrole brut enrichi;

« **usine de Syncrude** » désigne l'ensemble de l'usine et des installations appartenant aux participants au projet Syncrude et exploitées par SCL, situées à Mildred Lake, à environ 40 kilomètres au nord de Fort McMurray (Alberta), où la valorisation du bitume est effectuée, ainsi que les usines et les installations qui appartiennent aux participants au projet Syncrude, qui sont exploitées par SCL et qui sont situées au site Aurora, à environ 35 kilomètres au nord de Mildred Lake;

« **valorisation** » désigne la conversion du bitume lourd en pétrole brut léger effectuée par l'augmentation du rapport de l'hydrogène au carbone, soit par l'enlèvement du carbone (cokéfaction) ou par l'ajout d'hydrogène (hydrocraquage);

« **volume total de bitume en place (VT/BEP)** » désigne le ratio des matières bitumineuses totales plus le volume de morts-terrains par rapport au volume total du bitume en place.

UNITÉS

API	mesure de la densité
b	baril(s)
b/j ou bpj	barils par jour
GJ	gigajoule
MW	mégawatt
tpi	un trillion de pieds cubes d'équivalent de gaz naturel

Notes :

Sauf indication contraire :

- 1) Toute l'information est donnée en date du 31 décembre 2011;
- 2) Tous les montants en dollars sont exprimés en dollars canadiens, toutes les mentions du terme « dollars » ou du symbole « \$ » renvoient à des dollars canadiens et toutes les mentions du symbole « \$ US » renvoient à des dollars américains.

MESURES FINANCIÈRES HORS PCGR

Dans notre rapport de gestion et dans la présente notice annuelle, nous faisons référence à des mesures financières qui ne sont pas normalisées au sens des principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada. Ces mesures financières hors PCGR comprennent les flux de trésorerie provenant

de l'exploitation, les flux de trésorerie provenant de l'exploitation par action ordinaire, la dette nette, le total des capitaux permanents et le ratio dette nette par rapport au total des capitaux permanents. En outre, la Société fait référence à divers chiffres par baril, par exemple le prix de vente net obtenu, les charges opérationnelles et les redevances à la Couronne, qui sont également considérés comme des mesures hors PCGR. Nous obtenons les chiffres par baril en divisant le montant des ventes ou les charges en question par le volume des ventes, déduction faite du volume de pétrole brut acheté pour la période. Ces mesures financières hors PCGR fournissent des renseignements complémentaires qui, selon nous, expliquent le rendement opérationnel de la Société, sa situation de trésorerie ainsi que sa capacité à financer les dividendes, les dépenses en immobilisations et les autres activités d'investissement. Le lecteur doit faire attention aux mesures financières hors PCGR que la Société présente, car celles-ci peuvent ne pas être comparables aux mesures analogues présentées par d'autres entités.

NOTE CONCERNANT L'INFORMATION PROSPECTIVE

Dans le but de fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels de Canadian Oil Sands des renseignements sur Canadian Oil Sands, notamment l'évaluation faite par la Société des plans et des activités futurs de Canadian Oil Sands, certains énoncés contenus dans la présente notice annuelle comprennent de l'« information prospective », au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables. On reconnaît habituellement la nature prospective d'une information à l'emploi de termes comme « prévoir », « attendre », « estimer », « planifier », « avoir l'intention de » ou d'autres termes analogues se référant à des résultats futurs. L'information prospective qui figure aux présentes comprend, notamment, des énoncés à l'égard de ce qui suit : la valeur estimative et les volumes des réserves récupérables ainsi que les délais nécessaires pour récupérer ces réserves; les ressources estimatives; la prévision que le projet RES réduira de façon importante les émissions totales de dioxyde de soufre et de particules; le montant prévu des dépenses en immobilisations totales et les dates prévues de mise en service à l'égard du projet RES, du remplacement des trains miniers à la mine Mildred Lake, du déplacement des trains miniers à la mine Aurora nord et de l'usine de traitement des résidus complexes à la mine Aurora nord; la prévision que la CSG intervenue entre SCL et Pétrolière Impériale engendrera une fiabilité accrue et d'autres avantages et que les coûts associés à la CSG ne surpasseront pas les avantages; le montant prévu des dépenses en immobilisations en 2012; le prix de vente réalisé prévu, qui comprend le différentiel prévu par rapport au pétrole brut West Texas Intermediate (« WTI »), devant être reçu pour le SCO; la prévision selon laquelle les dépenses liées aux programmes de déplacement ou de remplacement des trains miniers et de gestion des résidus diminueront après 2014; le moment du développement d'Aurora sud; la croyance que le déplacement ou le remplacement des trains miniers n'aura aucun effet sur la production; les économies et les efficacités découlant de la technologie de broyage à l'eau; le moment de la construction de l'usine pilote à l'échelle commerciale et de l'usine de centrifugation à l'échelle commerciale; les prévisions relatives à l'inflation et aux coûts de main-d'œuvre dans la région de Wood Buffalo; l'incidence prévue que certains facteurs comme les prix du gaz naturel et du pétrole, les taux de change et les charges opérationnelles ont sur les flux de trésorerie provenant de l'activité d'exploitation et le bénéfice net de la Société; les niveaux de consommation d'énergie pour 2012 et au-delà; les moments prévus pour l'atteinte des taux de pleine production à Syncrude; les attentes quant à la demande de raffinage de SCO; les attentes quant au lieu de consommation de notre produit à l'avenir; les attentes concernant la répartition de la capacité de pipeline; l'incidence prévue de l'approvisionnement accru du pétrole brut synthétique sur le prix de vente net réalisé que Canadian Oil Sands obtient pour son produit; le niveau de consommation du gaz naturel; l'incidence prévue de toute loi et de tout règlement annoncé ou futur sur l'environnement ou les changements climatiques; les redevances à la Couronne payables dans l'avenir; les intentions et les attentes à l'égard des niveaux de dividende futurs, y compris notre intention de verser un dividende trimestriel de 0,30 \$ par action ordinaire en 2012, l'établissement de niveaux de dividendes futurs dans l'optique d'amortir la volatilité à court terme du marché sur plusieurs trimestres; la prévision selon laquelle la Société financera les principaux projets principalement au moyen des flux de trésorerie provenant de l'exploitation et la prévision quant au moment où la Société aura à verser des impôts exigibles.

On ne devrait pas se fier outre mesure aux informations prospectives étant donné que rien ne garantit que les plans, les intentions ou les attentes sur lesquels elles reposent se concrétiseront. De par leur nature, les informations prospectives supposent de nombreuses hypothèses et incertitudes et de nombreux risques connus et inconnus, tant généraux que spécifiques, qui renforcent la possibilité que les prédictions, prévisions, projections et autres informations prospectives ne se concrétiseront pas. Bien que Canadian Oil Sands estime que les hypothèses et les attentes formulées par cette information prospective sont raisonnables et tiennent compte des points de vue actuels de Canadian Oil Sands concernant des événements futurs, rien ne garantit que ces hypothèses et ces attentes se matérialiseront.

Les facteurs ou les hypothèses sur lesquels s'appuient les énoncés prospectifs comprennent, sans toutefois s'y limiter : les hypothèses décrites dans le document d'orientation de la Société affiché sur son site Web, www.cdnoilsands.com, à l'occasion, y compris les hypothèses concernant la production, les charges opérationnelles et les cours du pétrole; la mise en œuvre réussie et en temps voulu des projets d'investissement; la capacité d'obtenir l'approbation des autorités de réglementation et des coentrepreneurs de Syncrude; notre capacité soit à dégager des flux de trésorerie provenant de l'exploitation suffisants pour nous acquitter de nos obligations actuelles et futures, soit à mobiliser des sources externes de financement par actions et par emprunt; la continuité des régimes réglementaire, fiscal et de redevances, et l'exactitude des estimations portant sur les volumes de nos réserves et de nos ressources.

Certains des risques et d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les événements ou les résultats réels diffèrent sensiblement des attentes actuelles qui sont exprimées dans l'information prospective que renferme la présente notice annuelle reposent notamment sur ce qui suit : les incidences des changements réglementaires, en particulier ceux qui se rapportent aux redevances, à la fiscalité et à l'environnement; l'incidence de la technologie sur l'exploitation et les procédés et le fait que la nouvelle technologie complexe pourrait ne pas avoir le rendement prévu; les pénuries et roulements de main-d'œuvre et le taux de productivité atteint par la main-d'œuvre dans la région de Fort McMurray; l'incertitude des estimations relatives aux réserves et aux ressources; les chiffres concernant l'offre et la demande pour le pétrole et le gaz naturel; l'incidence de la capacité des pipelines et de la demande des raffineries sur les prix de nos produits; les fluctuations des activités du marché boursier en général; l'obtention des approbations de propriétaires requises auprès des participants au projet Syncrude pour des expansions, des questions opérationnelles et contractuelles; les risques normaux associés aux litiges, aux modifications réglementaires et aux sanctions; la volatilité des prix du pétrole brut et du gaz naturel; la volatilité de l'écart entre le prix du SCO et celui du WTI; la concurrence dans le secteur; la capacité de Canadian Oil Sands à générer des liquidités suffisantes provenant de l'exploitation lui permettant d'honorer ses obligations actuelles et celles à venir ou d'assurer des sources externes d'emprunt et de capitaux propres; l'incapacité de la Société de continuer à satisfaire aux exigences d'inscription de la TSX; l'incapacité de Syncrude d'obtenir les consentements, les permis ou les approbations nécessaires; l'effet de l'incapacité de Syncrude de satisfaire aux conditions de son approbation pour son plan de gestion des résidus aux termes de la directive 074; la conjoncture économique générale, les conditions du marché et des affaires; divers événements susceptibles d'interrompre les activités d'exploitation, dont des incendies, des pannes d'équipement et des conditions météorologiques particulièrement mauvaises; la mise en œuvre infructueuse ou inopportune des projets d'entretien ou d'immobilisations et tout autre risque et toute autre incertitude présentés dans la présente notice annuelle et dans les documents que la Société dépose à l'occasion auprès des autorités en valeurs mobilières et qui peuvent être consultés sur le profil de la Société sur SEDAR à www.sedar.com et sur le site Web de la Société à www.cdnoilsands.com.

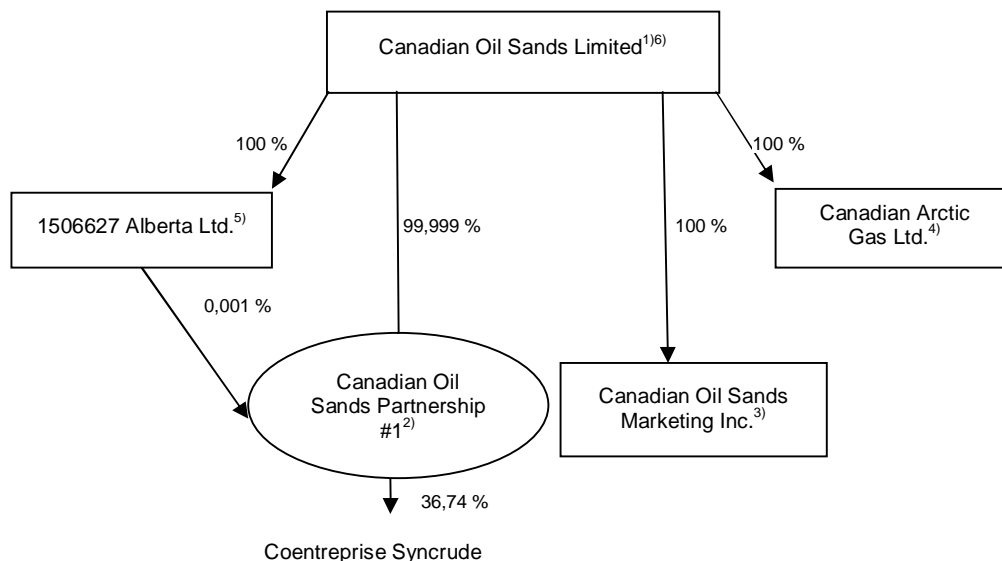
La liste des facteurs importants qui précèdent n'est pas exhaustive. De plus, l'information prospective que renferme la présente notice annuelle est en date de la présente notice annuelle et, à moins d'y être tenue par la loi, Canadian Oil Sands décline toute obligation de la mettre à jour publiquement ou de la réviser, que ce soit par suite de nouveaux renseignements, de faits nouveaux ou autrement.

L'information prospective que renferme la présente notice annuelle doit être lue à la lumière de cette mise en garde.

STRUCTURE ORGANISATIONNELLE

Structure de Canadian Oil Sands

Le diagramme suivant illustre la structure organisationnelle actuelle de Canadian Oil Sands.



Notes :

- 1) La Société est une entité cotée en bourse dont les actions ordinaires sont inscrites à la cote de la TSX et négociées sous le symbole « COS ». La Société est une société issue d'une fusion en vertu de l'ABCA.
- 2) COSP exerce la fonction de commercialisation du pétrole brut au Canada et détient directement la participation directe dans Syncrude. La Société est l'associé directeur de COSP.
- 3) COSMI exerce la fonction de commercialisation du pétrole brut aux États-Unis.
- 4) Canadian Arctic détient certaines participations gazières dans l'Arctique.
- 5) 1506627 est un associé de COSP.
- 6) Le siège social et principal établissement de la Société est situé au 350 – 7th Avenue S.W., Suite 2500, First Canadian Centre, Calgary (Alberta) T2P 3N9.

Liens intersociétés

Le tableau qui suit indique le nom, le pourcentage des titres avec droit de vote détenus en propriété véritable ou sur lesquels un contrôle est exercé, directement ou indirectement, et le territoire de constitution, de prorogation ou de formation d'une société de personnes et d'une filiale importante de la Société au 23 février 2012.

	<u>Pourcentage des titres avec droit de vote</u>	<u>Territoire de constitution/formation</u>
Canadian Oil Sands Partnership #1 ¹⁾	100 %	Alberta
Canadian Oil Sands Marketing Inc. ²⁾	100 %	Alberta

Notes :

- 1) L'actif total de COSP représentait plus de 10 % de l'actif consolidé de la Société au 31 décembre 2011 et le total des produits d'exploitation de COSP représentait plus de 10 % des produits d'exploitation consolidés de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011.

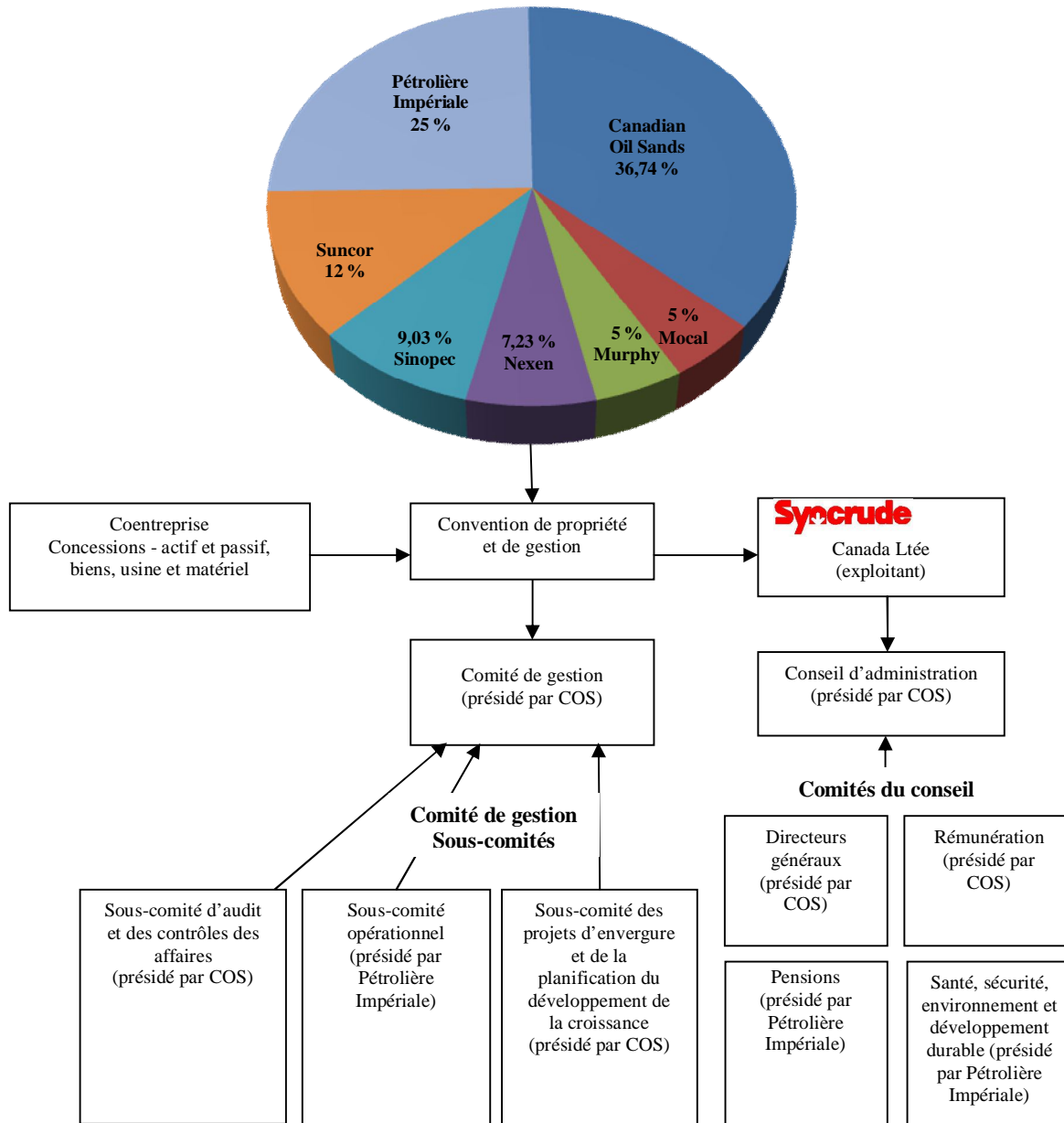
- 2) L'actif total de COSMI était inférieur à 10 % de l'actif consolidé de la Société au 31 décembre 2011 et le total des produits d'exploitation de COSMI représentait moins de 10 % des produits d'exploitation consolidés de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011.

DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ

Aperçu

Nous sommes l'unique instrument de placement public qui offre une participation non diversifiée dans Syncrude, important projet intégré d'exploitation de sables bitumineux à ciel ouvert. Syncrude est située près de Fort McMurray, en Alberta, au Canada, et exploite des mines de sables bitumineux, des usines d'extraction du bitume, un complexe de valorisation qui transforme le bitume en pétrole brut synthétique et des centrales. Syncrude produit un seul mélange de pétrole brut synthétique non corrosif, léger et de grande qualité appelé « Syncrude™ Sweet Premium » (« SSP »), ayant une densité moyenne d'environ 32 °API, une faible teneur en soufre, inférieure à 0,2 %, un indice de cétane pour diesel d'environ 40 ainsi qu'un point de fumée une fois transformé en carburéacteur d'environ 19 millimètres. Nous utilisons l'expression « pétrole brut synthétique » ou « SCO » pour parler des volumes de production et des volumes de vente de Syncrude. L'activité de la Société consiste en sa propriété indirecte de Syncrude et en la commercialisation et la vente du SCO tiré de cette propriété ainsi que les autres produits reliés à cette participation dans Syncrude.

La coentreprise Syncrude est détenue sous la forme de diverses participations indivises par les participants au projet Syncrude et elle produit du SCO depuis plus de 30 ans. L'actif de la coentreprise Syncrude est exploité et géré par SCL, qui appartient aux participants au projet Syncrude au prorata de leur participation respective dans la coentreprise Syncrude. SCL est une société à but unique sans actifs corporels ou immobilisés importants qui détient les régimes de retraite et utilise la main-d'œuvre de Syncrude. Le comité de gestion de Syncrude régit la coentreprise Syncrude, et chacun des participants nomme un représentant au comité, qui est chargé d'établir l'orientation stratégique de la coentreprise Syncrude et de prendre des décisions concernant son exploitation.



Historique de Canadian Oil Sands pour les trois derniers exercices

Certains faits récents importants ont touché les activités de Canadian Oil Sands au cours des trois derniers exercices, notamment les suivants :

Prospectus préalable

- Le 11 août 2011, la Société a déposé un prospectus simplifié préalable de base visant le placement d'actions ordinaires, d'actions privilégiées, de titres de créance, de bons de souscription, de reçus de souscription et d'unités d'une valeur globale d'au plus 2,5 milliards de dollars. Le 18 août 2011, la Société a déposé un supplément de prospectus au prospectus simplifié préalable de base à l'égard de billets à moyen terme non assortis d'une sûreté réelle d'un capital d'au plus 2,5 milliards de dollars. Aucun titre n'a été émis à ce jour aux termes du prospectus préalable de base ou aux termes du supplément de prospectus.

Réorganisation

- Le 31 décembre 2010, Canadian Oil Sands a réalisé sa réorganisation, passant d'une fiducie de revenu à une société par actions. Ce faisant, la Fiducie a été dissoute et ses activités étaient exercées par l'intermédiaire de la Société. Dans le cadre de la réorganisation, la Société et COSL ont fusionné et toutes les parts en circulation ont été échangées, à raison de 1:1, contre des actions ordinaires.

Dans le cadre de la réorganisation, toutes les options en cours et les attributions liées au rendement de la Fiducie ont été converties, à raison du même nombre et conformément à des modalités essentiellement similaires, en options et en attributions liées au rendement de la Société. De plus, la Fiducie a cédé le RRD de la Fiducie ainsi que toutes les conventions connexes à la Société. La Société a modifié et mis à jour ces conventions pour que le RRD de la Fiducie continue d'être en vigueur en tant que RRD de la Société. Les anciens porteurs de parts qui étaient inscrits au RRD de la Fiducie à la date de prise d'effet de la réorganisation continueront d'être inscrits au RRD de la Société pour ce qui est de leurs actions ordinaires à l'échange de leurs parts contre des actions ordinaires. Les actionnaires ne seront pas habilités à recevoir des dividendes aux termes du RRD de la Société avant qu'ils aient échangé leurs parts contre des actions ordinaires.

Dans le cadre de la réorganisation, la participation de la Société dans la coentreprise Syncrude a été transférée à COSP et COSP a pris en charge la fonction de commercialisation au Canada qui était antérieurement exercée par COSL. COSP n'a pas de personnel ou de dirigeants qui lui sont propres. Elle retient certains services de gestion, d'exploitation et d'administration de la Société.

Billets de premier rang

- Le 11 mai 2009, la Société a émis des billets de premier rang non garantis à 7,75 % d'un capital de 500 millions de dollars américains aux termes d'une notice d'offre privée aux États-Unis et au Canada. Le produit net tiré de ce placement a été affecté au refinancement de billets à moyen terme d'un total de 200 millions de dollars en juin 2009 et de billets de premier rang non garantis d'un capital de 250 millions de dollars en août 2009 ainsi qu'aux besoins généraux de l'entreprise.

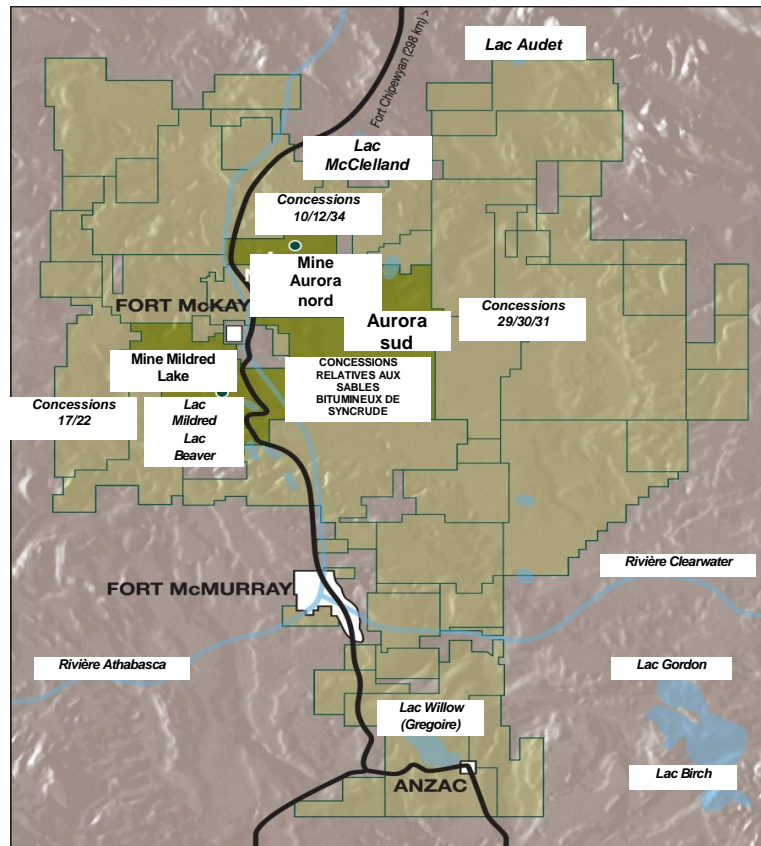
Redevances à la Couronne

- En date du 1^{er} janvier 2009, Syncrude a commencé à verser des redevances à la Couronne aux termes de la convention de redevances modifiée et de la convention d'options relative à la redevance sur le bitume de Syncrude. Se reporter à la rubrique « *Redevances et impôts* » à la page 31 de la présente notice annuelle pour une description plus détaillée des redevances à la Couronne devant être payées par Canadian Oil Sands.

Aperçu de Syncrude

Syncrude produit du pétrole synthétique léger et non corrosif à partir des gisements de sables bitumineux de l'Athabasca par l'exploitation à ciel ouvert des sables bitumineux, l'extraction du bitume des sables, la valorisation du bitume récupéré en fractions de pétrole plus légères et la combinaison de ces fractions en un produit unique de pétrole brut synthétique. Syncrude livre actuellement et a livré antérieurement du pétrole brut synthétique léger dont le prix s'est historiquement approché du prix du WTI en dollars canadiens. À l'état brut, le bitume consiste en pétrole brut noir et épais semblable à du goudron que l'on doit diluer ou valoriser pour le rendre transportable par pipeline et plus utilisable par les raffineries du Canada et des États-Unis. Toute la production de Syncrude est valorisée.

Les gisements de sables bitumineux de l'Athabasca sont vastes, et les concessions de Syncrude dans ces gisements figurent sur la carte des concessions qui suit. Les estimations des réserves et des ressources figurant aux pages 47 à 56 de la présente notice annuelle contenues dans les concessions de Syncrude sont toutes considérées comme pouvant être récupérables par exploitation à ciel ouvert, ce qui signifie que les couches de sables bitumineux se trouvent en dessous d'une couche de morts-terrains relativement peu profonde. Environ 20 % de l'ensemble des gisements de sables bitumineux de l'Athabasca sont considérés comme pouvant être exploités à ciel ouvert. Les 80 % restants comportent des couches pétrolifères trop profondes pour être atteintes par exploitation à ciel ouvert et doivent plutôt être exploitées en ayant recours à des méthodes sur place.



Notes :

- 1) Les mines de Mildred Lake sont la mine du nord et la mine de base. La réserve de la mine de base a été épuisée. Les installations sont actuellement situées dans la mine du nord.
- 2) Les concessions de couleur vert foncé représentent les concessions d'exploitation de sables bitumineux de Syncrude et les concessions de couleur vert pâle représentent les concessions d'autres exploitants de sables bitumineux.

Syncrude et d'autres exploitants de sables bitumineux de l'Athabasca ont fait preuve d'avant-gardisme en ce qui a trait à l'utilisation de diverses technologies pour exploiter des sables bitumineux, extraire le bitume et le valoriser en le transformant en pétrole brut synthétique. Les ingénieurs et scientifiques de Syncrude continuent de mettre l'accent sur des technologies destinées à améliorer l'efficacité énergétique des divers procédés, accroître la qualité du produit fini, améliorer l'efficacité de la récupération par extraction du bitume et le rendement, diminuer l'effet sur l'environnement des diverses étapes du processus et accélérer la remise en état des zones perturbées. Au nombre des exemples d'avancée technologique, on compte les suivants : l'extraction à faible énergie, qui vise à réduire la quantité d'énergie requise pour récupérer chaque baril de bitume et réduire les émissions; l'hydrotransport des boues, procédé qui fait appel au pompage d'un mélange de sables bitumineux et d'eau plutôt qu'au transport des matières solides en vue de réduire les frais d'entretien et les charges

opérationnelles dans la zone de manutention des matières; le pompage des mousses, façon de pomper le bitume épais qui ressemble à du goudron, mélangé à de l'eau plutôt qu'à des diluants à base d'hydrocarbures, une fois de plus dans le but de réduire les coûts des investissements, les dépenses d'énergie et les charges opérationnelles. Le remplacement des trains miniers à la mine Mildred Lake actuellement en construction prévoit l'intégration de technologies de broyage à l'eau visant à améliorer les taux de récupération du bitume et à réduire les frais d'entretien.

Historique de Syncrude pour les trois derniers exercices

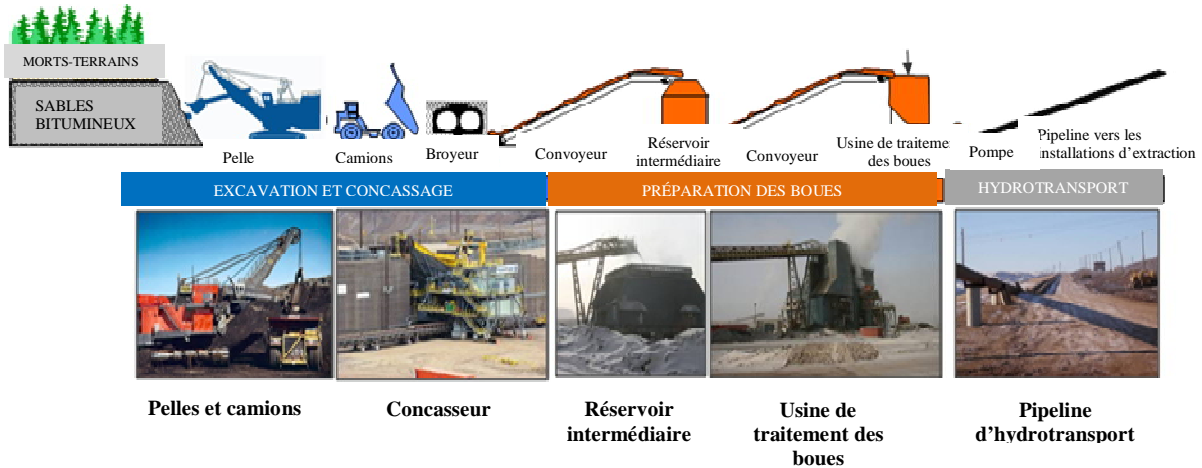
Certains investissements et faits nouveaux importants ont touché l'entreprise et les activités de Syncrude au cours des trois derniers exercices, notamment les suivants :

Remplacement où déplacement de trains miniers

En 2011, Canadian Oil Sands a publié des estimations à l'égard des coûts des déplacements et des remplacements des trains miniers de Syncrude :

- Syncrude exploite cinq trains miniers sur ses concessions actives, dont quatre seront remplacés ou déplacés d'ici la fin de 2014 afin de soutenir une production de bitume stable et efficace à l'avenir. Lorsque les déplacements et les reconstructions auront été menés à terme, les trains miniers devraient être exploités à leur nouvel emplacement jusqu'à l'épuisement des mines Mildred Lake et Aurora nord, sans qu'aucun autre déplacement ne soit nécessaire. Les déplacements et les reconstructions s'imposent afin de faire progresser le développement des mines et d'entasser les résidus consolidés dans les fosses.
- À la mine Mildred Lake de Syncrude, les deux trains miniers existants seront démantelés, et de nouveaux trains miniers seront construits à un nouvel emplacement. La construction de ces trains intégrera la nouvelle technologie de broyage à l'eau de Syncrude, laquelle devrait accroître la récupération de bitume et réduire les besoins d'entretien. Une estimation des coûts pleinement intégrés a été réalisée, et le coût total pour Syncrude des remplacements de trains miniers devrait s'établir à 4,2 milliards de dollars (avec une marge de plus ou moins 15 %) (la part nette de la Société s'établissant à 1,6 milliard de dollars (avec une marge de plus ou moins 15 %)). Les trains miniers devraient être en service au quatrième trimestre de 2014.
- À la mine Aurora nord, il y a trois trains miniers. Ceux-ci ayant été conçus pour être mobiles, deux devraient être relocalisés en 2013. Ce processus nécessite beaucoup moins d'investissement que la construction des nouveaux trains qui s'impose à Mildred Lake, où la conception plus permanente ne permet pas un tel déménagement de l'équipement. Une estimation des coûts pleinement intégrés a été réalisée, et le coût total pour Syncrude des remplacements de trains miniers devrait s'établir à 1,0 milliard de dollars (avec une marge de plus ou moins 15 %) (la part nette de la Société étant de 0,4 milliard de dollars (avec une marge de plus ou moins 15 %)). Les trains miniers devraient être en service au premier trimestre de 2014.
- Les taux de production ne devraient pas être touchés par les remplacements de trains à la mine Mildred Lake étant donné que les nouveaux trains miniers devraient être construits et en service avant que les anciens trains miniers soient désaffectés. De la même façon, les taux de production ne devraient pas être touchés par le déplacement des trains miniers à la mine Aurora nord étant donné que cette installation compte trois trains miniers, mais que seulement deux fonctionnent au même moment. Ainsi, chaque train minier pourra être déplacé tandis que les deux autres trains miniers fonctionnent.

Trains miniers



Gestion des résidus d'Aurora nord

Canadian Oil Sands a également publié en 2011 les estimations de coûts à l'égard du projet de gestion des résidus d'Aurora nord de Syncrude.

- Le projet de gestion des résidus d'Aurora nord a trait à la construction d'une usine de traitement des résidus complexes à la mine Aurora nord de Syncrude. Une usine similaire est déjà en service à la mine Mildred Lake. Ce projet fait partie du programme de Syncrude relatif aux résidus qui est régi par le gouvernement et qui consiste à gérer les résidus en préparation de la remise en état, à mesure que ses mines parviennent à maturité. Une usine de traitement des résidus complexes ajoute du gypse et du sable grossier aux résidus fins mûrs afin de les consolider en un matériau qui se prête à la remise en état.
- Syncrude a commencé la préparation de l'emplacement en 2011. La construction devrait débuter en 2012. Le coût total estimatif pour Syncrude de cette usine de traitement des résidus complexes devrait s'établir à 0,8 milliard de dollars (avec une marge de plus ou moins 15 %) (la part nette de la Société étant de 0,3 milliard de dollars (avec une marge de plus ou moins 15 %)). L'usine de traitement des résidus complexes devrait être en service au quatrième trimestre de 2013.

Aurora sud

En 2011, les participants au projet Syncrude ont décidé de reporter l'accroissement de la production tirée des concessions non développées d'Aurora sud de quelques années jusqu'au début des années 2020. Les participants au projet Syncrude ont toujours pour objectif d'accroître de façon rentable la production à long terme, et le report du développement d'Aurora sud devrait permettre à Syncrude d'élaborer des plans d'exécution qui améliorent la gestion des risques et les paramètres économiques.

Convention de services de gestion

- En 2006, SCL a conclu la CSG avec Pétrolière Impériale, dont la société mère est ExxonMobil. La CSG, qui comporte deux volets, met l'accent sur l'amélioration du

rendement opérationnel et la poursuite des plans de croissance future de Syncrude au moyen de l'accès aux pratiques, aux systèmes et aux connaissances de Pétrolière Impériale et d'ExxonMobil. Se reporter à la rubrique « *Description narrative de l'activité* » à la page 14 de la présente notice annuelle pour une description plus détaillée de la CSG.

Projet RES

- En 2006, Syncrude a entrepris le projet RES. Le coût total du projet RES devrait être de 1,6 milliard de dollars pour Syncrude (avec une marge de plus ou moins 5 %) (0,6 milliard de dollars nets pour la Société (avec une marge de plus ou moins 5 %)). Il est conçu pour aider à réduire de 60 % les émissions de dioxyde de soufre par rapport au niveau actuellement approuvé lorsque le projet sera pleinement en service. De plus, les émissions de particules devraient baisser considérablement. Lorsque ce projet sera en service, tous les fours à coke de Syncrude seront dotés de la technologie permettant le captage des émissions de dioxyde de soufre et des particules. La construction devrait être achevée en décembre 2011, et le projet devrait être en service en 2012.

Dépenses en immobilisations pour 2012

Certains investissements et faits nouveaux importants devraient toucher l'entreprise et les activités de la Société et de Syncrude en 2012, notamment les suivants :

- Canadian Oil Sands prévoit effectuer des dépenses de 580 millions de dollars aux fins du déplacement et des remplacements de trains miniers en 2012.
- En 2012, Canadian Oil Sands prévoit affecter 377 millions de dollars à des initiatives de gestion des résidus, qui comprennent une tranche de 153 millions de dollars pour le projet de gestion des résidus d'Aurora nord et une tranche de 224 millions de dollars pour la construction de l'usine de centrifugation à la mine Mildred Lake aux fins du traitement des résidus fins mûrs qui restent sur ce site. Nous prévoyons fournir en 2012 une estimation des coûts totaux à l'égard de la centrifugation des résidus, projet qui s'étale sur plusieurs années. Ces investissements sont conformes au programme présenté par Syncrude au gouvernement de l'Alberta aux termes de la directive 074.
- Canadian Oil Sands affectera 405 millions de dollars aux investissements de maintien réguliers en 2012.
- Nous prévoyons que les dépenses au titre du déplacement et des remplacements et des initiatives de gestion des résidus diminueront après 2014.

DESCRIPTION NARRATIVE DE L'ACTIVITÉ

Syncrude

Syncrude a commencé la production en 1978. La durée de vie de nos réserves prouvées et probables fournit une source sûre et à long terme de bitume pour la production du SCO. Dans des conditions d'exploitation normales, les installations de Syncrude ont une capacité de production de 350 000 b/j, cette capacité étant exprimée compte tenu des temps d'arrêt prévus pour effectuer les travaux d'entretien et de révision.

Les volumes de production reflètent la capacité des installations de Syncrude et la fiabilité de son exploitation. Le procédé d'exploitation minière, d'extraction et de valorisation du bitume est une opération de fabrication hautement technique et complexe qui requiert un entretien régulier des diverses

unités d'exploitation, lequel peut avoir une incidence sur les volumes de production et, par conséquent, sur les produits d'exploitation et les charges opérationnelles. Les travaux d'entretien qui sont effectués au cours de la saison hivernale peuvent subir des retards et poser des défis en raison des conditions de froid intense. Durant ces périodes, la productivité des activités minières peut être réduite et donc entraîner des diminutions temporaires du bitume produit à l'interne. L'approvisionnement en bitume acheté à des tiers pourrait soutenir la hausse de la production durant les périodes où une capacité de valorisation excédentaire est disponible mais la capacité d'importer le bitume se limite aux volumes relativement faibles. Syncrude se concentre sur l'amélioration de la fiabilité des activités minières et des activités d'extraction afin de répondre aux besoins croissants de l'unité de valorisation à mesure que la production s'approche de la capacité nominale.

Une entreprise de sables bitumineux telle que Syncrude est essentiellement une entreprise de fabrication; la fiabilité est donc un élément clé, étant donné que les frais sont, dans une large mesure, fixes. Si les installations peuvent traiter plus de barils pour le même coût, les coûts par baril sont réduits, améliorant l'aspect économique du projet. Ainsi, les volumes de production ont une incidence importante sur les charges opérationnelles par baril et, si l'usine n'est pas en activité, des frais de réparation sont généralement engagés aussi. L'un des coûts de production les plus importants est attribuable au gaz naturel; par conséquent, les charges opérationnelles sont également sensibles aux fluctuations des prix du gaz naturel et des volumes de gaz naturel consommés durant le processus de production.

Syncrude est une exploitation vaste et complexe. Les mines et les installations d'extraction sont parmi les plus importantes au monde, et les unités de valorisation, qui sont considérées comme semblables à des raffineries de pétrole, sont aussi parmi les plus importantes et complexes au monde. Ainsi, une attention particulière est portée sur la sécurité, l'environnement, l'exploitation et l'excellence sur le plan commercial. Ces zones de concentration sont désignées comme l'« excellence sur le plan de l'exploitation ». En plus d'atteindre l'objectif d'excellence sur le plan de l'exploitation, Syncrude s'est fixé les objectifs suivants : améliorer la fiabilité opérationnelle et l'utilisation de toutes ses activités, diminuer les charges opérationnelles unitaires, accroître la capacité de production de bitume et de valorisation; améliorer l'efficacité énergétique et environnementale et profiter des économies d'échelle liées à l'expansion.

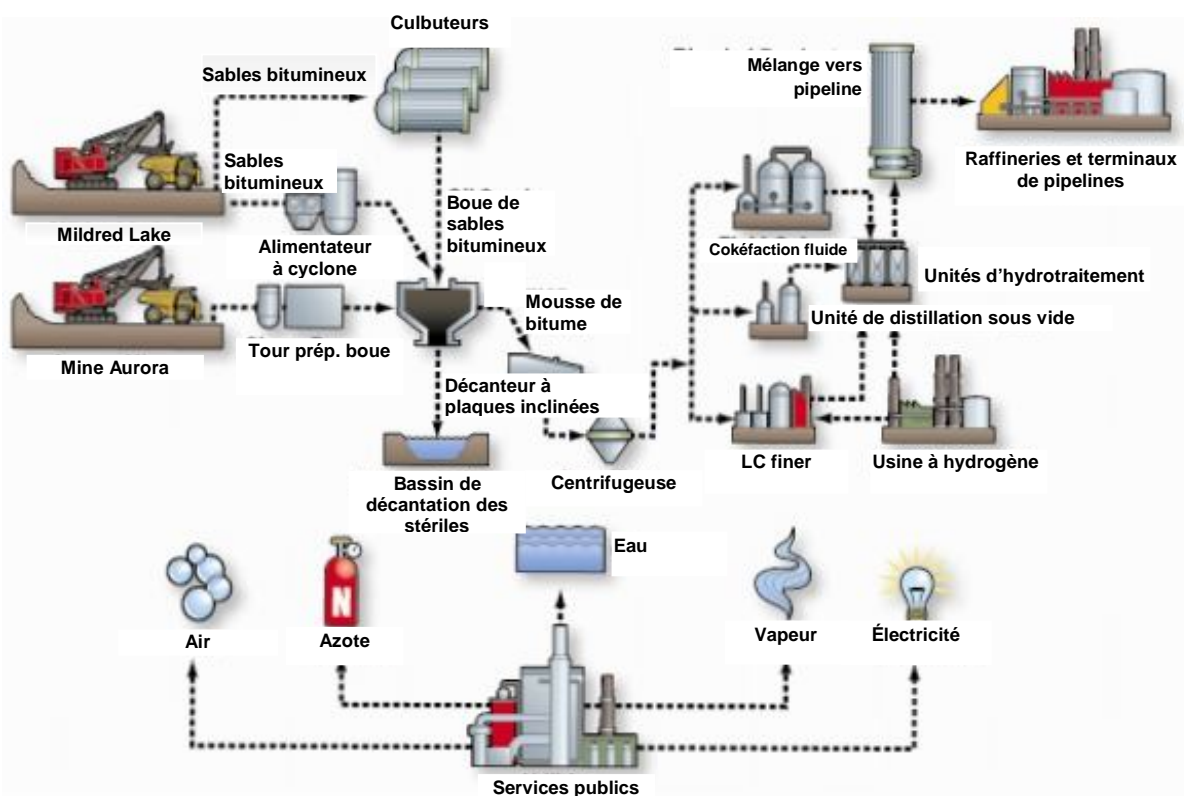
La clé de l'excellence opérationnelle se trouve dans la fiabilité et la gestion des coûts. Les objectifs de Syncrude comprennent des améliorations de la fiabilité et des coûts par l'application de normes structurées en matière d'exploitation, d'entretien, de fiabilité et d'approvisionnement. Actuellement, sans projet de croissance important en cours, les participants au projet Syncrude ont demandé à SCL de mettre l'accent sur la fiabilité et le rendement. Un rendement opérationnel sécuritaire et fiable est essentiel à la réduction des charges opérationnelles par baril. La mise en œuvre permanente de la CSG entre SCL et Pétrolière Impériale (comme il est expliqué ci-après) reste un élément clé de l'engagement des participants au projet Syncrude d'atteindre ces niveaux de fiabilité accrus.

Aux termes de la CSG, Pétrolière Impériale, avec le soutien d'Exxon Mobil, intègre certaines de ses pratiques mondiales à plusieurs domaines, notamment la sécurité, l'entretien et la fiabilité, la gestion de l'énergie, les achats, la santé et le rendement environnemental dans le but d'apporter des améliorations durables au rendement d'exploitation et à l'exécution de projet de Syncrude.

La CSG a une durée initiale de 10 ans et contient des dispositions de renouvellement. Elle est entrée en vigueur le 1^{er} novembre 2006 et a été modifiée et mise à jour le 1^{er} mai 2007. SCL et Pétrolière Impériale ont chacune l'option de mettre fin à la CSG sur avis de 24 mois sans devoir invoquer de raison particulière. Canadian Oil Sands paie sa quote-part des frais de service annuels fixes aux termes de la CSG, correspondant à environ 17 millions de dollars (47 millions de dollars bruts pour SCL), plus sa quote-part des frais directs que Pétrolière Impériale engage pour la prestation des services. Après la durée initiale de 10 ans, les frais de service fixes sont ramenés à 12 millions de dollars (33 millions de dollars bruts pour SCL). Entre la quatrième (2010) et la dixième année (2016), des frais de rendement incitatifs

correspondant sensiblement au montant des frais fixes pourraient également s'appliquer si certaines cibles sont atteintes en matière de production et de coûts. En 2011, aucuns frais de rendement incitatifs n'ont été gagnés étant donné que les cibles n'ont pas été atteintes. Advenant des niveaux plus élevés de production, des économies en matière d'efficacité énergétique, d'une priorisation et d'une exécution plus efficaces des dépenses en immobilisations, d'une réduction des charges opérationnelles et des autres charges d'entretien et des autres caractéristiques d'efficacité résultant des nouveaux systèmes de contrôles commerciaux dans l'avenir, nous croyons que la valeur obtenue dépassera les frais payés aux termes de la CSG. Sauf mention contraire dans les présentes, la CSG ne modifie pas la convention de gestion et de propriété existante entre SCL et les participants au projet Syncrude. SCL demeure l'exploitant et l'employeur du personnel de Syncrude. Les propriétaires de la coentreprise Syncrude demeurent inchangés, de même que la participation proportionnelle dans SCL.

L'exploitation Syncrude



Exploitation minière

À l'heure actuelle, Syncrude exploite des sables bitumineux à partir de deux mines : la mine du nord, située à proximité du site de Mildred Lake, et la mine Aurora nord, située à 35 kilomètres au nord-est de l'usine de valorisation de Mildred Lake. Les activités minières actuelles ont recours à des pelles excavatrices et à des tombereaux de chantier de très grande taille. Cette technologie est connue sous le nom d'« exploitation par camions et excavatrices ». Les excavatrices de grande dimension peuvent excaver 100 tonnes par pelletée, et les camions peuvent transporter 400 tonnes de matière du front de taille au site de déchargement. Outre la flotte de Syncrude, Syncrude utilise et continuera d'utiliser une flotte de camions en sous-traitance afin d'accroître la souplesse d'exploitation et d'accélérer le retrait de la matière selon les circonstances.

La mine du nord est en activité depuis 1997 et a produit environ 43 % de tout le bitume extrait de Syncrude en 2011 (2010 – environ 44 %). La mine Aurora nord est en activité depuis l’an 2000 et a produit environ 57 % de tout le bitume extrait de Syncrude en 2011 (2010 – environ 56 %).

Les activités d’exploitation minière ne comportent pas uniquement l’excavation de sables bitumineux et leur livraison à des sites d’extraction, mais également l’enlèvement des morts-terrains. Les morts-terrains sont constitués de roche, de sable et d’argile que l’on retrouve au-dessus de la couche renfermant des sables bitumineux dans les formations de sables bitumineux de l’Athabasca. Ils doivent être enlevés pour mettre à nu les couches renfermant du sable bitumineux aux fins de l’exploitation. En 2011, le volume total de morts-terrains excavés était d’environ 303 millions de tonnes comparativement à 328 millions de tonnes en 2010 et à 343 millions de tonnes en 2009.

Avant le début d’un projet d’exploitation, les exploitants de sables bitumineux doivent élaborer des plans de fermeture qui indiquent la façon dont les zones touchées seront remises en état et obtenir leur approbation. À Syncrude, la remise en état des gisements de sables bitumineux commence lorsque la zone n’est plus utilisée dans le cadre des activités. Le processus de remise en état commence après que les zones minières sont remises dans un état qui permet à des véhicules de circuler sur ceux-ci, de même qualité ou d’une qualité qui s’y rapproche. Par conséquent, la remise en état des sites comporte les coûts rattachés à ce qui suit :

- La conception et la planification de l’aménagement paysager – pour prévoir des modèles de végétation appropriés, une remise en état plus rapide ainsi qu’un drainage convenable.
- La manutention et l’épandage des matières nécessaires à la remise en état des lieux – lorsque la forme générale du terrain a été établie, on peut procéder à l’épandage des matières nécessaires à la remise en état des lieux. Ces matières sont composées de muskeg et de matière organique qui renferme des graines et des racines de plantes.
- La revégétation et le reboisement – après l’épandage des matières nécessaires à la remise en état des lieux, les travaux de revégétation et de reboisement peuvent commencer. Ces travaux comportent le nivellement (pour lisser la surface), le tracé des courbes de niveau (pour détruire tous massifs qui peuvent avoir fait surface), l’ensemencement et le hersage (pour recouvrir les graines, ce qui procure des conditions optimales pour la germination).
- Le contrôle permanent – le sol fait l’objet de tests relativement à diverses propriétés chimiques et physiques, et la santé et la croissance des arbustes et des arbres sont contrôlées.
- Le traitement des résidus fins mûrs entreposés qui restent après l’épuisement des réserves et la cessation de l’exploitation minière.
- La mise hors service des installations de services publics, des usines d’extraction du bitume et du complexe de valorisation.

La certification du gouvernement de l’Alberta prend de nombreuses années à partir du moment où les activités de remise en état des lieux sont terminées. À l’heure actuelle, des certificats de remise en état des lieux ne sont délivrés que lorsque la surveillance à long terme indique que les terrains remis en état respectent les objectifs, soit d’être revêtus d’une végétation parvenue à une maturité comparable et de présenter un potentiel d’utilisation équivalent.

Extraction

Antérieurement, toute l'activité d'extraction se déroulait à l'usine de Mildred Lake, mais dans le cadre de la transition vers la mine Aurora nord, la méthode d'extraction et l'emplacement des installations d'extraction ont changé.

Le minerai provenant du système d'extraction supplémentaire de la mine du nord est livré par convoyeur aux installations d'extraction de Mildred Lake, où il est mélangé à de la vapeur, de l'eau chaude et de la soude caustique pour produire des boues à une température d'environ 80 °C. Ce mélange s'effectue dans de gros tambours rotatifs horizontaux qui préparent le mélange pour la séparation. Les tambours rotatifs déchargent le produit obtenu sur des tamis vibrants pour en retirer les grosses roches et les blocs d'argile avant qu'il entre dans le réservoir de séparation primaire, où le bitume séparé par flottation est récupéré.

Le minerai restant à la mine du nord est concassé dans un broyeur à deux cylindres dentés et transporté jusqu'à un cyclodistributeur, où il est mélangé à de l'eau tiède et à de la soude caustique pour produire des boues à une température d'environ 50 °C. L'utilisation d'eau tiède dans ce procédé, plutôt que d'eau chaude, s'est traduite par une réduction de la consommation d'énergie dans cette partie des activités. Les boues obtenues sont passées au crible, et les particules de grosses dimensions sont rejetées afin d'être de nouveau broyées et traitées. Les boues sont de nouveau traitées et transportées par pipeline d'hydrotransport à l'usine d'extraction de Mildred Lake, où elles entrent dans des réservoirs de séparation primaire.

À l'usine d'extraction de Mildred Lake, les boues passent dans des réservoirs de séparation primaire où une séparation additionnelle a lieu. La mousse produite est mélangée à la mousse provenant de la mine Aurora nord et diluée avec du naphte avant de recevoir un autre traitement. Une étape finale de séparation retire la quasi-totalité de l'eau et des particules d'argile qui restent, ce qui laisse du bitume en tant que charge d'alimentation du valorisateur.

Le procédé d'extraction à la mine Aurora nord est similaire à celui de la mine du nord, à quelques exceptions près. Une fois le minerai broyé dans le concasseur à deux cylindres dentés, il est transporté jusqu'à une boîte de mélange où il est mélangé à de l'eau pour produire des boues d'une température d'environ 35 °C. Plutôt que d'être expédiées à l'usine d'extraction de Mildred Lake, les boues sont transportées par pipeline d'hydrotransport vers un des deux réservoirs de séparation primaire qui se trouvent à la mine Aurora nord (environ trois à cinq kilomètres de la zone d'exploitation minière active). À cet endroit, le sable se dépose au fond du réservoir et est transféré dans le bassin de résidus de la mine Aurora nord, où la mousse se soulève dans les réservoirs de séparation primaire, est récupérée puis transportée par pipeline à Mildred Lake pour subir un autre traitement.

Les matières qui restent après que le bitume est extrait des sables bitumineux se composent d'eau, de sable, de fines particules d'argile et de certains hydrocarbures résiduels. Ces matières vont vers un bassin de décantation, où les solides se déposent au fond, et l'eau clarifiée est recyclée pour être réutilisée dans le procédé d'extraction. Les solides de grande taille se déposent rapidement, mais les résidus fins fluides peuvent demeurer en suspension pendant de nombreuses années, sinon indéfiniment. Le traitement des résidus fins fait l'objet d'une activité intensive de recherche et de développement dans le but de trouver la méthode d'élimination la plus rentable et la plus acceptable sur le plan environnemental. Bien que des mines aient été remises en état, aucun bassin de résidus n'a, à ce jour, été certifié comme ayant été remis en état dans les sables bitumineux de l'Alberta. Les bassins de résidus font encore partie intégrante de l'exploitation des installations et permettent, plus particulièrement, de réutiliser l'eau dans l'exploitation. Les principales initiatives de recherche et de développement portant sur les résidus dans les années à venir sont notamment l'optimisation du procédé relatif aux résidus complexes, la réutilisation des dépôts de résidus, la gestion de la chimie de l'eau recyclée et l'élaboration de nouvelles techniques de

gestion des résidus fins fluides par suite du traitement des sables bitumineux, y compris la centrifugation des résidus fins matures, l'assèchement rapide des résidus fins matures et la gestion des résidus épaissis.

Le plan en matière de résidus de Syncrude régi par la directive 074 prévoit l'utilisation d'une technologie relative aux résidus de distillation complexes, d'une technologie de centrifugation ainsi que d'une technologie de traitement biologique des lacs de kettle. Une technologie relative aux résidus de distillation complexes utilisant les résidus fins mûrs provenant du bassin de décantation pour créer des aménagements solides et permanents dans des zones épuisées a commencé à être mise en œuvre à l'emplacement de la mine Mildred Lake en 2000. La centrifugation des résidus fins à maturité fait appel à l'énergie mécanique pour accélérer la séparation de l'eau et des fines, ce qui rejette de l'eau qui sera réutilisée et produit un dépôt sur lequel peuvent circuler des véhicules et qui peut être placé dans une aire de dépôt et constituer une parcelle de terrain sec. Syncrude continue de développer la technologie de centrifugation des résidus et une usine pilote à échelle commerciale devrait être construite en 2012. De plus, une usine à échelle commerciale devrait être construite en 2015. La technologie de traitement biologique des lacs de kettle permet de placer les résidus fins à maturité dans un puits qui est recouvert d'eau douce. Les microorganismes naturels permettent de détoxifier le procédé touché par l'eau et, selon les recherches, on assistera à un retour de la vie aquatique dans les lacs recouverts dans quelques années. Les activités de traitement des résidus soutiennent l'exploitation en fournissant de l'eau qui sera réutilisée dans le cadre du processus d'extraction. Ainsi, les coûts liés au traitement des résidus pendant que l'exploitation minière se poursuit sont considérés comme des charges opérationnelles de Canadian Oil Sands. Les coûts liés au traitement des résidus entreposés qui restent après l'épuisement des réserves et la cessation de l'exploitation minière sont considérés comme des frais de remise en état. Se reporter à la rubrique « *Réglementation de l'exploitation* » aux pages 29 à 31 de la présente notice annuelle pour une description plus détaillée de la gestion des résidus.

L'une des mesures clés de rendement associées à l'activité d'extraction est connue sous le nom de « récupération ». La récupération mesure le volume de bitume récupéré à partir des sables bitumineux et est exprimée comme un pourcentage du pétrole initialement contenu dans les sables bitumineux traités dans les usines d'extraction. En 2011, ce facteur de récupération s'établissait à environ 92 % (2010 – environ 91 %). Les facteurs de récupération sont principalement tributaires de la fiabilité de l'exploitation, de la qualité du minerai et du procédé d'extraction utilisé. Plus l'exploitation est fiable, plus le taux de récupération a tendance à être élevé.

Valorisation

La valorisation est la dernière étape de transformation du bitume en SCO. La première étape de la valorisation consiste à retirer le naphte dilué qui a été ajouté à l'usine d'extraction. Ce naphte est recyclé à l'unité de valorisation de la mousse pour être réutilisé. Le bitume passe ensuite dans une unité de distillation sous vide dans laquelle des fractions d'hydrocarbures plus légères sont retirées pour être traitées de nouveau, comme il est expliqué ci-après. Les composantes de bitume plus lourdes sont traitées dans trois unités de cokéfaction et un LC finer. Bien que ces deux formes de valorisation du bitume soient quelque peu différentes, elles ont le même but, soit de briser les composantes d'hydrocarbures plus lourdes pour les transformer en composantes plus légères. Les hydrocarbures plus légers séparés dans l'unité de distillation sous vide ne passent pas dans les unités de cokéfaction et le LC finer puisque leur qualité est suffisante pour qu'ils soient traités directement dans des unités de traitement de valorisation secondaires. La capacité de l'unité de distillation sous vide est passée à environ 285 000 b/j dans le cadre de la phase 3 de l'expansion.

La cokéfaction en lit fluidisé suppose le craquage thermique des molécules de bitume pour en faire des composantes plus légères. Les sous-produits de ce procédé sont le coke de pétrole, le monoxyde de carbone et les gaz résiduels. Le monoxyde de carbone est utilisé comme combustible des chaudières de monoxyde de carbone pour produire de la vapeur et de l'électricité pour l'usine. Les gaz résiduels sont utilisés comme combustibles dans le valorisateur. Le coke résiduel produit dans l'unité de cokéfaction est

dispersé dans un secteur réservé du bassin de résidus. La capacité des deux unités originelles de cokéfaction en lit fluidisé a augmenté au fil des ans et, en 2011, chacune de celles-ci avait une capacité nominale d'environ 105 000 b/j de mélange de bitume et de bitume de première distillation plus lourd sous vide dans une proportion de 50/50. Cette capacité est demeurée inchangée par rapport à l'année précédente. La troisième unité de cokéfaction en lit fluidisé, ajoutée dans le cadre de la phase 3 de l'expansion, joue le même rôle que les deux unités originelles de cokéfaction, mais est conçue pour traiter une alimentation composée entièrement de 95 000 b/j de bitume de première distillation sous vide.

Le LC finer effectue le craquage de molécules de bitume pour en faire des composantes plus légères par l'ajout d'hydrogène et en présence d'un catalyseur. Cette unité ne convertit pas la totalité du bitume en des produits légers. Un flux résiduel non converti est également produit et ce flux est envoyé aux unités de cokéfaction en lit fluidisé pour compléter l'alimentation à ces unités. En 2011, le LC finer avait une capacité nominale d'environ 50 000 b/j de mélange de bitume et de bitume de première distillation sous vide selon une proportion de 60/40.

L'une des mesures clés de rendement associées à l'activité de valorisation est désignée comme le « rendement ». Le rendement mesure le volume des produits finis produits par mesure volumétrique de charge de bitume. En 2011, le rendement de la valorisation s'est établi à 86 %, soit un niveau inchangé par rapport à 2010.

Les composantes d'hydrocarbure plus légères produites par les trois unités de cokéfaction en lit fluidisé, le LC finer et celles retirées dans l'unité de distillation sous vide sont ensuite envoyées aux unités d'hydrotraitement pour un nettoyage supplémentaire. L'hydrotraitement vise principalement le retrait des composantes de soufre et d'azote par l'ajout d'hydrogène. Les composantes hydrotraitées sont ensuite mélangées pour produire du SCO. Ce produit de SCO ne contient aucun résidu d'asphalte et peu de soufre, ce qui en fait une charge d'alimentation intéressante pour les raffineries.

En 2011, la production a totalisé 105,3 millions de barils, comparativement à 107 millions de barils en 2010. La baisse de la production en 2011 par rapport à l'année précédente était principalement attribuable à des travaux d'entretien imprévus effectués sur l'installation de traitement par l'hydrogène au quatrième trimestre de 2011.

Services publics et installations périphériques

Les usines de services d'utilité publique produisent de la vapeur, de l'électricité, de l'air et de l'eau pour les usines d'exploitation, d'extraction et de valorisation. Ces marchandises sont souvent générées à partir de combustibles et produites par la chaleur comme des sous-produits dans les principales zones d'exploitation ou à partir de sources d'énergie acquises comme le gaz naturel ou l'électricité.

Syncrude exploite des installations de services publics à son site de base de Mildred Lake et à son site d'Aurora nord. Les systèmes énergétiques sont intégrés au site de Mildred Lake, tirant parti de la chaleur générée dans les valorisateurs et transférant cette énergie aux usines qui consomment de l'énergie dans le cadre de l'exploitation et de l'extraction. Pour ses besoins énergétiques, la mine Aurora nord dépend principalement du gaz naturel acheté, car la chaleur provenant des activités de traitement de l'unité de valorisation ne peut pas être utilisée en raison de la distance séparant la mine de l'usine de Mildred Lake.

L'une des mesures clés des coûts d'exploitation associées à l'exploitation de Syncrude est la quantité d'énergie acquise consommée par baril de SCO. En 2011, l'intensité énergétique acquise s'établissait à 1,12 GJ par baril comparativement à 1,10 GJ par baril en 2010. Le prix du gaz naturel acheté a diminué pour s'établir à 3,48 \$ par GJ en 2011, comparativement à 3,87 \$ par GJ en 2010.

Le gaz naturel utilisé par Syncrude pour alimenter en combustible les usines d'exploitation et à titre de charge d'alimentation dans la production de l'hydrogène est transporté vers Syncrude à partir de l'infrastructure de transmission et de production de gaz de l'Alberta. Le gaz est acheté auprès de producteurs aux termes de divers contrats d'approvisionnement pour la gestion des besoins de Syncrude.

Les installations périphériques se composent généralement des installations requises pour soutenir l'exploitation des principales unités de valorisation. Ces installations comprennent les parcs de stockage des produits, les systèmes de manutention et de collecte des eaux usées et les torches.

Syncrude exploite, à son emplacement de Mildred Lake, une centrale qui utilise des gaz résiduels de raffinage produits par le processus de valorisation ainsi que du gaz naturel. Si cela est souhaitable sur le plan économique et opérationnel, Syncrude achète de l'énergie auprès du réseau de l'électricité de l'Alberta et lui en vend. Syncrude possède également deux centrales à turbine à gaz de 80 MW à l'emplacement de la mine Aurora nord, qui alimente en électricité et en énergie thermique les travaux d'exploitation de la mine Aurora nord. Ces centrales sont reliées aux installations de Mildred Lake. L'Aurora Thermal Block (« ATB ») est composé de deux générateurs à eau chaude. Les installations ATB possèdent une capacité de production d'eau chaude à la mine Aurora et permettent aux procédés d'extraction de fonctionner à la température requise de 35 °C.

Commercialisation

Chaque participant au projet Syncrude est chargé de la commercialisation de sa quote-part du SCO et des sous-produits connexes, comme le soufre. Après la valorisation, le SCO est transporté aux marchés au Canada et aux États-Unis par l'intermédiaire d'un système de pipelines interreliés et de sites d'entreposage. Une partie du SCO est traitée dans des raffineries qui ont été spécifiquement conçues pour tirer parti de ses propriétés uniques. Les raffineries mélangent généralement les produits qu'elles achètent. Ainsi, le SCO est plus souvent acheté par des entreprises de raffinage pour être mélangé à d'autres pétroles bruts afin de former un mélange de charge d'alimentation qui convient à leur configuration de raffinerie précise. Il existe environ 150 raffineries au Canada et aux États-Unis. La plupart des raffineries produisent de l'essence automobile, du carburant diesel, du mazout et du carburéacteur. D'autres peuvent également produire de l'asphalte, des lubrifiants et des produits pétrochimiques. Trois raffineries à Edmonton, en Alberta, ou à proximité de cette ville, ont la capacité de prendre du pétrole brut synthétique dans une proportion allant de 25 % à 100 % de leur charge d'alimentation. Ces trois raffineries combinées consomment environ de 190 000 à 240 000 b/j de pétrole brut synthétique.

COSP devient propriétaire du SCO à la porte de l'usine de Syncrude, et le SCO est ensuite transporté par un pipeline réservé aux participants du projet Syncrude, de Fort McMurray jusqu'à Edmonton, où nos volumes de SCO sont vendus ou des ententes sont négociées pour le stockage ou le transport vers d'autres endroits. Canadian Oil Sands possède des installations de stockage d'une capacité de 250 000 barils dans la région d'Edmonton. Les membres de notre groupe de la commercialisation siègent à différents comités du pétrole brut et à d'autres comités de l'Association canadienne des producteurs de pétrole, concentrant leurs efforts pour s'assurer que les décisions d'orientation tiennent compte des besoins uniques des producteurs de SCO.

Les volumes de production de SCO provenant de l'Ouest canadien et de pétrole brut nord-américain se sont accrus au cours des dernières années. Cet accroissement de l'offre de pétrole brut sur le marché nord-américain a contraint Canadian Oil Sands à vendre sa production à un groupe plus vaste de raffineries, bon nombre desquelles sont situées à une plus grande distance que celles à qui la production de Canadian Oil Sands était vendue par le passé. Par ailleurs, un certain nombre de raffineries aux États-Unis ont modifié ou s'appêtent à modifier leurs usines afin de traiter du pétrole lourd, ce qui devrait réduire la demande globale de raffinage de SCO.

Par suite de ces facteurs et des nouvelles augmentations prévues de l'offre de SCO, notamment par suite de la production croissante de Syncrude, nous prévoyons qu'un pourcentage supérieur de notre production sera consommé plus loin des sites de production que ce n'était le cas historiquement. Bien qu'il soit difficile pour nous de déterminer où notre produit est effectivement consommé, nous prévoyons que nos prix de vente seront touchés par l'augmentation des frais de transport attribuables aux distances supérieures jusqu'aux raffineries clientes.

En réponse à l'augmentation de l'offre de pétrole brut de l'Ouest canadien, deux projets importants de pipelines ont été achevés en 2010, ce qui a permis d'accroître la capacité de transport à partir de l'Ouest canadien. Ces projets devaient entraîner une capacité de pipeline excédentaire. Malheureusement, une fuite sur un pipeline qui livre le pétrole brut de l'Ouest canadien vers les marchés en aval est survenue, ce qui a entraîné un arrêt de deux mois de ce pipeline ainsi que le maintien de quelques restrictions connexes liées au pompage qui ont eu pour effet de réduire la capacité de pipeline disponible. En 2011, une fuite sur un autre pipeline d'exportation a entraîné l'imposition de restrictions liées à la pression, ce qui a encore réduit la capacité de pipeline. La capacité de pipeline réduite et l'offre croissante de pétrole brut ont occasionné une répartition de la capacité pipelinrière qui a été pratiquée durant l'ensemble de 2011 et qui persiste à l'heure actuelle. Une répartition a lieu lorsque la demande d'espace dans le pipeline excède la capacité du pipeline et, par conséquent, l'espace dans le pipeline est réparti entre les diverses sociétés de transport. Pourvu que d'autres restrictions ne soient pas imposées, la remise en service de la capacité assujettie à des restrictions devrait atténuer l'ampleur de la répartition. Un certain nombre de projets de pipeline actuellement au stade de la planification visent la construction de nouveaux pipelines d'exportation ou l'expansion de pipelines existants. Toutefois, avant leur mise en œuvre, ces projets nécessitent une approbation commerciale et/ou réglementaire définitive.

Les contrats de vente de pétrole brut synthétique sont généralement négociés directement avec les raffineurs de l'Amérique du Nord, mais Canadian Oil Sands conclut également des ententes avec des sociétés qui se consacrent à la commercialisation et à la négociation ainsi qu'avec d'autres producteurs. Les modalités types des contrats sont fondées sur des ententes de 30, 60 ou 90 jours qui se poursuivent jusqu'à ce qu'elles soient résiliées mais qui sont quelquefois conclues pour des durées plus longues. Le prix des pétroles bruts synthétiques est fixé chaque mois d'après les prix du marché au Canada et aux États-Unis, lesquels reflètent l'équilibre entre l'offre et la demande de pétrole brut, les coûts de transport, l'accès au marché, la capacité de pipeline disponible et les valeurs des produits raffinés. Les ventes de SCO représentaient 99 % des produits d'exploitation consolidés totaux en 2011 (2010 – 97 %).

Historiquement, le prix de vente que nous avons obtenu a été étroitement lié au prix du pétrole de référence WTI, converti en dollars canadiens selon les taux de change moyens mensuels. Les prix du pétrole brut sont volatils, car ils fluctuent selon les événements survenant à l'échelle mondiale et selon l'offre et la demande mondiales et régionales. Au cours des deux dernières années, les cours de clôture quotidiens WTI ont fluctué d'un minimum d'environ 68 \$ US le baril à un maximum d'environ 114 \$ US le baril. En outre, le jeu de l'offre et de la demande a une incidence sur l'écart de prix entre notre SCO et le WTI en dollars canadiens. Cet écart de prix peut fluctuer rapidement d'une prime à un escompte, selon la dynamique à court terme de l'offre et de la demande sur le marché. Au cours des 12 derniers mois, l'écart mensuel entre le prix du SCO et celui du WTI a oscillé entre une prime d'environ 15 \$ par baril et un escompte d'environ 15 \$ par baril. De plus, l'écart entre les prix de référence, comme le prix du pétrole brut WTI et du Brent européen, peut être volatil. Comme sur tous les marchés, lorsque l'offre, la demande et d'autres facteurs liés au marché changent, il peut en être de même pour les écarts entre les prix de référence.

Syncrude retire du soufre dans le cadre de son procédé de valorisation et, actuellement, une partie de la production de soufre est vendue et une autre partie de cette production est entreposée à l'usine Mildred Lake de Syncrude. Canadian Oil Sands et les autres participants au projet Syncrude continuent de surveiller le marché du soufre et nous pourrions vendre le soufre à partir du bloc lorsque ces ventes présentent un intérêt sur le plan économique.

Concurrence

Le secteur pétrolier canadien et international est hautement concurrentiel à tous égards, notamment à l'égard de la distribution et de la commercialisation des produits pétroliers. Syncrude fait concurrence à d'autres producteurs de pétrole brut. La plupart des producteurs de pétrole classique ont des charges opérationnelles sensiblement moindres, mais des coûts de découverte supérieurs. Le secteur pétrolier fait également concurrence à d'autres secteurs pour la fourniture d'énergie, de carburant et de produits connexes aux consommateurs. En particulier, l'activité accrue dans le secteur de la construction de nouveaux projets de sables bitumineux et dans le secteur de la production et de l'exploitation des sables bitumineux au cours des quelques dernières années a créé de façon générale des pénuries de travailleurs qualifiés et de certaines composantes de l'équipement utilisé dans les installations d'exploitation minière. Le nombre de certains types de travailleurs qualifiés demeure insuffisant et nos activités sont touchées par des pénuries de main-d'œuvre tant à l'égard des coûts que des échéanciers. Nous croyons que la concurrence pour la main-d'œuvre et les matières premières demeurera un facteur de risque au cours des prochaines années.

Facteurs saisonniers et autres facteurs cycliques

Comme le projet Syncrude se trouve à Fort McMurray, dans le nord de l'Alberta, les travaux réalisés au cours de la période hivernale s'avèrent souvent difficiles, puisque les grands froids fragilisent l'acier et réduisent la période pendant laquelle les travailleurs peuvent effectuer des travaux dans des zones exposées aux intempéries. Par conséquent, cela peut avoir un effet sur les coûts d'exploitation et les coûts en capital, si des problèmes d'exploitation surviennent. Les variations trimestrielles des produits d'exploitation, du bénéfice net et des flux de trésorerie provenant de l'exploitation sont principalement causées par des fluctuations des prix du pétrole brut, des volumes de production et de vente, des charges opérationnelles et des prix du gaz naturel. Le bénéfice net a également été touché par les gains ou pertes de change sans effet sur la trésorerie résultant des fluctuations des taux de change de notre dette libellée en dollars américains et par les modifications fiscales liées aux impôts différés. Une grande partie des charges opérationnelles sont fixes et, de ce fait, les charges opérationnelles unitaires varient en fonction des volumes de production. Bien que l'équilibre entre l'offre et la demande pour le pétrole brut synthétique ait un effet sur les prix de vente, l'effet de cette équation est difficile à prévoir et n'a pas connu de variations saisonnières importantes. Le calendrier des activités d'entretien et de révision de Syncrude est habituellement élaboré en vue d'éviter les mois d'hiver. Toutefois, le moment des arrêts des unités ne peut être prévu avec exactitude, et des arrêts imprévus surviennent. Par conséquent, les niveaux de production pourraient ne pas démontrer des modèles ou des tendances stables liés au caractère saisonnier. Les coûts de révision majeure sont inscrits à l'actif au titre des immobilisations corporelles et sont amortis sur la période qui expire à la révision suivante prévue. Les coûts de toutes les autres révisions et de toutes les activités d'entretien sont passés en charges au cours de la période durant laquelle ils sont engagés, ce qui peut entraîner une volatilité des charges opérationnelles trimestrielles. Tous les travaux de révision et d'entretien ont une incidence sur les charges opérationnelles par baril du fait que la réalisation de ces travaux entraîne une baisse des volumes des ventes. Les prix du gaz naturel sont généralement plus élevés durant les mois d'hiver puisque la demande en chauffage augmente, mais ce caractère saisonnier est largement influencé par les conditions météorologiques et les niveaux des stocks de gaz naturel en Amérique du Nord. En outre, les percées technologiques récentes dans le domaine de la production de gaz naturel en Amérique du Nord ont considérablement augmenté les niveaux de production et réduit les prix du gaz naturel. Cette situation favorable pourrait persister au cours des prochaines années.

Protection de l'environnement

Le secteur du pétrole et du gaz en Alberta est assujéti à d'imposants contrôles et règlements. Le régime de réglementation qui s'applique aux sables bitumineux est quelque peu différent de celui ayant trait à la production de pétrole et de gaz conventionnels. Le texte qui suit présente certains des aspects les

plus importants des lois et des règlements régissant l'exploitation minière, l'extraction, la valorisation et la commercialisation des sables bitumineux.

L'exploitation des sables bitumineux, et notamment Syncrude, est assujettie à une réglementation environnementale aux termes de lois provinciales et fédérales. Les lois environnementales exigent diverses approbations et prévoient des restrictions et des interdictions sur les rejets ou émissions de diverses substances produites ou utilisées dans le cadre de certaines activités du secteur pétrolier et gazier. De plus, les lois exigent que les installations et les emplacements d'exploitation soient abandonnés et remis en état à la satisfaction des autorités provinciales. Une violation de ces lois pourrait entraîner l'imposition d'amendes et de pénalités. En Alberta, le respect des lois environnementales est principalement régi par l'AEPEA. L'AEPEA impose certaines obligations en matière d'environnement aux exploitants de pétrole et de gaz naturel en Alberta et, dans certains cas, impose aussi des pénalités importantes en cas de violation. SCL a reçu et maintient actuellement les approbations environnementales nécessaires à l'exploitation de l'usine de Syncrude.

L'approbation accordée par l'AEUB en décembre 1999 à l'égard de la demande d'agrandissement des installations de valorisation de Syncrude permet la production de 173 millions de barils de SCO par année au moyen de la technologie indiquée dans la demande. Ce permis expire le 31 décembre 2035. Les approbations environnementales (principalement traitées par l'AENV par l'intermédiaire de l'AEPEA et de la *Water Act*) ainsi que les approbations d'aménagement des ressources (principalement traitées par l'ERCB en vertu de la *Oil Sands Conservation Act*) sont assujetties à des conditions interreliées qui régissent la gestion des ressources énergétiques et les questions de protection de l'environnement. L'ERCB et l'AENV traitent ces approbations dans le cadre d'un processus harmonisé et défini dans la lettre d'information IL96-07 de l'ERCB.

En 1996, Syncrude a soumis à l'ERCB et à l'AENV une demande et une étude d'impact sur l'environnement (« EIE ») à l'égard du projet de la mine Aurora. Après un examen de la demande, de l'EIE et de documents complémentaires, Syncrude a reçu le document intitulé Approval 8250 de l'ERCB à l'égard de ce projet, qui englobait les mines Aurora nord et Aurora sud et l'infrastructure connexe. L'AENV a par la suite délivré un avis d'approbation en vertu de l'AEPEA pour la construction, l'exploitation et la remise en état de la mine Aurora nord. Le document intitulé Approval 8250 de l'ERCB (subséquemment remplacé par l'Approval 10781) stipulait que Syncrude ne devait pas commencer le développement de la mine Aurora sud avant d'avoir terminé des évaluations supplémentaires jugées satisfaisantes par l'ERCB. Ces évaluations doivent être terminées et soumises au plus tard le 30 juin 2013.

Les approbations de l'AENV à l'égard de Syncrude réglementent également le rejet de substances dans l'air et dans l'eau. Ces approbations ont été émises pour une durée de 10 ans, la durée maximale permise par cette loi. Le renouvellement ou la modification des approbations suppose généralement que l'AENV sollicite le point de vue d'intervenants (la communauté locale, la population autochtone et d'autres personnes intéressées). Le renouvellement ou la modification des approbations sont souvent conditionnels, ce qui permet à l'AENV d'analyser l'effet des rejets ou la mise en place et l'efficacité de nouvelles technologies. L'approbation demandée à l'AENV à l'égard des installations d'Aurora nord a été obtenue en 1998. Une nouvelle approbation en vertu de l'AEPEA, qui régit les installations de Mildred Lake et d'Aurora nord, a été émise en juin 2007 et sera en vigueur jusqu'au 23 juin 2017.

Le 12 février 2009, le gouvernement de l'Alberta a publié son plan stratégique sur 20 ans relatif aux sables bitumineux de l'Alberta (le « plan relatif aux sables bitumineux »). Bien qu'il manque de détails sur sa mise en œuvre, ce plan indique la position du gouvernement de l'Alberta sur bon nombre de questions importantes, dont la gestion des effets cumulatifs sur la région, les gaz à effet de serre, l'investissement de l'industrie dans les infrastructures et la surveillance accrue des autorités de réglementation. Le règlement de ces questions devrait, en fin de compte, avoir une incidence importante sur les exploitants de sables bitumineux, comme Syncrude. Le plan relatif aux sables bitumineux présente

six stratégies pour atteindre les résultats souhaités, soit i) l'optimisation de la croissance, ii) la réduction de l'empreinte environnementale et iii) l'augmentation de la qualité de vie des Albertains. Les six stratégies principales énoncées dans le plan relatif aux sables bitumineux sont les suivants :

1. Développement des sables bitumineux de l'Alberta en respectant l'environnement;
2. Promotion de communautés en santé et d'une saine qualité de vie pour attirer et garder des personnes, des familles et des entreprises;
3. Maximisation de la valeur à long terme pour les Albertains grâce à la croissance économique, la stabilité et l'optimisation des ressources;
4. Consolidation de l'approche proactive du gouvernement de l'Alberta en matière de consultation des communautés autochtones en vue d'un rapprochement des intérêts de chacun;
5. Maximisation de la recherche et de l'innovation afin de soutenir le développement durable et de libérer tout le potentiel des sables bitumineux de l'Alberta;
6. Hausse de la quantité de renseignements disponibles, mise en place de systèmes de mesure et responsabilité accrue dans la gestion des sables bitumineux.

Chacune des six stratégies énumère un certain nombre d'objectifs nécessaires à sa réalisation. Le plan relatif aux sables bitumineux relève également un certain nombre de « mesures prioritaires » concernant la gestion de l'environnement, le resserrement des communautés, la prospérité économique et l'établissement de liens.

Le plan relatif aux sables bitumineux ne fait pas état de l'application des mesures nécessaires pour accomplir ses stratégies et ne fixe aucun échéancier pour sa mise en œuvre. Néanmoins, le plan relatif aux sables bitumineux signale la position du gouvernement de l'Alberta sur un bon nombre de questions qui auront une incidence sur les promoteurs des sables bitumineux, dont Syncrude. Il est probable que les objectifs élevés découlant de ces stratégies se retrouvent éventuellement dans une loi applicable.

Le plan relatif aux sables bitumineux s'appuie sur la stratégie énergétique provinciale et donne du poids au cadre sur l'utilisation du sol publié en décembre 2008. En effet, le gouvernement de l'Alberta accorde beaucoup d'importance à la gestion des effets cumulatifs sur le plan régional. Le plan relatif aux sables bitumineux réitère l'objectif du gouvernement de l'Alberta de fixer des seuils régionaux pour l'air, l'eau, le sol et la biodiversité. En outre, l'une des « mesures prioritaires » énoncées consiste à revoir le processus d'évaluation de l'impact environnemental actuel afin qu'il comprenne la gestion des effets cumulatifs. Le plan relatif aux sables bitumineux vise notamment à respecter ou à dépasser les objectifs de réduction de gaz à effet de serre de l'Alberta. L'engagement permanent envers de projets de capture et de stockage du carbone figure parmi les « mesures prioritaires ». Le plan relatif aux sables bitumineux traite de partenariats entre l'industrie, le gouvernement fédéral et les municipalités et des investissements de l'industrie dans les infrastructures publiques et communautaires. La collaboration avec l'industrie pour élaborer des stratégies de contribution financière constitue une autre « mesure prioritaire » contenue dans le plan relatif aux sables bitumineux. Le plan relatif aux sables bitumineux indique également qu'un engagement d'investissement à long terme par l'industrie et le gouvernement constitue l'un des principaux facteurs menant à la réussite. Le plan relatif aux sables bitumineux prend la même direction que la tendance à la surveillance accrue de l'industrie par les autorités de réglementation. Ainsi, Syncrude et Canadian Oil Sands pourraient devoir prendre en charge des coûts additionnels et assumer de nouvelles obligations juridiques dans le futur par suite de l'adoption éventuelle de lois visant à mettre en œuvre le plan relatif aux sables bitumineux.

Un autre exemple de la surveillance accrue des sables bitumineux par les autorités de réglementation est la mise en œuvre du plan régional relatif au cours inférieur de la rivière Athabasca (Lower Athabasca Regional Plan) (le « LARP ») aux termes du cadre sur l'utilisation du sol mis en place par la loi intitulée *Alberta Land Stewardship Act* (l'« ALSA »). Le LARP liera les organismes de réglementation provinciaux ainsi que les municipalités lorsqu'il aura été mis en œuvre. En avril 2011, le gouvernement de l'Alberta a publié une version préliminaire du LARP ainsi que des projets de règlements et des cadres de gestion qui seront mis en œuvre aux termes de celui-ci pour la gestion de la qualité de l'air ainsi que des eaux souterraines et de surface. Cette réglementation pourrait entraîner des coûts additionnels et l'imposition de nouvelles obligations juridiques relativement aux activités d'exploitation de Syncrude. Le 29 août 2011, le gouvernement de l'Alberta a publié un projet mis à jour du LARP qui clarifiait certaines questions que suscitait la première ébauche à l'égard de la mise en œuvre du LARP et de son incidence. Le LARP est actuellement en cours d'approbation par le cabinet provincial.

Les participants au projet Syncrude, y compris Canadian Oil Sands, doivent payer leur quote-part des obligations environnementales continues pour la remise en état ultime des biens de la coentreprise de Syncrude. L'obligation liée à la mise hors service d'une immobilisation (l'« OMHS ») représente l'estimation de valeur actuelle de la quote-part de ces coûts qui revient à Canadian Oil Sands pour les mines, les installations de services publics et les installations d'extraction et de valorisation.

Canadian Oil Sands inscrit la juste valeur estimative actualisée des coûts de remise en état et de fermeture futurs en tant que passif au titre de l'OMHS dans son bilan consolidé et une hausse correspondante de la valeur des immobilisations corporelles. L'amortissement des immobilisations corporelles est inscrit à titre d'amortissement et d'amortissement pour épuisement, et la charge de désactualisation à l'égard du passif au titre de l'OMHS est inscrite à titre de charges financières nettes. Au 31 décembre 2011, le passif au titre de l'OMHS inscrite au bilan consolidé s'établissait à environ 1 037 millions de dollars, dont une tranche de 29 millions de dollars est prise en compte dans les dettes fournisseurs et charges à payer, contre 501 millions de dollars au 31 décembre 2010 (dont une tranche de 37 millions de dollars prise en compte dans les dettes fournisseurs et charges à payer). Cet accroissement en 2011 tient compte du parachèvement d'un plan détaillé révisé de développement et de fermeture des mines, qui comprend les éléments suivants :

- les coûts rattachés à la remise en état de nouvelles aires de stockage et au traitement de résidus fins mûrs supplémentaires; ces mesures sont toutes deux requises en vertu de la réglementation de la directive 074 de l'ERCB;
- le développement de la conception géotechnique des caractéristiques régionales de drainage des sols requise pour la fermeture définitive;
- la mise à jour des hypothèses relatives aux coûts de manutention reflétant les taux contractuels et les paramètres actuels;
- une réduction du taux d'intérêt sans risque utilisé pour actualiser les paiements futurs liés à la remise en état.

La quote-part de Canadian Oil Sands des dépenses de remise en état au comptant de Syncrude se chiffrait à environ 49 millions de dollars en 2011 et à 48 millions de dollars en 2010. Ces dépenses ont réduit le passif inscrit au bilan de la Société. Il est possible de consulter l'examen complet de la comptabilité du passif à l'égard de la remise en état dans les notes aux états financiers consolidés du rapport annuel 2011 de la Société.

La coentreprise Syncrude est tenue de déposer chaque année auprès de l'AENV des lettres de crédit irrévocables afin de garantir les obligations finales de remise en état du projet de Syncrude. Au 31 décembre 2011, la Société avait déposé des lettres de crédit auprès de la province d'Alberta d'un

montant de 75 millions de dollars (75 millions de dollars en 2010), afin de garantir sa quote-part des obligations finales de remise en état des participants au projet Syncrude. Le nouveau programme de garantie financière relatif aux mines de l'AENV a pris effet le 1^{er} avril 2011 et régit le niveau de garantie requis.

En plus de remettre une lettre de crédit pour sa quote-part de la remise en état auprès de l'AENV, Canadian Oil Sands verse actuellement 0,25 \$ pour chaque baril de SCO produit et attribuable à sa participation directe de 36,74 % à une fiducie de remise en état visant à financer sa quote-part des obligations de remise en état pour le projet Syncrude. Depuis 2002, la Société a le droit de rajuster de temps à autre le montant versé à cette fiducie selon les changements apportés aux estimations des coûts finaux de remise en état. À compter du 1^{er} janvier 2012, nous avons modifié le taux de nos versements à la fiducie de remise en état afin de le faire passer de 13,2 cents par baril à 25 cents par baril pour financer l'estimation des coûts révisés de remise en état et de fermeture pour 2011. Au 31 décembre 2011, la Société a accumulé (y compris les intérêts gagnés sur les cotisations) environ 58 millions de dollars relativement à de futurs travaux de remise en état par l'entremise de la fiducie de remise en état. Au 31 décembre 2010, ce montant s'élevait à 53 millions de dollars.

En 2011, les dépenses de remise en état de l'emplacement de Syncrude totalisaient environ 135 millions de dollars (2010 – environ 130 millions de dollars). Syncrude a comme projet à long terme de remettre les terrains dans un état de stabilité et d'autosuffisance biologique dans la perspective de créer une région de forêts, de forêts-parcs et de lacs. Au 31 décembre 2011, Syncrude a remis en état de façon permanente environ 3 500 hectares de terrain, 104 hectares de terrain certifié (Gateway Hill, dont il est question ci-après) et environ 1 300 hectares de sols ayant fait l'objet d'un épandage et d'un tracé des courbes de niveau et prêts à des fins de plantation. Syncrude a planté environ 6 millions de semis dans la région depuis 1978. Une partie des terrains remis en état par Syncrude sert de pâturages à plus de 300 bisons des bois.

Outre les terrains remis en état de façon permanente par Syncrude, en 2008, le gouvernement de l'Alberta a certifié un lot qui a été remis en état au nord de Fort McMurray. Syncrude a soumis le terrain de 104 hectares, connu sous le nom de Gateway Hill, au gouvernement de l'Alberta en 2003 aux fins de certification. L'AEPEA exige que les exploitants assurent la conservation et la remise en état des terrains et qu'ils obtiennent un certificat de remise en état. Ces certificats sont délivrés aux exploitants dont le site a été remis en état adéquatement. Syncrude a été la première entreprise du secteur des sables bitumineux à recevoir une certification pour des terrains remis en état.

Au cours des dernières années, un certain nombre de groupes environnementalistes et d'activistes se sont concentrés sur les aspects négatifs du développement des sables bitumineux au Canada, ce qui a engendré à notre avis un déséquilibre des perceptions de l'impact des sables bitumineux sur l'environnement. Par conséquent, Canadian Oil Sands et d'autres exploitants de sables bitumineux ont lancé une campagne de sensibilisation publique visant à rétablir les faits au sujet du secteur des sables bitumineux et son bilan au fil des ans sur les plans de la responsabilité environnementale et sociale, des percées technologiques et des avantages économiques non seulement pour l'Alberta, mais également pour le Canada et les États-Unis. Divers représentants de Canadian Oil Sands ont notamment entrepris une série de conférences dans l'ensemble du Canada et des États-Unis en 2011 afin d'informer les médias, les représentants gouvernementaux, les étudiants et les professeurs d'université ainsi que le grand public au sujet du secteur des sables bitumineux et des initiatives qui ont été prises pour relever certains des défis en matière d'environnement.

Canadian Oil Sands ne dispose d'aucune politique en matière d'environnement étant donné qu'elle n'est pas l'exploitant du projet Syncrude. Cependant, SCL, en qualité d'exploitant du projet Syncrude, dispose de politiques ayant trait à la sécurité et à la protection de l'environnement. De plus, SCL participe à divers organismes qui se préoccupent de questions touchant l'environnement, les autochtones et le développement des collectivités. En outre, au moyen de la CSG, SCL a mis en œuvre ou

est en train de mettre en œuvre certaines pratiques globales dans plusieurs secteurs, notamment la sécurité, la gestion de l'énergie, la santé et la performance environnementale.

Les participants au projet Syncrude appuient la réduction volontaire des émissions de gaz à effet de serre, comme le dioxyde de carbone, provenant des activités de Syncrude. SCL est déterminée à réduire la consommation énergétique, ce qui devrait entraîner la baisse des émissions de gaz à effet de serre par baril de SCO produit.

Divers règlements environnementaux visent la réduction des émissions de gaz et d'autres substances à partir des installations de Syncrude. En 2007, le *Specified Gas Emitters Regulation* du gouvernement de l'Alberta pris aux termes de la loi intitulée *Climate Change Emissions Management Act* est entré en vigueur. Le règlement en vigueur exige que les installations qui émettent plus de 100 000 tonnes de gaz à effet de serre (« GES ») par année doivent réduire l'intensité de leurs émissions de 12 % par rapport aux niveaux d'intensité des émissions moyens de 2003, de 2004 et de 2005. Si la cible d'intensité des émissions n'est pas atteinte au moyen d'améliorations de l'exploitation, les outils coercitifs suivants de conformité peuvent entrer en vigueur : un versement par tonne au fonds des changements climatiques et de gestion des émissions; l'achat de compensations en Alberta ou l'achat de crédits de rendement pour les émissions (*emission performance credits*) auprès d'une installation albertaine différente. Les versements au fonds s'établissent à 15 \$ par tonne pour chaque tonne en sus de la cible. Le règlement relatif aux coûts de conformité avec les plafonds de GES est en vigueur depuis le 1^{er} juillet 2007. Ces paiements sont déposés dans un fonds technologique de l'Alberta destiné à l'élaboration d'infrastructures visant à réduire les émissions ou à soutenir la recherche de solutions aux changements climatiques.

En 2011, Syncrude a accumulé environ 0,21 \$ par baril, ou environ 22 millions de dollars, pour la conformité au *Specified Gas Emitters Regulation*. Syncrude a versé 16 millions de dollars au fonds technologique en 2010 et 4,5 millions de dollars en 2009. L'estimation des coûts pour 2011 demeure provisoire tant que le niveau réel d'intensité des émissions de CO₂ de Syncrude ainsi que des précisions du gouvernement de l'Alberta concernant la mise en œuvre n'auront pas été obtenues. Compte tenu de la réglementation actuelle du gouvernement, du budget de production et du rendement d'exploitation, nous nous attendons à ce que les coûts de conformité de Syncrude pour ce qui est du *Specified Gas Emitters Regulation* atteignent environ 17 millions de dollars en 2012.

Le gouvernement fédéral a envisagé diverses stratégies en matière de changements climatiques au cours des dernières années, qui vont d'un système de plafonnement et d'échange à des cibles à l'égard de réductions fondées sur l'intensité. Le 31 janvier 2010, le gouvernement fédéral s'est engagé aux termes de l'Accord de Copenhague à réduire ses émissions de GES de 17 % par rapport aux émissions de 2005, ce qui est lié à la même cible adoptée par les États-Unis. À ce jour, le gouvernement fédéral a adopté une démarche de réglementation sectorielle en commençant par les secteurs du transport et de l'électricité. Le gouvernement fédéral se penche actuellement sur des façons de réduire les émissions de GES provenant de l'exploitation des sables bitumineux ainsi que de l'extraction de pétrole brut classique et de gaz naturel. Toutefois, le gouvernement fédéral n'a pas encore adopté de loi ou de règlements généraux en matière de changement climatique visant le secteur des sables bitumineux.

Le 11 décembre 2011, le gouvernement fédéral s'est engagé aux termes de l'accord de Durban à négocier d'ici 2015 un accord international sur les changements climatiques qui créeraient des engagements contraignants pour tous les grands émetteurs, cette entente devant prendre effet avant 2020. Le 12 décembre 2011, le gouvernement fédéral a annoncé que le Canada se retirerait du protocole de Kyoto.

Le 3 février 2012, les gouvernements fédéral et albertain ont publié le *Plan de mise en œuvre conjoint du Canada et de l'Alberta pour la surveillance visant les sables bitumineux*. Ce plan, qui devrait coûter au secteur d'activité jusqu'à 50 millions de dollars par année à compter de 2012, prévoit un

programme amélioré pour la surveillance des sables bitumineux et adopte une démarche intégrée pour la surveillance de l'eau, de l'air, du sol et de la biodiversité. Ce plan, dont le gouvernement assurera initialement la gestion, intégrera les efforts de surveillance régionaux que déploient divers organismes. Même si le plan précise que certaines mesures seront mise en œuvre au cours de chacune des trois prochaines années, on prévoit que ces mesures seront adaptées en fonction de l'expérience acquise et des consultations avec les parties prenantes. Par ailleurs, on ignore à l'heure actuelle comment les gouvernements répartiront les obligations de financement entre les divers participants du secteur d'activité. Canadian Oil Sands prévoit que ces nouveaux programmes de surveillance nécessiteront un financement supplémentaire de la part d'exploitation existante des sables bitumineux comme celle de Syncrude.

Se reporter à la rubrique « *Facteurs de risque* » de la présente notice annuelle pour une description des risques liés aux divers règlements environnementaux auxquels Syncrude est assujettie.

Réglementation de l'exploitation

En Alberta, un organisme appelé ERCB, qui a remplacé l'AEUB à compter du 1^{er} janvier 2008, s'occupe maintenant de la réglementation de l'exploitation des sables bitumineux. L'ERCB tire ses pouvoirs, en partie, de la loi de l'Alberta intitulée *Oil Sands Conservation Act*. Outre l'exigence de certaines approbations avant l'exploitation d'un projet de sables bitumineux, la *Oil Sands Conservation Act* autorise l'ERCB à inspecter et à examiner l'exploitation des sables bitumineux et, lorsqu'une pratique ou une installation utilisée dans l'exploitation des sables bitumineux ne respecte pas les objectifs de récupération des critères d'exploitation, à rendre des ordonnances de remédiation. Certaines modifications apportées à l'exploitation de sables bitumineux peuvent aussi exiger l'approbation de l'ERCB.

En mars 2010, le gouvernement de l'Alberta a entamé un examen exhaustif du cadre réglementaire appelé *Regulatory Enhancement Project* (le « *Projet* »). Le *Projet* est fondé sur la prémisse que le maintien de la compétitivité de l'Alberta requiert un cadre réglementaire efficace, souple, prévisible, équitable et transparent. Dans le cadre de ce *Projet*, le ministre de l'Énergie de l'Alberta a formé le groupe de travail sur l'amélioration du cadre réglementaire (le « *groupe de travail* ») et l'a chargé d'examiner comment le régime albertin de réglementation de l'énergie pouvait être amélioré. En décembre 2010, le groupe de travail a remis au ministre de l'Énergie un document intitulé « *Enhancing Assurance* ». Dans son rapport, le groupe de travail recommandait de confier à une seule autorité la réglementation des activités pétrolières et gazières en amont et de créer un régime amélioré d'élaboration et de mise en œuvre des politiques à l'égard du secteur de l'énergie de l'Alberta. Ce régime supprimerait les redondances et la complexité, recourait à des processus uniformes et gérerait mieux les risques en fonction des résultats souhaités pour l'Alberta, tout en accroissant les obligations en matière de reddition de comptes. En janvier 2011, le gouvernement de l'Alberta a accepté ces recommandations et devrait les mettre en œuvre. Toutefois, le moment exact de cette mise en œuvre est encore incertain.

Le 3 février 2009, l'ERCB a publié la directive 074. La directive constitue le premier élément d'un vaste plan mis en place par l'ERCB afin de réglementer la gestion des résidus. La directive 074 s'applique à l'ensemble des exploitants de sables bitumineux actuels, approuvés et futurs. Les exploitants doivent présenter à l'ERCB la façon dont ils comptent s'y prendre pour respecter les nouvelles exigences. Les exigences seront mises en œuvre progressivement et seront adaptées de la façon autorisée par l'ERCB, compte tenu des circonstances particulières d'un projet. Les exploitants sont également tenus d'évaluer leur rendement réel en matière de résidus et de le comparer à leurs plans approuvés en matière de résidus. Tout changement important apporté à la gestion des résidus doit être déclaré à l'ERCB et une demande de modification de l'approbation pourrait devoir être présentée. La directive 074 exige que les exploitants respectent ce qui suit :

- Réduire la quantité de résidus fins fluides par la capture d'une quantité minimale de particules fines et leur isolation dans des zones de rejet dédiées (« *ZRD* »). Les particules fines sont des

minéraux solides dont la taille ne dépasse pas 44 micromètres. La quantité de particules fines transférées dans les ZRD doit correspondre à 20 % des particules fines traitées en 2011, à 30 % en 2012 et à 50 % en 2013 et les années suivantes;

- Constituer et gérer des ZRD de façon à assurer la formation de dépôts sur lesquels peuvent circuler des véhicules et qui peuvent être remis en état cinq ans après l'arrêt des dépôts;
- Soumettre un plan de gestion des résidus à l'ERCB chaque année à compter du 30 septembre 2009. Remettre des rapports de conformité des ZRD et des rapports d'état des bassins chaque année à compter du 30 septembre 2011. Les plans relatifs aux ZRD doivent également être soumis deux ans avant leur construction. Les études préliminaires sur les ZRD et chaque bassin de résidus fluides doivent être remis d'ici le 30 septembre 2010. La directive 074 exige également la soumission d'un rapport d'état trimestriel sur la capture des particules fines à compter du troisième trimestre de 2010.

Le 30 septembre 2011, Syncrude a soumis son troisième plan annuel relatif aux bassins de résidus, conformément à la directive 074. Ce plan correspond essentiellement à celui que l'ERCB a approuvé, à certaines conditions, le 15 avril 2011 et décrit l'approche à multiples volets que Syncrude compte adopter pour réaliser l'objectif à long terme de la directive 074 au moyen de la mise en œuvre de trois grandes technologies de gestion des résidus : le recouvrement par l'eau, les résidus complexes et la centrifugation. Syncrude attend actuellement l'approbation de l'ERCB à l'égard de son troisième plan annuel relatif aux bassins de résidus.

En 2010, Syncrude, Canadian Natural Resources, Pétrolière Impériale, Shell Canada, Suncor Énergie, Ressources Teck et Total E&P Canada ont annoncé qu'elles ont l'intention de travailler ensemble pour faire avancer la gestion des résidus. L'annonce reflète les engagements des sociétés à agir de façon responsable sur les plans social et environnemental dans l'exercice de leurs activités et répond à la politique du gouvernement de l'Alberta qui consiste à faire progresser la réutilisation en temps opportun des résidus. Les sociétés ont convenu des principes de base suivants :

- veiller à ce que les renseignements techniques sur les résidus puissent être obtenus par un plus grand nombre de membres du secteur, de membres du milieu universitaire, d'organismes de réglementation et d'autres personnes intéressées à collaborer à l'élaboration de solutions concernant les résidus;
- collaborer avec des sociétés ainsi que des organismes de recherche pour ce qui est de la technologie, du développement et de la recherche liés aux résidus;
- supprimer toute barrière sur le plan pécuniaire et sur le plan de la propriété intellectuelle à l'utilisation des connaissances et des méthodes liées à la recherche et au développement ainsi qu'à la technologie relatifs aux résidus;
- participer à l'élaboration d'un cadre approprié permettant d'organiser les renseignements sur les résidus, de les vérifier au moyen d'un examen mené par des pairs et de les tenir à jour.

Outre la directive 074, l'AENV élabore également un cadre de gestion des résidus (le « CGR »). Le CGR consiste en un cadre très important permettant de gérer tous les aspects des résidus, dont : le volume des résidus fins à maturité, la taille des bassins de résidus, l'incidence des GES, l'utilisation, la réutilisation et le retour de l'eau; la réutilisation progressive et le recours à la recherche et au développement. À l'heure actuelle, le CGR met l'accent sur la gestion des résidus fins à maturité. On s'attend à ce que les exigences de la directive 074 cadrent avec le CGR. Le CGR permettra d'harmoniser les approches réglementaires connexes aux exigences de regroupement des résidus en vertu de la *Oil*

Sands Conservation Act et les résultats sur le plan environnemental en vertu de l'AEPEA et de la *Loi sur le régime des eaux* (Canada).

Développement des concessions

Le pétrole obtenu à partir des sables bitumineux est produit aux termes de concessions de sables bitumineux accordées par la province d'Alberta. Ces concessions ont des durées initiales qui peuvent varier mais qui sont généralement de 15 ans. Bien que la durée des concessions futures puisse varier, les concessions actuelles du projet Syncrude ont, pour la plupart, des durées de 15 ans. Si la production attribuable à une concession dépasse le seuil de production minimum fixé pour cette concession, elle est automatiquement renouvelée à son échéance. De plus, les concessions sont automatiquement renouvelées si un plan de développement d'un projet mené sur la concession a été approuvé par le ministre de l'Énergie et s'il est poursuivi par le bailleur. En 1997, la province d'Alberta a approuvé la poursuite des quatre concessions d'Aurora (soit les concessions 10, 12, 31 et 34) en fonction du plan de développement du projet Syncrude, y compris le projet Aurora, et tant que ce plan et cette approbation seront en vigueur et suivis, les concessions d'Aurora continueront de se renouveler à leur échéance. En 1999, SCL a reçu la confirmation que les concessions 29 et 30 étaient également comprises, à des fins foncières, dans le plan de développement du projet Syncrude. En 2002, les concessions 17 et 22 ont été prolongées aux termes de l'article 13 du règlement intitulé *Oil Sands Tenure Regulations AR 50/2000* pour une durée indéterminée, et assorties d'un statut de production.

En 2009, dans le cadre d'un swap de tenure à bail visant à accroître le taux de récupération de bitume des concessions gouvernementales par tous les exploitants de sables bitumineux, Syncrude a acquis une partie de la concession 52 auprès de Fort Hills Energy L.P.

Redevances et impôts

La province d'Alberta impose des redevances à taux divers sur la production de pétrole brut provenant des terrains dont elle est la propriétaire des droits miniers. Les produits recouverts par le projet Syncrude sont assujettis à une redevance qui est payable au gouvernement de l'Alberta. Syncrude et Suncor ont chacune conclu une convention de redevances à la Couronne avec le gouvernement de l'Alberta. Le reste de l'industrie des sables bitumineux est assujetti au régime de redevances à la Couronne, comme il est expliqué ci-après.

En date du 1^{er} janvier 2009, Syncrude a commencé à verser des redevances à la Couronne aux termes de la convention de redevances modifiée et de la convention d'options relative à la redevance sur le bitume de Syncrude. Le 25 octobre 2007, le gouvernement de l'Alberta a annoncé son intention d'introduire un nouveau régime de redevances à la Couronne, qui est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2009, pour l'industrie du pétrole et du gaz. Dans le cadre du régime de redevances de base des sables bitumineux qui était en vigueur en Alberta en 2008 et en 2007, les redevances à la Couronne correspondaient à 1 % des produits d'exploitation bruts à la sortie de l'usine avant la couverture ou, si ce montant est supérieur, à 25 % des produits d'exploitation nets, calculés en tant que produits d'exploitation bruts à la sortie de l'usine avant la couverture, déduction faite des coûts d'exploitation, des coûts hors production et des dépenses en immobilisations de Syncrude autorisés. Les participants au projet Syncrude avaient conclu une entente avec le gouvernement de l'Alberta qui codifiait les modalités des redevances à la Couronne jusqu'au 31 décembre 2015. Toutefois, les participants au projet Syncrude ont entrepris des négociations avec le gouvernement de l'Alberta en 2008 afin d'établir comment la transition à ce régime de redevances à la Couronne s'appliquerait au projet Syncrude. Des changements majeurs dans la façon dont les redevances sont calculées par suite des ententes conclues au cours de ces négociations ont été mis en œuvre en 2009, comme il est indiqué ci-après.

En 2008, Canadian Oil Sands et les autres participants au projet Syncrude ont exercé leur option préexistante de conversion en redevances à la Couronne en fonction du bitume. Depuis le 1^{er} janvier 2009,

Synchrude verse les redevances à la Couronne en fonction des produits d'exploitation attribuables au bitume réputé, déduction faite des coûts d'exploitation, des coûts hors production et des dépenses en immobilisations autorisés attribuables au bitume, plutôt que de payer des redevances à la Couronne en fonction de la production de SCO. Dans le cadre de la conversion à des redevances en fonction du bitume, seuls les coûts liés à la production de bitume, plutôt que du SCO pleinement valorisé, peuvent être déduits. De plus, les coûts liés aux dépenses en immobilisations qui ont été déduits dans le calcul des redevances à la Couronne sur le SCO au cours d'années antérieures, mais qui ne le sont plus, sont récupérés par la Couronne. Les sommes récupérées totalisent environ 5 milliards de dollars (1,8 milliard de dollars nets pour Canadian Oil Sands) et seront déduites des coûts déductibles dans le calcul des redevances à la Couronne sur la période de 25 ans comprise entre 2009 et 2033, ce qui donnera lieu à des redevances à la Couronne additionnelles futures d'environ 1,25 milliard de dollars, majorées des intérêts (459 millions de dollars, majorés des intérêts, nets pour Canadian Oil Sands) sur cette période.

En 2008 également, Canadian Oil Sands et les autres participants au projet Synchrude ont conclu une entente avec le gouvernement de l'Alberta sur les modalités selon lesquelles la transition au nouveau régime de redevances de l'Alberta s'appliquera au projet Synchrude. Aux termes de la convention de redevances modifiée, les participants au projet Synchrude verseront 25 % de leurs produits d'exploitation nets attribuables au bitume réputé ou, si ce montant est supérieur, 1 % de leurs produits d'exploitation bruts attribuables au bitume réputé, majorés d'une redevance additionnelle pouvant aller jusqu'à 975 millions de dollars (358 millions de dollars nets pour Canadian Oil Sands) pour la période allant du 1^{er} janvier 2010 au 31 décembre 2015. La redevance additionnelle de 975 millions de dollars est réduite proportionnellement si la production de bitume est inférieure à 345 000 b/j au cours de la période et elle peut être versée en six versements annuels selon l'échéancier indiqué ci-après.

(en millions de dollars)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Total
Synchrude Canada Ltée	75	75	100	150	225	350	975
Part de Canadian Oil Sands	27	27	37	55	83	129	358

Aux fins du calcul des produits d'exploitation réputés tirés du bitume aux termes de la convention de redevances modifiée, le bitume doit être évalué selon une formule aux termes de laquelle la valeur du bitume est fondée sur le prix du pétrole lourd canadien, sous réserve de déductions raisonnables liées à la qualité, au transport et à la manutention (y compris le coût des diluants) pour tenir compte des différences de qualité et d'emplacement entre le bitume de Synchrude et le bitume qui sert à établir le prix de référence. Le gouvernement de l'Alberta, SCL et les participants au projet Synchrude sont actuellement en pourparlers afin de déterminer les rajustements appropriés devant être effectués pour tenir compte de la qualité, du transport et de la manutention. Ces rajustements diffèrent de ceux dont il est question dans la méthode d'évaluation du bitume de base. En décembre 2010, le gouvernement de l'Alberta a donné un avis modifié d'évaluation du bitume pour Synchrude (la « MEB de Synchrude »). Aux fins de l'estimation et du versement des redevances, Synchrude a utilisé une méthode d'évaluation du bitume fondée sur l'interprétation donnée à la convention de redevances modifiée par les participants au projet Synchrude et par SCL, laquelle diffère de la MEB de Synchrude. Par conséquent, la quote-part des redevances constatée pour la période allant du 1^{er} janvier 2009 au 31 décembre 2011 qui revient à Canadian Oil Sands s'élève maintenant à environ 40 millions de dollars de moins que le montant calculé en vertu de la MEB de Synchrude. Les participants au projet Synchrude et le gouvernement de l'Alberta continuent de discuter de la méthode de calcul des rajustements raisonnables devant être effectués pour tenir compte de la qualité, du transport et de la manutention. Toutefois, si ces discussions n'aboutissent pas à une solution convenable pour les deux parties, celles-ci pourront recourir aux tribunaux. Si ces discussions ou ce recours aux tribunaux fait en sorte que la valeur du bitume réputé diffère de celle utilisée par Synchrude aux fins de l'estimation et du versement des redevances, l'incidence cumulative sur la quote-part des

redevances revenant à Canadian Oil Sands depuis le 1^{er} janvier 2009 sera constatée immédiatement et se répercutera sur le bénéfice net et les flux de trésorerie provenant de l'exploitation en conséquence.

Après 2015, le projet Syncrude sera assujéti au nouveau régime de redevances qui s'applique aujourd'hui à la majeure partie de l'industrie des sables bitumineux. À l'heure actuelle, ce régime de redevances de base repose sur un taux à échelle mobile, qui prendra en considération les niveaux de prix en dollars canadiens du WTI (« WTI – \$ CA »). Le taux minimum de redevances est de 1 % des produits d'exploitation réputés tirés du bitume et, lorsque le prix du pétrole WTI – \$ CA est au-delà de 55 \$ le baril, il augmente pour s'établir à 9 % des produits d'exploitation réputés tirés du bitume à un prix WTI – \$ CA réputé de 120 \$ par baril et plus. Le taux minimum de redevances net est 25 % des produits d'exploitation nets réputés tirés du bitume et, pour chaque tranche de 1 \$ d'augmentation du prix WTI – \$ CA au-delà de 55 \$ par baril, il augmente pour s'établir jusqu'à 40 % des produits d'exploitation nets réputés tirés du bitume à 120 \$ par baril et plus.

On peut consulter la version anglaise de la convention de redevances modifiée et de la convention d'options relative à la redevance sur le bitume de Syncrude, qui sont des contrats importants de la Société, à l'adresse www.sedar.com.

Avant la réorganisation, les revenus étaient mis à l'abri de l'impôt par le versement de distributions aux porteurs de parts. Par conséquent, aucune utilisation importante des comptes fiscaux ni aucune charge d'impôt différé n'a été comptabilisée dans les états financiers consolidés de 2010. En 2011, le bénéfice de Canadian Oil Sands a été mis à l'abri des impôts exigibles par l'utilisation des comptes fiscaux, ce qui a entraîné la comptabilisation d'une charge d'impôt différé dans les états financiers consolidés. La Société s'attend à devoir verser des impôts exigibles à compter de 2012.

L'imposition des revenus liés à Syncrude est conforme aux pratiques normales de l'industrie des ressources, à certaines différences importantes près. Étant donné que Syncrude est une société minière, elle est assujéti à certaines dispositions propres, par exemple la déduction pour amortissement accéléré (« DAA ») jusqu'à concurrence du revenu d'une mine pour les actifs de catégorie 41(a) qui s'appliquait aux nouvelles mines ou aux grandes expansions d'une mine existante lorsqu'il y avait augmentation de la capacité de la mine de 25 % ou plus. Avec prise d'effet le 6 mars 1996, les activités minières et de sables bitumineux qui avaient effectué des dépenses en immobilisations dépassant 5 % des revenus bruts au cours d'une année d'imposition étaient également admissibles à la DAA pour ces dépenses au-delà du seuil de 5 % inclus dans la catégorie 41(a.1). Le gouvernement fédéral, dans son budget du 19 mars 2007, a proposé d'éliminer la DAA pour les projets de sables bitumineux. La DAA courante continuera de s'appliquer aux actifs acquis avant le 19 mars 2007 et ceux acquis avant 2012 qui font partie de projets dont la construction principale a commencé avant le 19 mars 2007. Les autres actifs pourront toujours se prévaloir de la DAA, mais seront assujéti à des taux d'élimination entre 2012 et 2015. Le taux standard de 25 % de la déduction pour amortissement continuera à s'appliquer après 2015.

Employés

Au 31 décembre 2011, la Société comptait 25 employés à temps plein et trois employés à temps partiel ainsi que quatre consultants.

À la fin de 2011, en qualité d'exploitant du projet Syncrude, SCL comptait environ 5 500 postes équivalents temps plein, dont aucun n'était syndiqué. Même s'il semble que le personnel de SCL ne se syndiquera pas, il n'existe aucune certitude à cet égard.

SCL a également recours aux services de divers entrepreneurs externes pour assurer l'entretien contractuel de certaines parties de l'usine de Syncrude. D'autres entrepreneurs sont également nécessaires lors des fermetures, des travaux d'entretien et des grands travaux de construction d'immobilisation. La plupart des employés de ces entrepreneurs sont syndiqués. La stabilité des effectifs des entrepreneurs

syndiqués est maintenue aux termes de diverses conventions collectives visant une branche d'activité ou l'ensemble d'une installation qui fixe les taux de salaires et les conditions de travail des travailleurs syndiqués embauchés pour les travaux de construction et les activités d'entretien de différents projets en Alberta, y compris l'usine Syncrude.

FACTEURS DE RISQUE

Risques liés aux activités de Canadian Oil Sands

Les résultats financiers de Canadian Oil Sands sont fortement tributaires du prix du pétrole brut

La situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives de croissance de Canadian Oil Sands sont largement tributaires du cours en vigueur et prévu du pétrole. Le cours du pétrole connaît des fluctuations importantes en fonction de variations relativement mineures de l'offre et de la demande pour le pétrole, de l'incertitude des marchés et de divers autres facteurs, y compris l'accès aux marchés et à une capacité des pipelines suffisante, qui sont tous indépendants de la volonté de Canadian Oil Sands. Au cours des deux dernières années, le prix du pétrole brut WTI a fluctué à l'intérieur d'une fourchette dont le prix le plus élevé était de 114 \$ US le baril et le plus faible, de 68 \$ US le baril. Des facteurs se rapportant à l'offre et à la demande à l'échelle mondiale et régionale peuvent influencer sur les prix. Ces facteurs comprennent la conjoncture économique au Canada, aux États-Unis et à l'échelle mondiale, l'accès aux marchés et à une capacité des pipelines suffisante, les conditions climatiques au Canada et aux États-Unis, les mesures prises par l'Organisation des pays exportateurs de pétrole, la réglementation gouvernementale, la stabilité politique au Moyen-Orient et ailleurs, une guerre ou une menace de guerre dans les régions productrices de pétrole, l'offre étrangère de pétrole et de produits raffinés, le prix des importations étrangères de pétrole brut et de produits raffinés ainsi que la disponibilité et le prix des sources d'approvisionnement de rechange. Tous ces facteurs sont indépendants de notre volonté et peuvent occasionner une grande instabilité des prix, non seulement quant au prix du pétrole brut et du gaz naturel, mais également quant aux écarts de prix variables entre le pétrole brut lourd et le pétrole brut léger et aux écarts de prix du SCO par rapport aux prix de référence du pétrole brut léger comme le WTI et le pétrole brut Brent européen, qui peuvent tous avoir une incidence sur le prix du SCO. Par le passé, les prix du pétrole ont fluctué grandement et nous prévoyons une volatilité et une incertitude continues des prix du pétrole brut. Au cours des 12 derniers mois, l'écart mensuel entre le prix du SCO et celui du WTI a oscillé entre une prime d'environ 15 \$ par baril et un escompte d'environ 15 \$ par baril. Un faible prix du pétrole brut sur une longue période pourrait avoir une incidence sur la valeur de nos propriétés de pétrole brut et sur le niveau de dépenses engagées à l'égard des projets de croissance et pourrait occasionner une diminution de la production. Par conséquent, un prix du pétrole brut faible, en particulier, pourrait avoir une incidence défavorable sur notre situation financière et sur notre liquidité ainsi que sur nos résultats d'exploitation. La marge d'exploitation est fortement tributaire du cours du pétrole. Toute baisse importante et prolongée du cours du pétrole ou la persistance d'un écart négatif du prix du SCO par rapport au prix du WTI ou du pétrole brut Brent européen aurait un effet défavorable sur les produits d'exploitation, la rentabilité et les flux de trésorerie provenant de l'exploitation de Canadian Oil Sands et influencerait vraisemblablement sur la capacité de Canadian Oil Sands à verser des dividendes et à rembourser ses titres de créance.

Même si, depuis le début de la production en 1978, les participants de Syncrude n'ont jamais interrompu la production du projet Syncrude pour des raisons non opérationnelles, ils pourraient décider de suspendre la production si le cours du pétrole devait baisser à un niveau très bas pendant une période prolongée. Une telle interruption de production pourrait entraîner des dépenses supplémentaires importantes pour Canadian Oil Sands et aurait un effet négatif sur sa capacité à verser des dividendes et à rembourser ses titres de créance.

Il existe un certain nombre de risques associés aux activités de Syncrude qui pourraient avoir un effet défavorable important sur Canadian Oil Sands

À l'heure actuelle, notre participation dans le projet Syncrude représente la quasi-totalité de nos éléments d'actif desquels nous tirons la totalité de nos flux de trésorerie provenant de l'exploitation. Le projet Syncrude est une installation unique interreliée et interdépendante. La fermeture prolongée d'une partie du projet Syncrude pourrait avoir des répercussions importantes sur la production de SCO. Une interruption pourrait réduire, voire éliminer, nos flux de trésorerie provenant de l'exploitation. En outre, des complications peuvent survenir lors de l'intégration de nouveaux systèmes aux systèmes ou aux installations existants. Le risque lié à ces complications est quelque peu atténué par les procédures de Syncrude qui consistent à effectuer un démarrage séquentiel d'unités. Toutefois, rien ne garantit que le projet Syncrude produira du SCO selon les volumes et au coût prévu, ni qu'il ne cessera pas totalement la production dans certaines circonstances. Les charges opérationnelles pour la production de SCO sont sensiblement supérieures aux charges opérationnelles pour la production de pétrole brut classique. Une augmentation des charges opérationnelles pourrait avoir un effet défavorable important sur Canadian Oil Sands, notre bénéfice net et nos flux de trésorerie provenant de l'exploitation. Étant donné que la majeure partie des charges opérationnelles de Syncrude sont des charges fixes, toute réduction des volumes de production a une incidence importante sur notre marge d'exploitation.

Le projet Syncrude est situé en région éloignée accessible par une route praticable en tout temps depuis Fort McMurray. En cas de fermeture de la route, notamment en raison des conditions climatiques, SCL pourrait éprouver des difficultés à obtenir le matériel et la main-d'œuvre nécessaires au maintien de la production.

Étant donné que le projet Syncrude est notre seul élément d'actif productif d'importance, un incident majeur, sur le plan de l'exploitation ou autre, touchant les activités de Syncrude ou les pipelines qui servent à transporter notre produit pourrait entraîner une réduction considérable ou totale des ventes de notre produit pour une période de temps prolongée et cela pourrait avoir des répercussions importantes sur notre capacité de générer des flux de trésorerie provenant de l'exploitation et cela pourrait donc toucher de façon défavorable notre capacité de faire face à nos exigences d'exploitation et d'endettement entre-temps jusqu'à ce que les activités d'exploitation reprennent.

Les caractéristiques géologiques des sables bitumineux et le socle de calcaire sous-jacent pourraient comporter le risque que la nappe aquifère souterraine envahisse et inonde la zone d'exploitation minière, ce qui réduirait la quantité de minerai pouvant être exploitée.

La production de SCO exige d'importants investissements de capitaux et comporte des risques particuliers, notamment des ruptures de digues de bassins de sédimentation, des incendies, des explosions, des fuites de gaz et des déversements de matières dangereuses, qui peuvent tous causer des blessures et des dommages matériels à l'équipement et à l'environnement, et entraîner l'interruption des activités. En outre, il existe des risques réglementaires et économiques liés aux technologies en émergence nécessaires pour produire de façon économique et faisable du SCO au projet de Syncrude.

Par exemple, il existe des garanties limitées que les technologies de remise en état actuelles et en développement liées aux résidus fins respectent les normes de gestion des résidus mises en place par la directive 074, ce qui pourrait entraîner l'application de mesures coercitives pouvant se traduire par des amendes pour non-conformité, une augmentation de la fréquence des inspections et la suspension ou l'annulation des approbations, outre de nouveaux investissements en recherche. Ainsi, il peut exister des risques technologiques.

Syncrude produit d'importantes quantités de soufre qu'elle entrepose dans des blocs sur le terrain de son usine, puisque, historiquement, la production a dépassé les ventes et pourrait continuer à le faire. Il n'existe actuellement qu'un marché limité pour le soufre. Rien ne garantit que la réglementation

environnementale future relative à l'usage, l'entreposage, la manutention et/ou l'élimination de soufre n'aura pas une incidence défavorable sur les coûts unitaires de la production de SCO.

Syncrude s'efforce d'exercer ses activités de façon sécuritaire et, au cours de ses 34 années d'existence, elle a obtenu un solide bilan en matière de sécurité. Cependant, des blessures et des décès se produisent malheureusement. En février 2011, une décision a été rendue contre Syncrude l'enjoignant de payer une amende en vertu de la loi de l'Alberta intitulée *Occupational Health and Safety Act* relativement au décès d'un employé qui est survenu en 2008. Des blessures ou des décès sont susceptibles de survenir à Syncrude, ce qui pourrait entraîner l'imposition de pénalités de nature financière, réglementaire ou pénale.

Les risques liés à la réalisation et à l'intégration d'un projet important aux activités existantes pourraient avoir des incidences sur Canadian Oil Sands

Il existe certains risques liés à la réalisation des projets importants de Syncrude, notamment le projet RES, les déplacements ou les remplacements des trains miniers, l'usine de traitement des résidus complexes, l'usine de centrifugation et les projets de croissance et de développement futurs. Ces risques comprennent : notre capacité à obtenir les approbations environnementales et les autres approbations réglementaires requises; les risques liés à l'échéancier, aux ressources et aux coûts, notamment la disponibilité et le coût des matériaux, de l'équipement et du personnel qualifié, notamment une main-d'œuvre compétente du domaine de la construction et de l'ingénierie; l'incidence de la conjoncture économique et du marché générale; les conditions climatiques; notre capacité à financer la croissance si le prix des marchandises demeure bas pendant une période prolongée; l'incidence de nouveaux participants sur le marché des sables bitumineux, qui pourrait prendre la forme d'une concurrence relative aux personnes qualifiées, d'une demande accrue relative aux infrastructures de la région de Wood Buffalo, en Alberta (par exemple, le logement, les routes et les écoles) et une concurrence des prix pour les produits vendus sur le marché; et l'effet d'une modification de la réglementation gouvernementale et des attentes du public quant à l'incidence de l'exploitation des sables bitumineux sur l'environnement.

La mise en service et l'intégration de nouvelles installations ainsi que la réalisation de projets importants au sein d'une usine en exploitation comportent des questions nécessitant une gestion des risques. Par exemple, le déménagement et le remplacement des trains miniers qui étaient à proximité des puits épuisés sont nécessaires afin de faire progresser le développement de mines et d'entasser les résidus dans les fosses. Si les trains miniers ne sont pas enlevés à temps, il se peut que Syncrude ne soit pas en mesure d'installer les bassins de résidus et, par conséquent, de produire du bitume selon les niveaux prévus, sur une certaine période. De plus, les taux de production ne devraient pas être touchés par le déménagement des trains miniers à Aurora nord; toutefois, la Société sera exposée à certains risques alors que chaque train minier sera déménagé, si un des deux trains miniers en activité tombait en panne.

Les projets d'immobilisations pourraient connaître des dépassements de coûts

Il existe un risque lié à la fourniture d'estimations en matière de coûts pour les projets d'envergure. Canadian Oil Sands donne souvent des estimations à l'égard des projets d'envergure de Syncrude, qui englobent la phase de la conception jusqu'aux phases ultimes de réalisation des aspects techniques détaillés. Toutefois, ces projets évoluent habituellement au fil du temps, et des mises à jour à l'égard des changements importants d'échéanciers et d'estimations des coûts sont souvent nécessaires en cours de construction. À chaque étape de ces grands projets, les estimations en matière de coûts comportent des incertitudes. Par conséquent, les coûts réels peuvent varier par rapport aux estimations, et ces différences peuvent être importantes. En outre, il se peut que l'entretien à Syncrude doive se faire plus souvent que ce qui est prévu actuellement ou que des projets d'immobilisations importants non prévus soient nécessaires.

Les coûts d'exploitation et les coûts en capital pourraient continuer à augmenter

Nous sommes exposés à des risques liés à la concurrence parmi d'autres producteurs de sables bitumineux pour certaines ressources, en particulier la main-d'œuvre qualifiée, dans la région de Fort McMurray où Syncrude et d'autres producteurs de sables bitumineux exercent des activités. La demande pour ces ressources a pour effet d'exercer des pressions inflationnistes sur les produits et les services pour exploiter, entretenir et faire croître les installations de Syncrude. Si les coûts d'exploitation et les coûts en capital continuent d'augmenter, ces hausses nuiront à l'activité et à la situation financière de Canadian Oil Sands.

Les problèmes liés au transport par pipeline et aux infrastructures de livraison peuvent avoir un effet défavorable sur les résultats de Canadian Oil Sands

Toute la production de Syncrude est transportée par l'entremise du réseau d'Alberta Oil Sands Pipeline Limited (« AOSPL »), qui se rend jusqu'à Edmonton, en Alberta. Une interruption du service de ce réseau pourrait avoir un effet défavorable sur la production et la vente de notre pétrole brut et sur nos flux de trésorerie provenant de l'exploitation. Le réseau AOSPL alimente divers autres pipelines de pétrole brut utilisés pour livrer notre production de SCO à des raffineurs au Canada et aux États-Unis. Un accès interrompu à ces réseaux de pipelines ou une répartition des volumes sur ces réseaux peut limiter et limite actuellement la capacité à livrer les volumes de production et pourrait avoir un effet défavorable sur le volume des ventes ou sur le prix obtenu pour nos produits. Ces interruptions peuvent être provoquées par l'incapacité à exploiter les pipelines, ou se rapporter aux limites de la capacité, l'approvisionnement du réseau en pétrole excédant la capacité de l'infrastructure.

La croissance de l'offre de pétrole brut provenant de l'Ouest canadien, conjuguée aux restrictions liées à la pression, a occasionné une répartition de la capacité de pipeline durant l'ensemble de 2011, et cette répartition se poursuit actuellement. Nous prévoyons que les incidences de cette répartition seront atténuées lorsque les restrictions liées à la pression seront levées. En outre, un certain nombre de projets de pipeline actuellement au stade de la planification prévoient la construction de nouveaux pipelines d'exportation ou l'expansion et l'agrandissement de pipelines existants, et cette nouvelle capacité devrait être disponible vers 2015. Dans l'intervalle, on prévoit que la répartition de la capacité de pipelines se poursuivra. Rien ne garantit que des investissements seront faits ou que des approbations des autorités de réglementation seront obtenues en vue d'offrir une telle capacité, ou encore que la capacité actuelle ne fera pas l'objet d'incidents opérationnels de façon continue qui entraîneraient une réduction de la capacité des pipelines. En outre, les arrêts prévus ou imprévus, des taux de traitement réduits ou la fermeture de nos clients raffineurs peuvent limiter notre capacité à livrer notre SCO, ce qui aurait des conséquences défavorables sur nos ventes et nos flux de trésorerie provenant de l'exploitation.

Nous limitons notre exposition à ces risques en répartissant les livraisons entre des clients multiples par le truchement de nombreux pipelines. Nous tentons de nous doter d'une capacité de stockage supplémentaire dans la région d'Edmonton. Nous sommes également bien informés des questions se rapportant à l'exploitation des infrastructures et nous influençons les propositions d'agrandissement directement ou par l'entremise d'organismes de l'industrie afin d'évaluer les risques liés à la livraison et de prendre les mesures qui s'imposent.

À l'occasion, notre production de SCO est transportée au moyen de pipelines qui traversent certaines voies navigables, notamment la rivière Athabasca. Tout déversement de notre production de SCO dans ces eaux risque d'avoir des conséquences défavorables sur l'environnement, notre réputation et notre capacité de transporter notre produit.

Commercialisation et transport du pétrole brut synthétique

Un volume important de la production tirée du projet Syncrude est vendu à une clientèle située plus loin qu'Edmonton, en Alberta, soit dans l'Est canadien et aux États-Unis. Ainsi, l'accès aux pipelines et leur capacité, la répartition de la capacité du transport des pipelines, les tarifs de transport, l'accessibilité aux marchés et l'écart de prix par rapport aux produits concurrentiels sont autant de facteurs qui peuvent nuire au volume de ventes de SCO ainsi qu'au prix de vente obtenu ou aux rentrées nettes que Canadian Oil Sands peut recevoir pour sa quote-part de la production. Étant donné que le SCO est consommé à des points de livraison situés plus loin qu'Edmonton, en Alberta, pour accommoder les quantités plus importantes de pétrole brut synthétique et d'autre pétrole lourd qui est produit, le prix de vente obtenu, moins les coûts des transports, est généralement touché de façon défavorable. Rien ne garantit que le prix de vente obtenu par Canadian Oil Sands ne sera pas touché de façon défavorable importante.

Des travaux de forage supplémentaires et des projets connexes au pétrole prévus au cours des prochaines années entraîneront vraisemblablement la mise en marché de pétrole brut supplémentaire. Rien ne garantit que les réseaux de transport existants seront en mesure de traiter cette production supplémentaire ou que de nouveaux réseaux de transport seront construits ou seront construits à temps.

Les avantages et les résultats attendus de la CSG pourraient ne pas se concrétiser

SCL ou Pétrolière Impériale peut annuler la CSG moyennant un préavis de 24 mois. De plus, à l'instar de toute convention de services, surtout une convention mettant en jeu des opérations complexes comme cela est le cas avec Syncrude, les avantages et les améliorations prévus en matière de fiabilité, de sécurité et d'efficacité énergétique pourraient ne pas se concrétiser.

Syncrude est assujettie aux lois en matière d'environnement dans tous les territoires où elle exerce ses activités et tout changement apporté à ces lois pourrait nuire à ses activités d'exploitation et aux résultats financiers de Canadian Oil Sands

Chacun des participants au projet Syncrude est responsable de sa part des obligations environnementales courantes et de la remise en état finale de l'emplacement du projet Syncrude après son abandon. Bien que la convention de gestion et de propriété ayant créé la coentreprise Syncrude soit très claire sur le caractère individuel et non solidaire des obligations, les lois en vigueur pourraient imposer à chaque propriétaire, exploitant ou détenteur de concession une responsabilité solidaire. Notre part des obligations environnementales courantes a été et devrait continuer, à court terme, d'être financée au moyen des flux de trésorerie provenant de l'exploitation. Étant donné que les activités de Syncrude nécessitent d'utiliser de l'eau et produisent du dioxyde de soufre et autres polluants et des gaz à effet de serre, tels que le dioxyde de carbone, toute législation qui restreindrait ou pénaliserait de façon importante les niveaux de production actuels aurait une incidence importante sur nos activités. Même si Syncrude accorde une importance particulière à la réduction de ces émissions par baril, rien ne garantit que la réglementation future ou existante en matière d'environnement n'aura pas de répercussions défavorables sur la capacité du projet Syncrude de fonctionner aux niveaux actuels ou à des niveaux accrus de production, ou encore que cette réglementation n'entraînera pas des coûts de production unitaires plus élevés.

Rien ne garantit que des exigences relatives à l'installation d'un système différent du projet RES n'entreront pas en vigueur à l'avenir ou que tout système sélectionné dans cette optique ou en réponse à ces exigences permettra réellement de réduire les émissions de dioxyde de soufre aux niveaux souhaités ou requis.

Le Plan de mise en œuvre conjoint du Canada et de l'Alberta pour la surveillance visant les sables bitumineux, qui a été publié le 3 février 2012, se traduira par une surveillance accrue de l'air, de

l'eau, du sol et de la biodiversité dans la région des sables bitumineux à compter de 2012. Les résultats de cette surveillance supplémentaire pourraient faire en sorte qu'une nouvelle réglementation gouvernementale soit adoptée et que celle-ci entraîne des coûts additionnels et l'imposition de nouvelles obligations juridiques relativement aux activités d'exploitation de Syncrude.

Selon le libellé actuel du LARP, il est clair que celui-ci n'aura pas d'incidence sur les approbations réglementaires existantes lorsqu'il sera mis en œuvre. Toutefois, le LARP pourrait faire en sorte qu'il soit plus difficile pour les exploitants de sables bitumineux de renouveler des approbations réglementaires si ces approbations ne sont pas conformes au LARP. Les risques précis associés au LARP demeureront indéterminés jusqu'à ce que le LARP soit mis en forme finale et approuvé par le cabinet provincial.

Syncrude produit un volume important de résidus fins, qui sont actuellement conservés dans des bassins de décantation. Le plan de fermeture et de remise en état de Syncrude et, par conséquent, son approbation par l'ERCB dépend de l'utilisation d'une technologie relative aux résidus de distillation complexes, d'une technologie de centrifugation et d'une technologie relative aux lacs de kettle pour gérer les fluides et les solides de résidus associés à la production de bitume. Étant donné qu'il s'agit d'une technologie en développement, il existe un risque que les technologies utilisées par Syncrude et la plupart des autres producteurs de sables bitumineux puissent ne pas être aussi efficaces que souhaité ou n'avoir pas le rendement nécessaire afin de satisfaire au plan approuvé de fermeture et de remise en état. Parmi les projets en cours que Syncrude a entrepris figurent le développement du projet pilote au lac de la mine de base, la mise en œuvre de la technologie relative aux résidus de distillation complexes à Aurora nord, la mise en œuvre de la technologie de centrifugation des résidus fins à maturité à Mildred Lake et d'autres projets durables comme la construction d'enceintes de confinement à l'intérieur de la mine et le déménagement des installations minières à l'emplacement de l'extraction et des résidus.

Les exigences de surveillance et de déclaration prévues par la directive 074 se traduisent par une surveillance accrue des autorités de réglementation sur la gestion des résidus, maintenant et à l'avenir. La directive 074 permettra à l'ERCB d'appliquer des mesures coercitives envers des entreprises qui ne respectent pas les normes de gestion des résidus qui s'appliquent à l'ensemble de l'industrie. Les mesures coercitives peuvent comprendre des amendes pour non-conformité, une augmentation de la fréquence des inspections et la suspension ou l'annulation des approbations. Il est à noter que la directive 074 se fonde sur le rendement; elle confère ainsi aux entreprises le soin d'avoir recours à la technologie de leur choix pour atteindre l'objectif de rendement.

Bien que Syncrude continue à développer les technologies de remise en état liées aux résidus fins à maturité et aux résidus, il existe le risque d'une augmentation des coûts de développement et de mise en œuvre de diverses mesures, la possibilité que des conditions d'approbation réglementaire spécifiques aux résidus soient jointes aux demandes de permis futures et aux renouvellements de ceux-ci, ce qui pourrait se traduire par une incidence négative sur les activités d'exploitation de Syncrude, et un risque que les approbations obtenues par Syncrude soient suspendues ou annulées si elle ne peut respecter les exigences prévues par la directive 074, ce qui risque d'avoir des conséquences défavorables importantes sur la situation financière et les activités de Canadian Oil Sands.

Canadian Oil Sands est exposée à un risque lié aux marchés financiers

Canadian Oil Sands est assujettie au risque lié aux marchés financiers en raison de la fluctuation des taux de change, des taux d'intérêt, des risques liés au crédit et de la liquidité.

Risque de change

Les résultats de Canadian Oil Sands peuvent être touchés par les fluctuations du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien, étant donné que nous produisons des revenus tirés de

ventes de pétrole basées sur le prix de référence du WTI en dollars américains, alors que les charges opérationnelles et les dépenses en immobilisations sont libellées principalement en dollars canadiens. Au cours des deux dernières années, le taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien a connu une volatilité importante, passant de 0,93 \$ US pour un dollar canadien à son plus bas, à 1,06 \$ US pour un dollar canadien à son plus haut. Le risque auquel nos ventes sont exposées est partiellement compensé par des obligations en dollars américains, par exemple des frais d'intérêts sur la dette à long terme (soit les billets de premier rang en circulation de la Société) libellée en dollars américains et notre quote-part des paiements au vendeur, libellés en dollars américains, de Syncrude. En outre, lorsque nos billets de premier rang libellés en dollars américains arriveront à échéance, nous serons exposés au taux de change du dollar américain sur le remboursement du capital des billets de premier rang. Ce remboursement de dette libellée en dollars américains sert de couverture financière partielle à l'égard des factures libellées en dollars américains que nous recouvrons de nos clients.

Dans la mesure où Canadian Oil Sands émet des titres de créance libellés en monnaie étrangère, un tel investissement peut comporter des risques importants qui ne sont pas liés à un investissement analogue dans un titre libellé en dollars canadiens. Ces risques comprennent, entre autres, la possibilité d'une variation considérable du taux de change entre le dollar canadien et les diverses monnaies étrangères et la possibilité de l'établissement de contrôle des devises soit par le gouvernement canadien, soit par les gouvernements étrangers. Ces risques varieront selon la ou les devises concernées. Au 31 décembre 2011, Canadian Oil Sands n'avait que des dettes libellées en dollars américains.

Risque de taux d'intérêt

Le bénéfice net et les flux de trésorerie provenant de l'exploitation de Canadian Oil Sands sont touchés par les fluctuations des taux d'intérêt américains et canadiens étant donné que nos facilités de crédit et nos placements sont exposés à des taux d'intérêt variables. De plus, nous sommes exposés au risque de taux d'intérêt au moment du refinancement de notre dette à long terme venant à échéance aux taux d'intérêt en vigueur. Au 31 décembre 2011, aucune somme n'avait été prélevée sur nos facilités de crédit et la prochaine échéance de nos billets de premier rang libellés en dollars américains tombe en août 2013. De plus, la Société n'avait pas d'exposition importante au risque de taux d'intérêt, compte tenu du montant de la dette assortie d'un taux d'intérêt variable ou des placements à court terme en cours durant l'année.

Risque d'illiquidité

Le risque d'illiquidité est le risque que Canadian Oil Sands ne soit pas en mesure d'honorer ses obligations financières à échéance. Nous sommes exposés au risque d'illiquidité dans la mesure où nous avons des besoins de financement liés à des engagements importants en matière d'immobilisations ou d'exploitation. Notre dette vient à échéance en août 2013. Canadian Oil Sands disposait d'une trésorerie et d'équivalents de trésorerie d'environ 700 millions de dollars et de facilités de crédit inutilisées de 1 540 millions de dollars au 31 décembre 2011 qu'elle peut affecter à ses exigences d'exploitation et ses besoins en capitaux. En dépit de la situation actuelle de notre liquidité, l'incapacité d'accéder aux marchés du crédit ou des titres de participation, combinée au maintien de la faiblesse du prix du pétrole brut, pourrait avoir de graves incidences sur la liquidité de la Société.

Risque de crédit

Canadian Oil Sands est exposée au risque lié au crédit principalement en raison du solde de ses comptes clients, des cocontractants à des opérations financières auprès desquels la Société a investi sa trésorerie et ses équivalents de trésorerie et a acheté des dépôts à terme et auprès de ses assureurs si une réclamation est en cours. Le risque maximal à l'égard d'un client ou d'un cocontractant à des opérations financières est surveillé au moyen d'une politique de crédit.

La détérioration des marchés du crédit pourrait nuire aux activités

La capacité de respecter l'échéancier de paiement de dettes ou de les refinancer est tributaire de la situation financière et du rendement d'exploitation de la Société, qui est assujettie à la conjoncture économique et concurrentielle actuelle et à certains facteurs, notamment de nature financière et commerciale, indépendants de sa volonté. La volatilité des marchés du crédit pourrait faire augmenter les coûts associés aux titres de créance en raison de l'augmentation des écarts entre les taux d'intérêt de référence pertinents ou avoir une incidence sur la capacité de la Société, ou celle de tiers avec lesquels la Société tente de faire affaire, à avoir accès à ces marchés. La Société pourrait ne pas être en mesure de maintenir un niveau suffisant de flux de trésorerie provenant de l'exploitation pour lui permettre de rembourser le capital de ses dettes, de payer les primes, le cas échéant, sur celles-ci et de verser l'intérêt sur celles-ci. De plus, les marchés des capitaux pourraient faire l'objet d'une volatilité et l'accès au financement, bien que possible à l'heure actuelle, pourrait être incertain. Ces situations pourraient nuire au secteur dans lequel la Société exerce ses activités, ainsi qu'à son entreprise, notamment aux résultats d'exploitation et financiers futurs.

La perception négative du public à l'égard des sables bitumineux canadiens pourrait avoir des incidences négatives sur l'exploitation de Syncrude et les activités de Canadian Oil Sands

Le développement des sables bitumineux canadiens a souvent été le point de mire des interventions politiques, médiatiques et activistes en matière de changement climatique, d'émissions de gaz à effet de serre, d'utilisation de l'eau, de préjudice causé aux collectivités autochtones et de dommage à l'environnement. Les inquiétudes publiques sur ces questions pourraient directement ou indirectement avoir des incidences négatives sur la rentabilité de Canadian Oil Sands, notamment i) en incitant les autorités gouvernementales à établir une réglementation extraordinaire en matière d'environnement et d'émissions, ce qui pourrait entraîner des changements dans les exigences d'exploitation de Syncrude et ainsi augmenter le coût d'exploitation, de remise en état et d'abandon; ii) en se traduisant par des lois ou des politiques qui limiteraient l'achat de pétrole brut provenant des sables bitumineux canadiens par les gouvernements ou d'autres consommateurs, ce qui restreindrait le marché de notre SCO et réduirait son prix, et iii) en faisant en sorte que les pipelines projetés ne puissent recevoir les permis et approbations nécessaires, ce qui limiterait le marché de notre SCO et réduirait son prix.

Le secteur de l'énergie et l'industrie pétrolière sont hautement concurrentiels

L'industrie pétrolière est hautement concurrentielle à tous les égards, notamment au chapitre de la distribution et de la commercialisation des produits pétroliers. La quasi-totalité de notre production est actuellement consommée par des raffineries situées au Canada et aux États-Unis aux fins de transformation en produits raffinés. Sur ces marchés, nous livrons concurrence à des sources mondiales de pétrole brut et ces raffineries livrent concurrence à d'autres raffineries et importateurs de produits raffinés. L'augmentation de l'offre mondiale de pétrole brut ou de produits raffinés, la diminution de la demande nord-américaine et/ou mondiale de pétrole brut ou de produits ou des arrêts prévus ou imprévus des activités des raffineries en général ou de raffineries qui traitent le SCO de Canadian Oil Sands pourraient avoir une incidence défavorable sur le prix reçu pour notre SCO ou notre capacité de livrer notre SCO et par conséquent, sur les produits d'exploitation et les flux de trésorerie provenant de l'exploitation.

Le projet Syncrude rivalise avec d'autres producteurs de pétrole brut, dont certains ont des charges opérationnelles de beaucoup inférieures. De plus, un approvisionnement accru de pétrole brut synthétique et d'autres types de pétrole brut a été introduit au cours des dernières années et on s'attend à ce qu'il augmente en 2012 et au-delà. Rien ne garantit que la demande sera suffisante pour absorber la hausse de l'approvisionnement sans entraîner une érosion du prix de vente, ce qui pourrait provoquer un fléchissement de l'écart de prix que Canadian Oil Sands pourrait réaliser comparativement au pétrole brut de référence, comme le WTI et le pétrole brut Brent européen. De plus, les prix peuvent baisser à tel point

que notre quote-part de la production de Syncrude ne soit plus viable au plan économique. En réaction aux volumes croissants de pétrole brut synthétique, nous avons dû accroître nos marchés afin d'obtenir le prix supérieur prévu pour notre produit de qualité. Compte tenu de la hausse de l'offre de pétrole brut synthétique, nous pourrions obtenir un prix de vente réalisé net inférieur et devons vraisemblablement vendre nos produits à des raffineries plus éloignées de la source de production. Une telle situation entraînerait une hausse des coûts de transport du produit et, par conséquent, le prix de vente net réalisé pour nos produits pourrait être touché de façon négative. L'industrie pétrolière livre également concurrence à d'autres industries pour l'approvisionnement des consommateurs en énergie, en combustible et en produits connexes.

En outre, la concurrence pour l'embauche d'une main-d'œuvre qualifiée dans la région de Wood Buffalo exerce une pression sur le recrutement, la formation et le maintien du personnel nécessaire à l'exploitation efficace et efficiente des installations de Syncrude. Afin de fournir un nombre adéquat de main-d'œuvre formée à ses exploitations à l'avenir, SCL appuie les communautés autochtones, les collèges, les universités, les écoles de métier à l'échelle régionale et divers paliers de gouvernement afin d'aider des personnes à acquérir les compétences et les connaissances nécessaires pour œuvrer sur le marché du travail. SCL est l'un des employeurs les plus importants d'autochtones au Canada. En outre, SCL recrute abondamment à l'échelle du Canada et, dans une moindre mesure, à l'échelle internationale afin d'attirer de nouveaux travailleurs dans la région. La CSG que SCL a conclue avec Pétrolière Impériale devrait également permettre à SCL d'avoir accès à la main-d'œuvre et aux compétences de Pétrolière Impériale et des membres de son groupe, notamment ExxonMobil. Toutefois, rien ne garantit que les répercussions définitives de ces mesures contrebalanceront les pertes éventuelles de personnel en raison du vieillissement de la population de travailleurs et de la concurrence en matière de travailleurs qualifiés.

La hausse des activités minières et manufacturières mondiales entraîne une augmentation des délais d'approvisionnement à l'égard de nombreux matériaux utilisés dans le cadre de l'exploitation de Syncrude. Au cours des dernières années, Syncrude a dû mettre davantage l'accent sur les activités d'établissement du calendrier et de planification de l'entretien, en accordant une attention particulière à la disponibilité d'un stock de pièces de rechange adéquat en tout temps. Toutefois, certains fournisseurs éprouvent des difficultés à répondre à l'augmentation subite de la demande relative aux matériaux d'entretien et d'exploitation. Si Syncrude ne peut obtenir ce matériel nécessaire à son exploitation, la production pourrait en subir les contrecoups et, par conséquent, le volume des ventes et les flux de trésorerie provenant de l'exploitation de Canadian Oil Sands seraient affectés de manière défavorable.

La forte concurrence dans la région de Wood Buffalo devrait continuer à constituer un enjeu permanent dans les années à venir.

Canadian Oil Sands et Syncrude pourraient faire face à des responsabilités inconnues

Il se peut que la Société doive prendre en charge des responsabilités inconnues par l'intermédiaire de ses participations directes et indirectes dans Syncrude et ses autres filiales (dont Canadian Arctic), dont celles qui sont associées à d'anciens projets de forage dans le nord du Canada et des questions d'ordre environnemental, liées aux redevances à la Couronne ou d'ordre fiscal. La découverte de responsabilités importantes qui étaient inconnues pourrait nuire à la situation financière et aux résultats d'exploitation de Canadian Oil Sands.

La mise en œuvre de la réglementation du gouvernement fédéral en matière de changements climatiques pourrait donner lieu à une augmentation des charges opérationnelles, des coûts en capital et des projets de développement futurs de Syncrude

De nombreuses incertitudes à l'égard de l'incidence de l'examen sectoriel effectué par le gouvernement fédéral canadien des émissions de GES et de l'incidence que cet examen aura sur les sables

bitumineux en particulier. En outre, l'incertitude qui entoure l'harmonisation de toute législation fédérale future en matière de changement climatique avec le règlement de l'Alberta intitulé *Specified Gas Emitters Regulation* rend difficiles les estimations de coûts découlant de la conformité à la réglementation sur les changements climatiques, notamment lorsque les coûts des tierces parties sont intégrés dans la chaîne d'approvisionnement de biens et de services de Syncrude. Il n'est pas certain que les incidences en matière de coûts pour Canadian Oil Sands découlant de la réglementation du gouvernement fédéral sur les changements climatiques ne seront pas importantes, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre situation financière ou nos résultats d'exploitation et, par ricochet, un effet négatif sur les résultats financiers ou les résultats d'exploitation de la Société.

La législation et la réglementation mondiale en matière de changements climatiques pourraient avoir une incidence défavorable sur les marchés du pétrole brut et du pétrole brut synthétique

La législation et la réglementation environnementale dans les territoires d'importation qui régissent les normes en matière de combustibles au carbone pourraient entraîner une augmentation des coûts et/ou une réduction des revenus pour la Société. Par exemple, certains États des États-Unis ont adopté ou étudié des lois qui, dans certains cas, considèrent les émissions de GES sur la durée de vie du carburant acheté et qui pourraient avoir une incidence défavorable sur la commercialisation des produits de Syncrude, ou nécessiter l'achat de crédits d'émissions afin d'effectuer des ventes dans ces territoires. En outre, l'Union européenne envisage d'adopter une loi qui attribuerait une empreinte carbone supérieure au pétrole brut non classique comme le pétrole tiré des sables bitumineux. Même si, à l'heure actuelle, Canadian Oil Sands ne vend pas son produit SCO en Europe, l'adoption de cette loi pourrait servir d'exemples à d'autres pays qui souhaitent adopter une législation ou une réglementation qui vise précisément les pétroles bruts non classiques comme le pétrole brut tiré des sables bitumineux.

Canadian Oil Sands ne sera pas viable sur le plan économique si les réserves du projet Syncrude ne peuvent être produites et commercialisées de façon rentable

À l'heure actuelle, notre investissement dans le projet Syncrude constitue notre unique actif productif. Les fluctuations des cours du pétrole brut ou l'augmentation des coûts peuvent faire en sorte que l'exploitation minière, l'extraction et la valorisation des réserves de sables bitumineux renfermant du bitume de moindre qualité s'avèrent peu rentables. En outre, des facteurs à court terme relatifs aux réserves des sables bitumineux, comme la nécessité d'un développement ordonné des corps minéralisés ou le traitement de nouvelles concentrations ou de différentes concentrations de minerai peuvent compromettre la rentabilité d'une mine et d'une unité de valorisation au cours d'une période donnée.

Une hausse des prix du gaz naturel ou une pénurie de l'approvisionnement en gaz naturel pourrait avoir un effet défavorable sur Canadian Oil Sands

La situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives de croissance de Canadian Oil Sands sont largement tributaires du cours et de la disponibilité du gaz naturel. D'importants volumes de gaz naturel sont utilisés comme matières premières d'alimentation au projet Syncrude principalement pour la production d'hydrogène et, dans une moindre mesure, comme combustible pour la production de chaleur, de vapeur et d'électricité. Le cours du gaz naturel connaît des fluctuations importantes en fonction de l'offre et de la demande en Amérique du Nord. SCL et Canadian Oil Sands n'ont aucun contrôle sur ces fluctuations du cours. Un cours élevé du gaz naturel pendant une période prolongée ou une hausse importante du cours du gaz naturel pourrait avoir un effet défavorable sur la rentabilité et les flux de trésorerie provenant de l'exploitation de Canadian Oil Sands. En outre, en Alberta, la quantité de gaz naturel disponible pourrait être restreinte à l'avenir, ce qui aurait un effet sur la production et les charges opérationnelles de Canadian Oil Sands.

L'achat de gaz naturel est une composante importante des processus de valorisation et de production du bitume. Par conséquent, les augmentations du cours du gaz naturel risquent d'entraîner des

charges opérationnelles considérablement plus élevées. À l'instar du cours du pétrole brut, le cours du gaz naturel a également été volatil au cours des deux dernières années, passant d'environ 5,63 \$/GJ AECO à son plus haut à environ 2,45 \$/GJ AECO à son plus bas. Dans la mesure où les cours du pétrole brut et du gaz naturel fluctuent de façon similaire, le risque associé à des hausses du cours du gaz naturel est atténué, car la Société est beaucoup plus touchée par le prix du pétrole. Cependant, les progrès technologiques réalisés récemment ont permis d'exploiter une nouvelle offre de gaz naturel considérable découlant du cours du gaz naturel relativement bas comparativement au cours du pétrole brut, ce qui laisse entendre que, du moins à court terme, le cours du gaz naturel risque moins d'être plus élevé que le cours du pétrole brut.

Les activités du projet Syncrude sont assujetties à une importante réglementation gouvernementale; les coûts de la conformité à une nouvelle réglementation gouvernementale et l'annulation des licences du gouvernement et des concessions pourraient avoir un effet défavorable sur Canadian Oil Sands

Les activités d'exploitation minière, de valorisation et de services d'utilité publique du projet Syncrude sont assujetties à un bon nombre de lois et de règlements fédéraux, provinciaux et locaux régissant, notamment l'exploration, le développement, le transport, la production, l'exportation, les normes du travail, la santé au travail, l'élimination des déchets, l'utilisation de l'eau, la protection et la remise en état de l'environnement, la sécurité, les matières dangereuses et les substances toxiques. Nous croyons que SCL respecte essentiellement l'ensemble des lois et règlements applicables. Des modifications apportées aux lois et règlements actuels régissant l'exploitation et les activités des sociétés minières et des sociétés de raffinage ainsi que l'application plus rigoureuse de ceux-ci sont envisagées à l'occasion et pourraient avoir une incidence défavorable importante sur le projet Syncrude. Rien ne garantit que les divers permis gouvernementaux accordés au projet Syncrude ne seront pas annulés ou seront renouvelés à leur expiration, ou que la législation fiscale et les programmes d'encouragement gouvernementaux relatifs au projet Syncrude, et les industries minières, pétrolières et gazières en général, ne seront pas modifiés d'une manière défavorable pour Canadian Oil Sands. L'approbation du projet Syncrude accordée par l'AEUB expire le 31 décembre 2035, à moins qu'elle ne soit prolongée. Rien ne garantit que Syncrude continuera de respecter les conditions de ses concessions. Si elle n'était pas en mesure de s'y conformer, les concessions pourraient être révoquées, ce qui aurait une incidence défavorable importante sur le projet Syncrude et Canadian Oil Sands. De plus, rien ne garantit que le gouvernement de l'Alberta n'apportera pas au régime de redevances à la Couronne des modifications qui auraient des incidences négatives sur nos flux de trésorerie provenant de l'exploitation.

Certains éléments relatifs aux données sur les réserves de pétrole et les estimations des produits d'exploitation nets futurs sont incertains

Les données relatives aux réserves, aux ressources éventuelles et aux ressources prometteuses figurant dans la présente notice annuelle ou intégrées par renvoi dans celle-ci constituent des estimations et rien ne garantit que le niveau de récupération indiqué du SCO sera atteint. Les estimations de réserves, de ressources éventuelles et de ressources prometteuses peuvent nécessiter une révision en fonction des données de production réelles, de forages de carottage supplémentaires et de plusieurs autres facteurs. Ces estimations ont été réalisées en fonction de la capacité de traitement de l'usine et des estimations de rendement et des facteurs de récupération, ainsi que des estimations de bitume en place. Toutes ces estimations sont, à un certain degré, incertaines, et le classement des réserves, des ressources éventuelles et des ressources prometteuses ne constitue qu'une tentative de définir le degré d'incertitude à cet effet. Pour ces raisons, les estimations des réserves ou des ressources économiquement récupérables prévues, préparées par différents ingénieurs ou par les mêmes ingénieurs à des moments différents, peuvent varier. La production réelle de Canadian Oil Sands, ses produits d'exploitation et ses frais d'exploitation et de développement à l'égard de ses réserves, de ses ressources éventuelles et de ses ressources prometteuses peuvent différer de ces estimations. De même, les estimations des produits d'exploitation nets futurs sont tributaires des estimations des cours du pétrole, des charges opérationnelles et des dépenses en immobilisations futurs. Les différences par rapport aux coûts réels peuvent être considérables. Par

conséquent, ces estimations sont assujetties à des changements de la conjoncture économique et à des modifications apportées aux budgets et aux plans d'exploitation futurs.

Les estimations relatives aux réserves, aux ressources éventuelles et aux ressources prometteuses comprises dans les données relatives aux réserves et ressources sont calculées conformément aux pratiques canadiennes et elles ne peuvent pas être comparées directement aux pratiques utilisées dans d'autres territoires. En outre, les procédures employées pour établir les estimations de réserves pour le projet Syncrude ne sont pas directement comparables aux procédures employées pour établir les réserves classiques prouvées.

Certaines décisions relatives à l'exploitation du projet Syncrude nécessitent l'assentiment unanime des autres participants au projet Syncrude

Le projet Syncrude est une coentreprise qui appartient actuellement à sept participants au projet Syncrude. Chaque participant au projet Syncrude a le droit d'exprimer une voix. Les décisions en matière d'exploitation et celles qui concernent les questions de décongestion doivent être approuvées par 51 % des voix et au moins trois participants au projet Syncrude alors que les décisions importantes qui touchent la croissance et qui débordent le cadre initial des activités ainsi que les décisions concernant la possibilité de produire plusieurs produits plutôt qu'un seul doivent être approuvées à l'unanimité. Canadian Oil Sands, par l'intermédiaire de COSP, a un représentant qui préside le comité de gestion Syncrude, qui est un comité des participants au projet Syncrude qui établit la surveillance de la coentreprise Syncrude. Les plans futurs du projet Syncrude, qui consistent entre autres à développer la mine Aurora sud, dépendront de cet assentiment et pourraient dépendre de la santé financière et du point de vue des autres participants au projet Syncrude au moment de la prise des décisions.

La couverture d'assurance de Canadian Oil Sands pourrait ne pas toujours être adéquate

Syncrude peut subir un sinistre causant une perte ou une interruption de production, comme un incendie ou une explosion à ses installations d'exploitation. Bien que nous tenions à jour un programme de gestion du risque, qui comprend un volet assurance, composé principalement d'une assurance contre les pertes d'exploitation et les dommages matériels, il est peu probable que cette assurance protège complètement la Société contre les catastrophes ou des fermetures prolongées. Les pertes qui ne sont pas couvertes par notre assurance pourraient avoir une incidence défavorable importante sur notre activité, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie provenant de l'exploitation.

Risques liés à la Société ou aux actions ordinaires

Les dividendes sont variables

Les dividendes versés aux actionnaires sont tributaires d'un bon nombre de facteurs, dont le rendement financier de la Société, les clauses restrictives et les obligations, les besoins en fonds de roulement, les dépenses en immobilisations non discrétionnaires futures et les dépenses en capital de croissance futures qui sont requises pour l'achat d'immobilisations corporelles, les responsabilités actuelles et éventuelles futures en matière d'environnement, les obligations fiscales, l'incidence des taux d'intérêt et des taux de change, la croissance de l'économie en général, le prix du pétrole brut et du gaz naturel et le nombre d'actions ordinaires émises et en circulation. Les dividendes pourraient être augmentés, réduits, suspendus ou éliminés complètement en fonction des activités de Canadian Oil Sands et du rendement de ses éléments d'actif. La valeur marchande des actions ordinaires pourrait diminuer si la Société n'est pas en mesure de combler les attentes en matière de dividendes, et la diminution pourrait s'avérer importante.

Le cours des actions ordinaires pourrait être volatil

Le cours des actions ordinaires pourrait être volatil. Parmi les facteurs qui pourraient avoir une incidence sur le cours des actions ordinaires figurent les hausses ou les diminutions trimestrielles des produits d'exploitation ou des flux de trésorerie provenant de l'exploitation, les niveaux de production, les charges opérationnelles, la fluctuation des dividendes versés par la Société, la fluctuation des produits d'exploitation ou d'autres estimations par le milieu financier, la capacité de la Société à mettre en œuvre sa stratégie et les spéculations des médias ou du milieu financier concernant la situation financière ou les résultats d'exploitation de la Société. Les conditions générales du marché ainsi que des facteurs économiques et des événements politiques au Canada, aux États-Unis ou ailleurs dans le monde qui ne sont pas liés au rendement de la Société peuvent également avoir une incidence sur le cours des actions ordinaires. Pour ces raisons, les investisseurs ne devraient pas se fier aux antécédents du cours des actions ordinaires afin de prédire le cours futur des actions ordinaires ou les résultats financiers de la Société.

L'obligation de la Société de rembourser ses dettes pourrait limiter la quantité de liquidités disponibles aux fins du versement de dividendes

La Société et les membres de son groupe peuvent, à l'occasion, financer une partie importante de leur croissance (soit au moyen d'acquisitions ou de dépenses en immobilisations) et de leurs activités par des emprunts. Les sommes versées au titre des intérêts et du capital sur les dettes contractées par Canadian Oil Sands et les membres de son groupe peuvent nuire à la capacité de Canadian Oil Sands de s'acquitter de ses obligations relativement à ses titres de créance. La fluctuation des taux d'intérêt et l'échéancier de remboursement du capital pourraient donner lieu à des changements importants du montant devant être affecté au service de la dette. Cette situation pourrait donner lieu à une diminution de l'encaisse disponible aux fins du versement de dividendes par la Société. En fin de compte, les ententes de subordination ou d'autres dettes, y compris les modalités des facilités de crédit, pourraient faire obstacle au versement de dividendes.

La Société ne peut donner l'assurance sans équivoque qu'elle n'est pas une société passive d'investissement étranger (passive foreign investment company) aux fins de l'impôt sur le revenu américain

Même si la Société estime qu'il est raisonnable de penser qu'elle n'est pas actuellement une société passive d'investissement étranger (une « SPIE ») aux fins de l'impôt sur le revenu fédéral américain, nous ne pouvons donner l'assurance sans équivoque que l'Internal Revenue Service des États-Unis aura la même opinion. La Société, à titre d'associé directeur de COSP, compte des employés qui participent activement à la gestion de l'investissement de COSP dans Syncrude et à la commercialisation de la quote-part du SCO de COSP. Toutefois, si les autorités américaines considèrent cette activité comme étant « passive », alors les porteurs des États-Unis (terme défini ci-après) peuvent être assujettis à des impôts et taxes ainsi qu'à l'obligation de déposer des documents supplémentaires. De plus, le statut de SPIE est fondamentalement de nature factuelle, est établi annuellement et, de façon générale, il ne peut être établi avant la fin de l'année d'imposition en cause.

Aux fins de la présente notice annuelle, le terme « porteur des États-Unis » désigne un propriétaire véritable d'actions ordinaires qui correspond à l'une ou l'autre des descriptions suivantes :

- a) un citoyen ou un particulier qui est un résident des États-Unis, aux fins de l'impôt fédéral des États-Unis sur le revenu;
- b) une société par actions ou une autre entité considérée comme une société par actions aux fins de l'impôt fédéral des États-Unis sur le revenu, qui a été créée ou constituée aux États-Unis, dans un État des États-Unis ou dans le District de Columbia ou sous le régime des lois de l'un de ces territoires;

- c) une succession dont le revenu est assujéti à l'impôt fédéral des États-Unis sur le revenu, peu importe sa provenance;
- d) une fiducie si un tribunal américain jouit d'un pouvoir de supervision provisoire à l'égard de son administration et si une ou plusieurs personnes des États-Unis ont le pouvoir de contrôler toutes ces décisions importantes ou si la fiducie a valablement fait le choix en vertu des *Treasury Regulations* applicables d'être traitée comme une personne des États-Unis.

Si la Société ne constitue pas une « société étrangère admissible » (qualified foreign corporation) aux fins de l'impôt fédéral des États-Unis sur le revenu, chaque porteur des États-Unis pourrait être imposé à un taux supérieur sur les dividendes

La direction s'attend à ce que les dividendes qu'elle verse avant le 1^{er} janvier 2013 aux porteurs des États-Unis qui ne sont pas des sociétés (ce qui comprend les particuliers qui sont des porteurs des États-Unis) soient considérés comme un revenu de dividendes déterminés admissible au taux minimum réduit pour les particuliers de 15 % si certaines périodes de détention et d'autres exigences sont satisfaites. Toutefois, si la Société ne constitue pas une « société étrangère admissible » aux fins de l'impôt fédéral des États-Unis sur le revenu et que, par conséquent, les dividendes versés à des porteurs des États-Unis qui ne sont pas des sociétés ne sont pas admissibles au taux minimum réduit, ces porteurs devront payer l'impôt sur ces dividendes aux taux d'imposition ordinaires (le taux maximum actuel est de 35 %).

DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRE INFORMATION

Le *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (le « Règlement 51-101 ») établit un régime de présentation continue de l'information pour les sociétés pétrolières et gazières et comporte des exigences de communication de l'information précises. Le rapport de fin d'exercice sur les réserves de la Société présenté dans la présente notice annuelle respecte le Règlement 51-101.

De concert avec le Règlement 51-101, le comité permanent sur l'évaluation des réserves du chapitre de Calgary de la Society of Petroleum Evaluation Engineers et le comité permanent sur les définitions des réserves de l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole ont élaboré le Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook (le « manuel COGE ») pour qu'il serve de lignes directrices aux fins de la préparation d'évaluations des réserves et de la présentation des résultats à cet égard. Les autorités canadiennes en valeurs mobilières exigent que les émetteurs assujettis se conforment au manuel COGE, en sa version modifiée à l'occasion.

Afin d'aider à la compréhension de la terminologie requise par le Règlement 51-101, voici quelques définitions :

Réserves prouvées désignent les réserves qu'on estime avec une certitude élevée pouvoir récupérer. Le Règlement 51-101 définit en outre le niveau de certitude des réserves prouvées comme « une probabilité d'au moins 90 % que les quantités effectivement récupérées seront égales ou supérieures aux réserves prouvées estimatives ».

Réserves prouvées et probables désignent les réserves additionnelles pour lesquelles la certitude de récupération est inférieure à celle des réserves prouvées. Le Règlement 51-101 définit le niveau de certitude comme « une probabilité d'au moins 50 % que les quantités effectivement récupérées seront égales ou supérieures à la somme des réserves prouvées et probables estimatives ». Par conséquent, aux termes du Règlement 51-101, les réserves prouvées et probables représentent une « meilleure estimation » ou des « réserves anticipées ».

Réserves brutes désignent les réserves avant déduction des redevances à la Couronne de l'Alberta à payer et **réserves nettes** désignent les réserves après déduction de ces redevances à payer.

Les réserves prouvées développées correspondent aux volumes récupérables à l'aide de matériel d'extraction et d'infrastructures installés fonctionnels au moment de l'estimation des réserves. Les projets d'immobilisations requis pour soutenir la capacité de production existante sont généralement considérés par GLJ Petroleum Consultants Ltd. (« GLJ ») et les entreprises de ce secteur comme des projets d'immobilisations de soutien, sauf s'ils entraînent une croissance importante de la production. Bien que les dépenses en immobilisations de soutien puissent être élevées eu égard au niveau absolu des dépenses requises, notre évaluateur considère que la nécessité d'engager des dépenses en immobilisations de soutien n'a pas d'incidence sur la classification des réserves développées.

D'après l'évaluation technique indépendante effectuée par GLJ au 31 décembre 2011 et préparée conformément au Règlement 51-101, Canadian Oil Sands disposait de réserves prouvées et probables de 1,8 milliard de barils. Toutes les données concernant les réserves dans la présente rubrique sont basées sur la participation directe de Canadian Oil Sands à hauteur de 36,74 % dans la coentreprise Syncrude en date du 31 décembre 2011. Les réserves prouvées développées exploitées représentent 48 % des réserves prouvées et probables. Aucune quantité n'a été attribuée à l'égard des réserves prouvées inexploitées. Canadian Oil Sands ne produit actuellement qu'un seul type de produits, à savoir le SCO. Aux fins de l'évaluation des réserves, il est actuellement prévu que les réserves probables de la mine Aurora sud qui ne sont pas développées seront développées d'ici le début des années 2020 au moyen des mêmes techniques que celles qui sont déjà en place aux mines déjà développées. Des techniques supplémentaires ou différentes pourraient être envisagées.

GLJ a établi les quantités de nos réserves de pétrole brut et nos produits d'exploitation nets futurs à l'aide de ses prix prévisionnels en date du 1^{er} janvier 2012. Les estimations de réserves ont été limitées aux zones où Syncrude détient actuellement une approbation aux fins de l'exploitation minière. Les produits d'exploitation nets futurs indiqués ci-après sont fondés sur le règlement actuel en matière de redevances sur les sables bitumineux de l'Alberta, en sa version modifiée par la convention de redevances modifiée (se reporter à la rubrique « *Redevances et impôts* » de la présente notice annuelle), et ne tiennent pas compte des provisions pour la couverture de risque de change, des provisions pour l'intérêt, des charges de service de la dette, des frais généraux et administratifs, de l'assurance et des coûts de remise en état des mines et des unités de valorisation. Il ne faudrait pas présumer que les estimations des produits d'exploitation nets futurs actualisés représentent la juste valeur marchande des réserves. La date de prise d'effet des estimations de réserves et des prévisions de produits d'exploitation dans la présente notice annuelle est le 31 décembre 2011.

Les estimations des réserves et les prévisions de production ont généralement été préparées à l'aide de données au 24 janvier 2012. Le rapport de GLJ a été préparé le 1^{er} février 2012 et il est daté du 22 février 2012. Canadian Oil Sands a fourni à GLJ une lettre de déclaration confirmant que des renseignements complets et exacts avaient été fournis à GLJ.

Facteurs ou incertitudes significatifs influant sur les données relatives aux réserves

Les quantités de réserves et les produits d'exploitation nets futurs énoncés dans la présente notice annuelle sont tributaires d'un certain nombre d'hypothèses et d'estimations. Ils sont également assujettis aux risques et incertitudes relatifs aux prix du pétrole brut, notamment le prix de vente obtenu par Canadian Oil Sands par rapport au prix Par à Edmonton, et la valeur du bitume établie conformément à l'Alberta Bitumen Valuation Methodology, à l'incidence d'une loi ou de sanctions en matière d'environnement annoncées ou potentielles qui pourraient être imposées et à divers autres facteurs décrits dans la présente notice annuelle, ainsi qu'à l'incidence du moment et des coûts de développement de la mine Aurora sud. Veuillez consulter la rubrique « *Facteurs de risque* » de la présente notice annuelle pour

obtenir un exposé complet. Veuillez également consulter la rubrique « *Redevances et impôts* » de la présente notice annuelle pour une description plus en détail de la méthodologie d'évaluation du bitume de l'Alberta. En outre, l'évaluation ne tient pas compte de l'effet possible des travaux de recherche de Syncrude et des nouveaux développements technologiques.

Sommaire des réserves au 31 décembre 2011

Prix et coûts prévisionnels¹⁾²⁾

Catégorie de réserves	Réserves de pétrole brut synthétique ³⁾		Avant impôts				
	Millions de barils bruts	Millions de barils nets	Produits d'exploitation nets futurs actualisés (en millions de dollars) ⁴⁾				
			0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
Prouvées développées exploitées	848	724	35 068	20 009	13 082	9 417	7 241
Prouvées développées inexploitées	-	-	-	-	-	-	-
Total des réserves prouvées	848	724	35 068	20 009	13 082	9 417	7 241
Réserves probables	914	798	52 203	12 694	4 366	2 028	1 202
Total des réserves prouvées et probables	1 762	1 522	87 271	32 703	17 448	11 444	8 443

Catégorie de réserves	Réserves de pétrole brut synthétique ³⁾		Après impôts ⁵⁾				
	Millions de barils bruts	Millions de barils nets	Produits d'exploitation nets futurs actualisés (en millions de dollars)				
			0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
Prouvées développées exploitées	848	724	26 237	14 829	9 573	6 790	5 142
Prouvées développées inexploitées	-	-	-	-	-	-	-
Total des réserves prouvées	848	724	26 237	14 829	9 573	6 790	5 142
Réserves probables	914	798	39 026	9 282	3 064	1 359	781
Total des réserves prouvées et probables	1 762	1 522	65 263	24 111	12 636	8 149	5 922

Notes :

- 1) COSP constitue 100 % des réserves brutes et nettes indiquées.
- 2) Les taux ne correspondent pas toujours à la somme des éléments, car les chiffres ont été arrondis.
- 3) Les réserves prouvées et probables sont fondées sur les plans miniers de SCL qui, en général, tiennent compte d'un volume total de bitume en place (VT/BEP) de 14 par rapport à 1 à la base de la paroi de la fosse.
- 4) Les produits d'exploitation nets futurs actualisés à un taux de 10 %, avant impôts, selon le montant en dollars par baril (net) pour chaque catégorie s'établissent comme suit :

	\$/b
Prouvées développées exploitées	18,06 \$
Prouvées développées inexploitées	– \$
Total des réserves prouvées	18,06 \$
Réserves probables	5,47 \$
Total des réserves prouvées et probables	11,47 \$

- 5) Les impôts ont été calculés en fonction de comptes fiscaux disponibles d'environ 900 millions de dollars au 31 décembre 2011, dont 200 millions de dollars peuvent être déduits immédiatement et 700 millions de dollars sont déductibles au taux de 25 % par année sur le solde dégressif. Se reporter à la rubrique « Horizon fiscal », à la page 53.

Total des produits d'exploitation nets futurs (prix et coûts prévisionnels non actualisés)¹⁾²⁾
(en millions de dollars)

Catégorie de réserves	Produits d'exploitation	Redevances	Frais de production	Frais de développement	Coûts d'abandon	Produits d'exploitation nets futurs avant impôts	Impôts	Produits d'exploitation nets futurs après impôts
Prouvées développées exploitées	100 535	14 880	37 730	12 857	-	35 068	8 832	26 237
Prouvées développées inexploitées	-	-	-	-	-	-	-	-
Total des réserves prouvées	100 535	14 880	37 730	12 857	-	35 068	8 832	26 237
Total des réserves probables	151 894	20 473	57 944	21 275	-	52 203	13 177	39 026
Total des réserves prouvées et probables	252 429	35 353	95 673	34 132	-	87 271	22 009	65 263

Notes :

- 1) Les totaux ne correspondent pas toujours à la somme des éléments, car les chiffres ont été arrondis.
- 2) Les coûts de remise en état n'ont pas été inclus dans ces calculs. Les coûts de remise en état futurs qui comprennent les coûts estimatifs de remise en état de l'emplacement des mines et de l'unité de valorisation pour les réserves prouvées sont estimés à 2 210 millions de dollars et à 2 890 millions de dollars pour les réserves prouvées et probables. Se reporter à la rubrique « Coûts d'abandon et de remise en état » à la page 52.

Prix prévisionnels employés dans les estimations

Le tableau suivant comprend les prix de référence prévisionnels au 31 décembre 2011 employés lors de la préparation des données relatives aux réserves de Canadian Oil Sands, qui correspondent aux prix prévisionnels au 1^{er} janvier 2012 utilisés par GLJ, l'évaluateur indépendant des réserves de Canadian Oil Sands. Les prix prévisionnels du bitume au projet Syncrude sont également indiqués. Le prix du SCO à l'entrée de l'usine Syncrude devrait correspondre au « prix du pétrole brut léger non corrosif à Edmonton » majoré d'une prime de 3,00 \$ par baril (p. ex. 100,96 \$ par baril en 2012).

Année	Inflation (%)	Taux de change (\$ US/\$ CA)	Prix du pétrole brut WTI à Cushing, en Oklahoma (\$ US/b)	Prix du pétrole brut léger non corrosif à Edmonton (« Par à Edmonton ») (40 API, 0,3 % S) (\$ CA/b)	Prix du gaz au comptant AECO-C (\$/MBTU)	Prix du bitume au projet Syncrude ¹⁾ (\$ CA/b)
2012	2,0	0,98	97,00	97,96	3,49	63,85
2013	2,0	0,98	100,00	101,02	4,13	64,73
2014	2,0	0,98	100,00	101,02	4,59	65,68
2015	2,0	0,98	100,00	101,02	5,05	65,21
2016	2,0	0,98	100,00	101,02	5,51	68,40
2017	2,0	0,98	100,00	101,02	5,97	68,35
2018	2,0	0,98	101,35	102,40	6,21	69,28
2019	2,0	0,98	103,38	104,47	6,33	70,70
2020	2,0	0,98	105,45	106,58	6,46	72,15
2021	2,0	0,98	107,56	108,73	6,58	73,63
2022+	2,0	0,98	+2,0 %/année	+2,0 %/année	+2,0 %/année	+2,0 %/année

Note :

- 1) Les prix prévisionnels du bitume sont utilisés pour estimer les redevances à la Couronne. Les prix annuels prévisionnels du bitume au projet Syncrude sont variables, mais sur la durée de vie du projet, le prix moyen devrait correspondre à environ 68 % du prix du pétrole brut léger non corrosif à Edmonton.

En 2011, Canadian Oil Sands a obtenu un prix moyen pondéré de 101,66 \$ par baril (après les dépenses liées à l'achat de pétrole brut et au transport) pour son SCO.

Variations des réserves par types de produits principaux en fonction des prix et des coûts prévisionnels

Le tableau suivant présente les variations entre nos réserves avant la déduction des redevances à la Couronne de l'Alberta au 31 décembre 2011 et ces réserves au 31 décembre 2010 en fonction des hypothèses de prix et de coûts prévisionnels susmentionnées.

	Total des réserves de pétrole Pétrole brut synthétique		
	Prouvées (millions de barils)	Probables (millions de barils)	Prouvées et probables (millions de barils)
Au 31 décembre 2010	889	877	1 766
Révisions techniques	(2)	37	35
Production	(39)	-	(39)
Au 31 décembre 2011	848	914	1 762

À l'heure actuelle, un seul type de produit, soit le SCO, est produit. Des ventes de bitume de 112 millions de barils ont été incluses dans les volumes des réserves au 31 décembre 2010 indiqués ci-dessus, ces données reflétant le développement de la mine Aurora sud à l'aide du traitement par moussage paraffinique et la vente de bitume provenant de cette mine. Au cours de 2011, l'échéance établie pour le développement des concessions d'Aurora sud a été reportée. Aux fins de l'évaluation des réserves au 31 décembre 2011, on a supposé qu'Aurora sud sera développée à l'aide du traitement par moussage paraffinique et que les volumes de bitume alimenteront l'usine de valorisation pour produire du SCO. Cette révision du scénario de développement explique en grande partie l'augmentation de nos estimations antérieures du volume des réserves probables ainsi que des réserves prouvées et probables. De concert avec les participants au projet Syncrude, Canadian Oil Sands continue d'élaborer les plans de développement à l'égard des concessions d'Aurora sud, et leur mode de développement pourrait être différent de celui qui a servi d'hypothèse aux présentes.

Les réserves probables reflètent essentiellement le développement d'Aurora sud ainsi que l'amélioration du rendement de récupération à la suite de l'extraction et de la valorisation.

Réserves non développées selon le principal type de produit fondées sur les prix et les coûts prévisionnels

Le tableau suivant présente un résumé des réserves de SCO de notre participation directe non développées qui ont été attribuées au départ dans chacun des trois derniers exercices et, au total, antérieurement :

	Réserves de pétrole brut synthétique non développées (en millions de barils)			
	Prouvées		Probables	
	Attribuées au départ*	Total à la fin de l'exercice	Attribuées au départ*	Total à la fin de l'exercice
Antérieur	-	-	678	678
2009	-	-	129	807
2010	-	-	-	770
2011	-	-	-	805

* Le terme « attribuées au départ » désigne les réserves qui ont été attribuées au départ à la fin de l'exercice correspondant.

Les réserves probables non développées portent uniquement sur la mine Aurora sud. La mine a obtenu toutes les approbations réglementaires nécessaires, et sa densité de forage est relativement élevée. Les dates de développement dépendront de l'approbation des propriétaires, des attentes du marché

relativement aux écarts de prix entre le pétrole lourd et le pétrole léger, de la demande relative aux unités de valorisation et de la capacité de production liée aux zones minières actuellement développées. Les réserves de la mine Aurora sud sont classées comme probables plutôt que prouvées du fait que les capitaux de développement connexes sont importants, qu'il n'est pas certain que les principales dépenses en immobilisations commenceront à être engagées au cours des trois prochaines années et qu'il est nécessaire d'obtenir l'approbation des participants au projet Syncrude.

Frais de développement futurs

Le tableau suivant présente les frais de développement futurs liés au développement de nos réserves comme ils sont établis dans le rapport de GLJ. Les frais de développement devraient être financés au moyen des flux de trésorerie provenant de l'exploitation, de sorte que le coût du financement ne devrait pas toucher les soldes des réserves ou les produits d'exploitation nets futurs estimatifs.

	Total des réserves prouvées estimatives en fonction des prix et des coûts prévisionnels (en millions de dollars)	Total des réserves prouvées et probables estimatives en fonction des prix et des coûts prévisionnels (en millions de dollars)
2012	1 525	1 544
2013	1 471	1 491
2014	993	1 013
2015	505	527
2016	447	490
Par la suite	7 916	29 067
Total pour toutes les années non actualisées	<u>12 857 \$</u>	<u>34 132 \$</u>
Total pour l'ensemble des années actualisées à un taux de 10 % par année	<u>6 408 \$</u>	<u>9 999 \$</u>

Autre information concernant le pétrole et le gaz

Frais engagés

Le tableau suivant présente les frais engagés par Canadian Oil Sands pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011.

Coûts d'acquisition des terrains (en millions de dollars)		Frais d'exploration (en millions de dollars)	Frais de développement (en millions de dollars)
Terrains prouvés	Terrains non prouvés		
Néant	Néant	Néant	643 \$

Coûts d'abandon et de remise en état

Canadian Oil Sands a des obligations au titre de l'abandon et de la remise en état des sites miniers, des installations de services publics, des usines d'extraction et du complexe de valorisation. Canadian Oil Sands estime que les frais d'abandon et de remise en état futurs s'élèvent, déduction faite de la valeur de récupération, sur la base d'un coût nominal actuel non actualisé, à 2 210 millions de dollars (320 millions de dollars à un taux d'actualisation de 10 %) pour les réserves prouvées et à 2 890 millions de dollars (425 millions de dollars à un taux d'actualisation de 10 %) pour les réserves prouvées et probables. Ces estimations sont fondées sur les conditions existantes de l'industrie, sur les exigences réglementaires et sur les antécédents.

Notre quote-part de la valeur actualisée des coûts d'abandon et de remise en état qui doivent être comptabilisés dans nos états financiers au 31 décembre 2011 s'élève à environ 1 037 millions de dollars (actualisés à un taux de 2,5 %). Nous évaluons notre part de ces coûts au cours des trois prochaines années à environ 79 millions de dollars. Ce passif se rapporte à notre participation directe de 36,74 % au 31 décembre 2011 dans les coûts de démontage futurs de Syncrude et les coûts de remise en état des sites de la mine de base, de la mine du nord, de la mine Aurora nord et des installations connexes (ce qui inclut l'unité de valorisation de Mildred Lake), mais n'inclut pas la mine Aurora sud puisque ces concessions n'ont fait l'objet d'aucune perturbation pour le moment. Pour estimer les produits d'exploitation nets futurs, GLJ n'a pas inclus de coûts d'abandon et de remise en état dans son rapport sur les réserves.

Horizon fiscal

Avec prise d'effet le 31 décembre 2010, Canadian Oil Sands a été convertie en société par actions. Les calculs des produits d'exploitation nets futurs comprennent une provision pour impôts sur le résultat et supposent que des comptes fiscaux d'environ 900 millions de dollars étaient disponibles au 31 décembre 2011, dont environ 200 millions de dollars pouvaient être déduits immédiatement et 700 millions de dollars sont déductibles au taux de 25 % par année sur le solde dégressif. Tous les frais de développement sont ajoutés aux comptes qui sont déductibles à raison de 25 % par année sur le solde dégressif. À compter de 2012, les calculs des produits d'exploitation nets futurs comprennent des versements d'impôts sur le résultat.

Modifications du régime de redevances à la Couronne

La rubrique « *Redevances et impôts* » de la présente notice annuelle traite de quatre faits récents qui sont survenus entre 2007 et 2010 concernant le régime de redevances à la Couronne de l'Alberta pour le projet Syncrude :

1. Les détails du régime de redevances à la Couronne applicable à l'industrie des sables bitumineux qui a été introduit en 2007 et qui est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2009.
2. L'exercice, en 2008, par Syncrude de son option sur la redevance fondée sur le bitume avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009 et les modalités régissant la transition de Syncrude vers une redevance fondée sur le bitume, y compris la méthode d'évaluation du bitume de l'Alberta (la « MEB »).
3. La convention de redevances modifiée entre les participants au projet Syncrude et le gouvernement de l'Alberta concernant les modalités régissant la transition de l'entente relative aux redevances à la Couronne de l'Alberta de Syncrude vers un régime de redevances de base d'ici le 1^{er} janvier 2016.
4. L'avis modifié d'évaluation du bitume de Syncrude qui tient compte de la méthode de calcul des rajustements raisonnables au titre de la qualité, du transport et de la manutention du gouvernement de l'Alberta en décembre 2010.

Se reporter à la rubrique « *Redevances et impôts* » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements sur ces faits récents.

Les renseignements sur les réserves nettes prouvées et probables, sur les produits d'exploitation nets futurs avant et après impôt et sur les ressources qui sont indiqués dans la présente notice annuelle tiennent compte, dans les estimations, du régime de redevances. Les réserves et les produits d'exploitation nets futurs sont fondés sur le prix prévisionnel du bitume au projet Syncrude utilisé par l'évaluateur des réserves qui figure dans le tableau de la page 49. Sur la durée de vie du projet, ce prix correspond à environ 68 % du prix du pétrole brut léger non corrosif à Edmonton prévu par l'évaluateur des réserves.

Les redevances à la Couronne de l'Alberta de Syncrude sont fortement liées au prix réputé du bitume. Au cours des cinq dernières années, le prix annuel moyen estimé du bitume de Syncrude selon les rajustements au titre de la qualité, de l'emplacement et des diluants est conforme à la fourchette établie par la MEB de 36 % à 78 % du cours du pétrole léger non corrosif à Edmonton.

Aux fins du calcul des redevances à la Couronne de l'Alberta, il est considéré dans l'évaluation des réserves au 31 décembre 2011 que 85 % des frais de développement futurs et que 80 % des frais de production sont liés au développement et à la production de bitume.

Estimation de la production

Le tableau suivant présente la production prévue par GLJ de la coentreprise Syncrude pour 2012 fondée sur l'information connue au 24 janvier 2012, d'après les prix prévisionnels.

<u>Catégorie de réserves</u>	Pétrole brut synthétique (en millions de barils)	
	Brutes	Nettes, déduction faite des redevances
Prouvées développées exploitées	40	37,4
Total des réserves prouvées	40	37,4
Total des réserves probables	2,4	2,3
Total des réserves prouvées et probables	42,4	39,7

Production antérieure

Le tableau suivant présente certains renseignements à l'égard de la production, des prix des produits, des charges opérationnelles, des redevances et des rentrées nettes obtenus par la Société pour chaque trimestre au cours de son dernier exercice terminé.

	<u>1^{er} trimestre</u>	<u>2^e trimestre</u>	<u>3^e trimestre</u>	<u>4^e trimestre</u>	<u>Exercice</u>
Ventes moyennes quotidiennes de SCO (b/j) ¹⁾	120 894	102 938	109 260	91 259	106 015
Prix de vente réalisé net du SCO	93,36	111,61	98,42	105,17	101,66
Charges opérationnelles	(35,53)	(37,07)	(37,19)	(46,88)	(38,80)
Redevances	(6,49)	(10,48)	(6,53)	(8,64)	(7,93)
Rentrées nettes	<u>51,34</u>	<u>64,06</u>	<u>54,70</u>	<u>49,65</u>	<u>54,93</u>

Note :

- 1) Les volumes quotidiens moyens indiqués pour 2011 représentent les ventes quotidiennes moyennes de Canadian Oil Sands, qui diffèrent des volumes de production quotidiens moyens de celle-ci en raison, principalement, des fluctuations des volumes en transit dans le pipeline.

Indice de la durée de vie des réserves

Le tableau suivant présente l'indice estimatif de la durée de vie des réserves de Canadian Oil Sands, calculé par GLJ en fonction des réserves fondées sur les lignes directrices de Canadian Oil Sands en date du 1^{er} février 2012 établissant à environ 113 millions de barils par année la production de Syncrude :

	<u>(millions de barils)</u>	<u>Indice (ans)</u>
Total des réserves prouvées	848	20
Total des réserves prouvées et probables	1 762	42

Ressources

Outre les définitions des réserves fournies à la page 47 de la présente notice annuelle, nous vous fournissons les définitions suivantes pour vous aider à comprendre la terminologie utilisée dans l'exposé qui suit à l'égard des « ressources » :

Ressources éventuelles désigne les quantités de pétrole qu'on estime, à une date donnée, pouvoir récupérer de gisements connus au moyen de techniques établies ou en cours d'élaboration, mais qui ne sont pas considérées actuellement comme récupérables d'un point de vue commercial en raison d'une ou de plusieurs éventualités.

Ressources prometteuses désigne les quantités de pétrole qu'on estime, à une date donnée, pouvoir récupérer de gisements non découverts au moyen de projets de développement futurs. Les ressources prometteuses présentent des possibilités de découverte et de développement.

Meilleure estimation est un terme employé pour décrire une catégorie d'incertitude liée aux estimations des ressources se rapportant à la meilleure estimation de la quantité qui sera réellement récupérée. Il est également vraisemblable que les volumes réels restants récupérés soient supérieurs ou inférieurs à la « meilleure estimation ». On établit la meilleure estimation des ressources éventuelles et des ressources prometteuses sans tenir compte des risques liés à une production commerciale.

Se reporter à la page 11 de la présente notice annuelle pour un aperçu des concessions détenues par la coentreprise Syncrude, qui totalisent environ 251 000 acres, dont environ 130 000 acres ont trait à des concessions auxquelles aucune réserve n'a été attribuée. En fonction d'évaluations indépendantes effectuées par GLJ avec prise d'effet le 31 décembre 2011, les réserves prouvées et probables et les meilleures estimations pour les autres catégories de ressources s'établissent comme suit :

(milliards de barils de SCO)	Projet Syncrude	COS ¹⁾
Réserves prouvées et probables	4,8	1,8
Réserves éventuelles ²⁾ – meilleure estimation	5,2	1,9
Réserves prometteuses – meilleure estimation	1,6	0,6

Notes :

- 1) En fonction de la participation indirecte de 36,74 % de la Société dans ces concessions.
- 2) Les ressources éventuelles sont légèrement inférieures à celles qui ont été déclarées l'année dernière, en raison principalement de l'exclusion de zones tampons en bordure de rivières que l'on ne prévoit pas développer.

Ressources éventuelles

Les ressources éventuelles sont principalement associées à des fosses séparées. De façon générale, les ressources éventuelles ne comportent pas d'éventualités techniques qui les empêcheraient d'être classées à titre de réserves. Plus précisément, elles supposent l'application des mêmes technologies que celles qui sont utilisées dans les mines développées prouvées actuelles et pour la production de SCO. GLJ n'a pas évalué la viabilité commerciale des ressources éventuelles. Toutefois, les hypothèses en matière de conception de mines utilisées dans les estimations se situent dans les fourchettes actuellement considérées par l'industrie dans les demandes d'approbation réglementaires visant le développement de mines commerciales à ciel ouvert comparables. Elles sont également compatibles avec celles qui ont été utilisées pour l'évaluation des réserves probables attribuées à Aurora sud. Par conséquent, Canadian Oil Sands considère que les ressources éventuelles sont économiquement viables selon des prix du pétrole et dans des conditions d'exploitation similaires à ceux qui ont été analysés dans l'évaluation des réserves.

Toutefois, il n'est pas certain que la production d'une partie des ressources éventuelles sera viable sur le plan commercial.

Par contre, il existe des éventualités non techniques qui empêchent la classification des ressources éventuelles à titre de réserves. Les ressources éventuelles ont principalement trait à des fosses séparées dont le développement n'est pas actuellement prévu au cours des 10 prochaines années et à l'égard desquelles les demandes d'approbation réglementaires n'ont pas encore été soumises. Un engagement de la part des participants au projet Syncrude à accélérer le développement de ces ressources et la présentation d'une demande d'approbation réglementaire sont nécessaires avant qu'on ne puisse envisager de classer ces ressources dans la catégorie des réserves. Dans la mesure où les participants au projet Syncrude ne se sont pas engagés à exploiter une partie des ressources éventuelles, toute décision d'exploitation pourrait refléter une planification différente de celle qui a été utilisée dans les estimations.

Ressources prometteuses

Les ressources prometteuses présentent des risques supplémentaires importants par rapport aux ressources éventuelles. Elles sont associées à des zones déterminées au sein des concessions de Syncrude où le contrôle des puits existants n'est pas suffisant, et on estime que des forages additionnels pourraient entraîner le classement de ces zones dans la catégorie des ressources éventuelles ou leur exclusion des hypothèses utilisées pour la planification. Le forage dans les zones de ce gisement continu que GLJ a classées comme prometteuses est relativement exploratoire à l'heure actuelle. La meilleure estimation que fait GLJ des ressources prometteuses correspond à 50 % de leur estimation modélisée et, par conséquent, tient partiellement compte de l'incertitude liée aux estimations modélisées. Néanmoins, il n'est pas certain qu'une partie des ressources prometteuses sera découverte. En outre, si une telle partie est découverte, il n'est pas certain qu'elle sera viable sur le plan commercial et qu'elle pourra être incluse dans la production des ressources prometteuses.

Les ressources éventuelles et les ressources prometteuses reflètent généralement des hypothèses en matière de conception analogues à celles qui sont utilisées dans le cas des estimations des réserves.

DIVIDENDES

Le conseil d'administration établit trimestriellement les versements de dividendes en tenant compte des prix du pétrole brut actuels et prévus, de la conjoncture économique, du rendement en matière d'exploitation de Syncrude et de la capacité de la Société à financer ses engagements sur les plans de l'exploitation et des investissements. Les niveaux de dividendes sont établis dans le but d'absorber la volatilité des marchés à court terme sur plusieurs trimestres. Le montant des dividendes illustre également notre intention de financer les principaux projets en cours essentiellement au moyen des flux de trésorerie provenant de l'exploitation et de maintenir un bilan solide afin de réduire notre exposition à d'éventuelles baisses de prix du pétrole, à des augmentations des dépenses en immobilisations ou à des perturbations opérationnelles majeures.

En fonction des hypothèses actuelles, pour 2012, Canadian Oil Sands prévoit un dividende trimestriel cible d'au moins 0,30 \$ par action ordinaire, qu'elle financera au moyen de ses soldes de trésorerie au besoin.

Se reporter aux renseignements portant sur la volatilité et l'absence de certitude concernant les dividendes à la rubrique « *Facteurs de risque* » à la page 45 de la présente notice annuelle.

Historique de dividende et de distribution

Avant la réorganisation, la Fiducie a versé des distributions aux porteurs de parts et, après la réorganisation, la Société verse des dividendes aux actionnaires. Par conséquent, toutes les sommes indiquées préalablement au 31 décembre 2010 renvoyaient aux distributions versées par la Fiducie.

Date du versement	Montant par part/action ordinaire
30 novembre 2011	0,30 \$
31 août 2011	0,30 \$
31 mai 2011	0,30 \$
28 février 2011	0,20 \$
30 novembre 2010	0,50 \$
31 août 2010	0,50 \$
31 mai 2010	0,50 \$
26 février 2010	0,35 \$
30 novembre 2009	0,35 \$
28 août 2009	0,25 \$
29 mai 2009	0,15 \$
27 février 2009	0,15 \$

DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL

Description générale

La Société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires et jusqu'à 10 000 000 d'actions privilégiées pouvant être émises en séries. Les porteurs d'actions ordinaires sont habilités à recevoir les avis de convocation et à assister à toutes les assemblées des actionnaires ainsi qu'à voter à ces assemblées à raison d'une voix pour chaque action ordinaire qu'ils détiennent. Étant donné qu'aucune action privilégiée n'est émise et en circulation, les porteurs d'actions ordinaires sont habilités à recevoir tout dividende déclaré par le conseil d'administration de la Société et à toucher le reliquat des actifs de la Société advenant la liquidation ou la dissolution de celle-ci, qu'elle soit volontaire ou forcée, ou tout autre remboursement de capital ou toute autre distribution de ses actifs au profit de ses actionnaires aux fins de la liquidation de ses activités. Au 31 décembre 2011, 484 533 464 actions ordinaires étaient émises et en circulation.

Régime de droits des actionnaires

Un régime de droits des actionnaires (le « régime de droits ») de la Société a été approuvé par les actionnaires à l'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires qui a eu lieu le 29 avril 2010 et doit être ratifié par au moins 50 % des voix exprimées à chacune des assemblées annuelles et extraordinaires des actionnaires de 2013 et de 2016. Le régime de droits a été mis en place le 31 décembre 2010.

Le principal objectif du régime de droits est d'offrir au conseil d'administration un délai suffisant pour explorer et élaborer des solutions de rechange visant à maximiser la valeur pour les actionnaires advenant la présentation d'une offre publique d'achat à l'égard des actions comportant droit de vote (terme défini qui comprend les actions ordinaires et toutes autres actions comportant droit de vote que la Société pourrait émettre) et d'offrir à tous les actionnaires la même possibilité de participer à une telle

offre. Le régime de droits incite un acquéreur éventuel à procéder soit par la voie d'une offre permise (terme défini dans le régime de droits), laquelle nécessite que l'offre publique d'achat respecte certaines normes minimales conçues pour favoriser le caractère équitable de l'offre ou soit effectuée avec l'approbation du conseil. Les actionnaires sont avisés que le régime de droits peut empêcher qu'ils examinent ou acceptent des offres qui sont inappropriées et qui ne satisfont pas aux exigences d'une offre permise.

La date de prise d'effet du régime de droits est le 31 décembre 2010 et ce régime de droits a une durée de neuf ans. Le 31 décembre 2010, un droit (un « droit ») a été émis et rattaché à chaque action ordinaire alors en circulation et un droit sera également émis et rattaché à chaque action ordinaire émise par la suite.

Les droits seront séparés des actions ordinaires et pourront être exercés huit jours de bourse (la « libération des droits ») après qu'une personne (un « acquéreur ») acquiert, ou entreprend ou annonce une offre publique d'achat en vue d'acquérir au moins 20 % des actions comportant droit de vote en circulation, à l'exception d'une acquisition dans le cadre d'une offre permise ou d'une offre permise concurrente (termes définis ci-après). L'acquisition par un acquéreur d'au moins 20 % des actions comportant droit de vote est désignée sous le nom d'« événement donnant lieu à une acquisition ». Lorsqu'un événement donnant lieu à une acquisition survient, chaque droit (sauf les droits dont un acquéreur ou certains cessionnaires d'un acquéreur ont la propriété véritable, qui deviendront nuls) devient un droit d'achat auprès de la Société, à l'exercice de celui-ci conformément aux modalités du régime de droits, du nombre d'actions ordinaires dont le prix total à la date de survenance de cet événement donnant lieu à une acquisition correspond au double du prix d'exercice (le « prix d'exercice ») en contrepartie d'une somme en espèces correspondant au prix d'exercice (ce droit étant susceptible d'être ajusté conformément au régime de droits).

Les droits détenus par un acquéreur deviendront nuls suivant la survenance d'un événement donnant lieu à une acquisition. Par conséquent, toute offre publique d'achat, sauf une offre permise ou une offre permise concurrente, serait trop onéreuse pour l'acquéreur. Le régime de droits est donc conçu pour qu'une personne intéressée à acquérir au moins 20 % des actions comportant droit de vote de la Société le fasse par voie d'offre permise ou d'offre permise concurrente ou présente une offre qui, selon le conseil, représente la pleine valeur des actions comportant droit de vote.

L'émission des droits n'a pas, initialement, d'effet de dilution. Toutefois, en cas d'événement donnant lieu à une acquisition et si des droits sont séparés des actions ordinaires et exercés, les titulaires de droits qui n'exerceront pas leurs droits pourraient subir une dilution importante.

Avant qu'ils soient séparés des actions ordinaires, les droits sont attestés par une légende imprimée sur les certificats d'actions ordinaires émises à compter de la date de prise d'effet du régime de droits et ne peuvent être cédés sans les actions ordinaires auxquelles ils se rattachent. Après qu'ils auront été séparés des actions ordinaires, les droits seront attestés par des certificats de droits, lesquels droits pourront être cédés indépendamment des actions ordinaires auxquelles ils se rattachent.

Les exigences relatives à une offre permise incluent les éléments suivants :

- a) l'offre publique d'achat doit être présentée au moyen d'une offre et note d'information;
- b) l'offre publique d'achat doit être présentée à tous les porteurs d'actions comportant droit de vote autres que l'initiateur;
- c) l'offre publique d'achat doit être en vigueur pendant une période minimale de 60 jours et les actions comportant droit de vote déposées dans le cadre de l'offre publique d'achat ne peuvent faire l'objet d'une prise de livraison qu'au terme de la période de 60 jours, et ce,

seulement si plus de 50 % des actions comportant droit de vote détenues par les actionnaires, à l'exception de l'initiateur, des membres du même groupe que lui et des personnes agissant conjointement ou de concert avec lui et de certaines autres personnes (les « actionnaires indépendants »), ont été déposées dans le cadre de l'offre publique d'achat sans que leur dépôt n'ait été révoqué;

- d) le dépôt des actions comportant droit de vote dans le cadre de l'offre peut être révoqué tant que les actions comportant droit de vote n'ont pas fait l'objet d'une prise de livraison et d'un règlement;
- e) si plus de 50 % des actions comportant droit de vote détenues par les actionnaires indépendants sont déposées dans le cadre de l'offre publique d'achat au cours de la période de 60 jours, l'initiateur doit annoncer ce fait publiquement et l'offre publique d'achat doit demeurer ouverte aux fins de dépôts d'actions comportant droit de vote pendant 10 jours ouvrables supplémentaires à compter de la date de cette annonce publique.

Le régime de droits permet la présentation d'une offre permise concurrente (une « offre permise concurrente ») parallèlement à l'offre permise en cours. Une offre permise concurrente doit satisfaire à toutes les exigences d'une offre permise, elle peut toutefois expirer le même jour que l'offre permise, à la condition qu'elle soit en vigueur pendant une période minimale de 35 jours.

Le conseil, agissant de bonne foi, peut, avant la survenance d'un événement donnant lieu à une acquisition, renoncer à l'application du régime de droits à l'égard d'un événement donnant lieu à une acquisition donnée (une « acquisition dispensée ») lorsqu'une offre publique d'achat est présentée par voie d'une offre et note d'information destinée à tous les actionnaires. Lorsque le conseil exerce son pouvoir de renonciation à l'égard d'une offre publique d'achat, la renonciation s'applique également aux autres offres publiques d'achat se rapportant à la Société présentées au moyen d'une offre et note d'information destinée à l'ensemble des actionnaires avant l'expiration de toute autre offre à l'égard de laquelle l'application du régime de droits a fait l'objet d'une renonciation. Le conseil peut également renoncer à l'application du régime de droits si une personne devient un acquéreur par inadvertance ou réduit sa propriété véritable de manière à ne plus être considérée comme un acquéreur.

Le conseil peut, avec l'approbation de la majorité des voix exprimées en personne ou par procuration par les actionnaires (ou les porteurs de droits si les droits ont été séparés des actions ordinaires), à une assemblée dûment convoquée à cette fin, racheter tous les droits alors en cours à raison de 0,00001 \$ par droit, rajusté selon les modalités du régime de droits. Le conseil peut également racheter des droits sans obtenir une telle approbation après la réalisation d'une offre permise, d'une offre permise concurrente ou d'une acquisition dispensée.

Le conseil peut modifier le régime de droits avec l'approbation d'une majorité des voix exprimées en personne ou par procuration par les actionnaires (ou par les porteurs de droits si les droits ont été séparés des actions ordinaires) à une assemblée dûment convoquée à cette fin. Le conseil peut corriger les erreurs administratives ou typographiques sans demander une telle approbation et, sous réserve d'une approbation obtenue ultérieurement comme il est indiqué ci-dessus à la prochaine assemblée des actionnaires (ou des porteurs de droits, selon le cas), peut modifier le régime de droits afin d'en maintenir la validité par suite de modifications apportées aux lois applicables.

Les gestionnaires de placement (en ce qui concerne les comptes pleinement gérés), les organismes de placement collectif et leurs gérants, les sociétés de fiducie (agissant en qualité de fiduciaire et d'administrateur), les organismes créés par une loi dont les activités comprennent la gestion de fonds, les administrateurs de régimes de retraite enregistrés et les agents de la Couronne qui acquièrent 20 % ou plus des actions comportant droit de vote sont dispensés d'être considérés comme ayant occasionné un

événement donnant lieu à une acquisition, tant qu'ils ne présentent pas d'offre publique d'achat ni ne font partie d'un groupe présentant une telle offre.

Notes

À compter du 23 février 2012, les titres de créance de la Société ont reçu la note BBB, avec une perspective stable, de Standard & Poor's (« S&P »), la note Baa2, avec une perspective stable, de Moody's Investor Service (« Moody's ») et la note BBB, avec une perspective stable de Dominion Bond Rating Service (« DBRS »). La Société a demandé une notation à S&P et à Moody's, mais elle n'en a pas demandé à DBRS et n'a pas étudié les bases de notation de DBRS.

Les notes attribuées par Moody's ont une échelle de notation de titres de créance à long terme qui se situe entre Aaa et C, soit une fourchette de qualité des titres cotés du plus haut au plus bas. Une note de Baa2 se situe dans le quatrième des neuf catégories et, selon le système de notation de Moody's, les obligations notées Baa sont assujetties à un risque de crédit modéré. Elles sont considérées de niveau modéré et, à ce titre, peuvent posséder certains attributs spéculatifs. Moody's ajoute des modificateurs numériques 1, 2 et 3 à chaque classification de notation générique de Aa à Caa dans le cadre de son système de notation des obligations de sociétés. Le modificateur 1 indique que l'émission se note à l'extrême le plus élevé de sa catégorie de notation générique, le modificateur 2 indique une notation de niveau moyen et le modificateur 3 indique une notation à l'extrême le plus bas de sa catégorie de notation générique.

Les notes attribuées par S&P ont une échelle de notation de titres de créance à long terme qui se situe entre AAA et D, soit une échelle de qualité des titres cotés du plus haut au plus bas. Une note de BBB se situe dans le quatrième des dix catégories et, selon le système de notation de S&P, les obligations notées « BBB » présentent des paramètres de protection adéquats. Toutefois, une conjoncture économique défavorable ou des circonstances changeantes sont plus susceptibles d'affaiblir la capacité du débiteur de respecter ses engagements financiers à l'égard des obligations. Les notations de AA à CCC peuvent être modifiées par l'ajout d'un signe (+) ou (-) pour présenter la position relative parmi les catégories de notation importantes.

DBRS évalue les titres d'emprunt à long terme selon un barème allant de AAA, soit la note la plus élevée, à D, soit la note la moins élevée. Selon le système d'évaluation de DBRS, les titres d'emprunt qui obtiennent la note BBB sont classés dans la quatrième de 10 catégories et, selon le système d'évaluation de DBRS, un titre d'emprunt noté BBB présente une qualité adéquate sur le plan de la solvabilité. De plus, le pouvoir du débiteur de remplir ses obligations financières est considéré comme acceptable, mais pourrait être compromis si certains faits se produisaient à l'avenir. Les notes AA à C peuvent être assorties de mentions (« haut ») ou (« bas »), qui indiquent la force relative du titre au sein de sa catégorie.

Les notes visent à fournir une mesure indépendante de la qualité du crédit d'un émetteur de titres. Les notes mentionnées aux présentes ne constituent pas une recommandation d'acheter, de conserver ou de vendre les titres de créance de la Société ni ne représentent un commentaire sur le cours ou la pertinence d'un titre pour un investisseur en particulier. La Société ne peut garantir aux investisseurs qu'une note demeurera en vigueur pour une période donnée ou qu'une note ne sera pas révisée ou retirée intégralement par une agence de notation à l'avenir si, selon son jugement, des circonstances le justifient et, si ces notations sont ainsi révisées ou retirées, la Société n'a aucune obligation de mettre à jour la présente notice annuelle.

MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

Variation du cours des actions ordinaires et volume des opérations sur celles-ci

Les actions ordinaires sont inscrites à la cote de la TSX et négociées sous le symbole « COS ».

Le tableau ci-après détaille la fourchette de cours de clôture et les volumes échangés à la TSX pour les actions ordinaires en 2011 et en janvier 2012.

Mois	Haut (\$)	Bas (\$)	Clôture (\$)	Volume
Janvier	27,49	24,98	27,49	58 336 541
Février	30,95	27,51	30,05	61 198 820
Mars	33,94	28,50	32,67	47 596 773
Avril	33,78	30,73	32,64	39 212 185
Mai	33,60	29,22	30,21	51 560 913
Juin	30,44	25,90	27,83	35 799 885
Juillet	28,74	25,95	26,11	25 025 984
Août	26,34	20,46	23,41	58 784 794
Septembre	24,13	19,60	20,39	43 420 495
Octobre	24,50	18,17	23,10	38 726 087
Novembre	23,08	19,16	21,45	54 681 694
Décembre	23,31	20,03	23,25	52 791 931
Janvier 2012	25,19	23,03	24,86	40 124 557

La note 13, « *Capitaux propres* » des états financiers annuels consolidés audités de Canadian Oil Sands pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011 est intégrée par renvoi aux présentes.

ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS

Administrateurs

Au 23 février 2012, les administrateurs de la Société étaient ceux qui figurent dans le tableau qui suit. Les statuts de la Société prévoient que celle-ci peut compter au minimum trois, et au maximum 15, administrateurs. Les administrateurs de la Société sont élus chaque année par les actionnaires. En outre, le conseil peut nommer à l'occasion un ou plusieurs administrateurs, conformément aux limites prévues par l'ABCA.

Le tableau ci-après indique le nom, la province et le pays de résidence de chaque administrateur de la Société, le poste qu'il occupe auprès de la Société et son occupation principale au cours des cinq dernières années ainsi que l'année au cours de laquelle il est devenu administrateur de la Société.

Nom, province et pays de résidence	Poste occupé et occupation principale	Administrateur depuis⁴⁾
IAN A. BOURNE ¹⁾²⁾ Alberta (Canada)	Administrateur de sociétés, président du conseil de Ballard Power Systems Inc. (énergie de remplacement)	2007
MARCEL R. COUTU Alberta (Canada)	Président et chef de la direction de Canadian Oil Sands Limited	2001
DONALD J. LOWRY ¹⁾ Alberta (Canada)	Président du conseil de Canadian Oil Sands Limited depuis le 1 ^{er} octobre 2009; administrateur de sociétés, président et chef de la direction d'EPCOR Inc. (entreprise de service public)	2007
JOHN K. READ ²⁾³⁾ Alberta (Canada)	Administrateur de sociétés, président, John K. Read Investments Ltd. (société fermée)	2010
GERALD W. GRANDEY ¹⁾²⁾ Saskatchewan (Canada)	Administrateur de sociétés	2011
SARA H. RAISS ²⁾⁵⁾ Alberta (Canada)	Administratrice de sociétés	2012
BRANT G. SANGSTER ³⁾ Alberta (Canada)	Administrateur de sociétés	2006
C.E. (CHUCK) SHULTZ ³⁾ Alberta (Canada)	Administrateur de sociétés depuis le 1 ^{er} octobre 2009; auparavant, président du conseil de Canadian Oil Sands Limited et président du conseil et chef de la direction de Dauntless Energy Inc. (société privée de pétrole et de gaz)	1996
WESLEY R. TWISS ¹⁾³⁾ Alberta (Canada)	Administrateur de sociétés	2001
JOHN B. ZAOZIRNY, C.R. ²⁾ Alberta (Canada)	Administrateur de sociétés, vice-président du conseil de Corporation Canaccord Genuity (maison de courtage); avant le 1 ^{er} janvier 2008, avocat-conseil auprès de McCarthy Tétrault S.E.N.C.R.L., s.r.l. (cabinet d'avocats)	1996

Notes :

- 1) Membre du comité d'audit.
- 2) Membre du comité de gouvernance et de rémunération.
- 3) Membre du comité des réserves, des activités de commercialisation, de l'environnement, de la santé et de la sécurité.
- 4) Exception faite de M^{me} Raiss, tous les administrateurs de la Société ont été élus pour un mandat qui prend fin à la prochaine assemblée annuelle des actionnaires ou jusqu'à ce que leurs successeurs soient dûment élus ou nommés, sauf s'ils quittent leurs fonctions avant.
- 5) M^{me} Raiss a été nommée par le conseil en janvier 2012 pour siéger à titre d'administratrice de la Société jusqu'à la prochaine assemblée annuelle des actionnaires, à laquelle elle sera candidate à l'élection au poste d'administratrice de la Société.

Chacun des administrateurs figurant ci-dessus a occupé le poste indiqué dans le tableau ci-dessus ou des postes similaires auprès du même employeur au cours des cinq dernières années, sauf M. Grandey qui a été chef de la direction de Corporation Cameco de 2003 à juin 2011 et M^{me} Raiss, qui a été vice-présidente directrice, Services généraux de TransCanada Corporation de 2001 à 2011.

La Société n'a pas de comité de direction. Le comité de gouvernance et de rémunération a été créé au début de 2002 et il agit en tant que comité de mise en candidature et de rémunération. Avec prise d'effet au 1^{er} janvier 2007, le conseil a créé un comité des réserves, des activités de commercialisation, de l'environnement, de la santé et de la sécurité pour traiter des questions concernant les réserves, la commercialisation, l'environnement, la santé et la sécurité. Ce comité est désormais responsable des réserves, rôle qui avait auparavant été confié au comité d'audit.

Dirigeants

Le tableau ci-après présente chacun des dirigeants de la Société, au 23 février 2012, son territoire de résidence, le poste qu'il occupe et ses occupations principales au cours de la période de cinq ans ayant précédé le 31 décembre 2011.

Nom et territoire de résidence	Poste occupé	Occupations principales au cours des cinq dernières années
MARCEL R. COUTU Alberta (Canada)	Président et chef de la direction	Président et chef de la direction de la Société
RYAN M. KUBIK Alberta (Canada)	Chef des finances	Chef des finances de la Société depuis avril 2007; auparavant, trésorier de la Société de septembre 2002 à avril 2007, ainsi que contrôleur de juillet 2005 à juillet 2006
TRUDY M. CURRAN Alberta (Canada)	Premier vice-président, chef du contentieux et secrétaire	Premier vice-président, chef du contentieux et secrétaire de la Société depuis le 1 ^{er} décembre 2011; auparavant, chef du contentieux et secrétaire de la Société de septembre 2002 au 30 novembre 2011
ALLEN R. HAGERMAN, FCA Alberta (Canada)	Vice-président directeur	Vice-président directeur de la Société depuis avril 2007; auparavant, chef des finances de la Société de juin 2003 à avril 2007
DARREN K. HARDY Alberta (Canada)	Premier vice-président, Exploitation	Premier vice-président, Exploitation de la Société depuis le 31 août 2011; auparavant, vice-président Exploitation de la Société du 2 septembre 2008 au 31 août 2011; auparavant, directeur d'une division commerciale de Syncrude Canada Ltée de septembre 1989 à août 2008
ROBERT P. DAWSON Alberta (Canada)	Vice-président, Finances	Vice-président, Finances de la Société depuis janvier 2011; auparavant, trésorier de la Société de mai 2007 à décembre 2010; auparavant, directeur, Gouvernance financière et information externe, Suncor Énergie Inc., de mars 2004 à avril 2007

Nom et territoire de résidence	Poste occupé	Occupations principales au cours des cinq dernières années
PHILIP D. BIRKBY Alberta (Canada)	Contrôleur	Contrôleur de la Société depuis mai 2010; auparavant, directeur, Services financiers de Suncor Énergie Inc. d'août 2009 à mai 2010; auparavant, directeur, Information sur l'entreprise de Pétro-Canada de juin 2008 à août 2009; auparavant, responsable, Services de conseil de Pétro-Canada de mars 2007 à juin 2008
SIREN FISEKCI Alberta (Canada)	Vice-présidente, Relations avec les investisseurs et les entreprises	Vice-présidente, Relations avec les investisseurs et les entreprises de la Société depuis février 2010; auparavant, directrice des relations avec les investisseurs de la Société d'avril 2006 à janvier 2010 et responsable des relations avec les investisseurs de la Société de novembre 2002 à avril 2006
SCOTT W. ARNOLD Alberta (Canada)	Directeur, Développement durable et relations externes	Directeur, Développement durable et relations externes de la Société depuis janvier 2011; auparavant, chef du développement durable de la Société de février 2010 à décembre 2010; auparavant, trésorier adjoint de la Société de janvier 2007 à février 2010; analyste financier principal de la Société de juillet 2005 à janvier 2007
DAVID J. SIRRS Alberta (Canada)	Vice-président, Commercialisation	Vice-président, Commercialisation de la Société depuis janvier 2011; auparavant, directeur, Commercialisation de la Société de février 2006 à décembre 2010

Titres détenus

Au 23 février 2012, à la connaissance de la Société, les administrateurs et dirigeants de la Société, en tant que groupe, étaient propriétaires véritables, directement ou indirectement, de 2 129 346 actions ordinaires, ou exerçaient directement ou indirectement un contrôle ou une emprise sur ceux-ci, ce qui représente moins de 1 % des actions ordinaires émises et en circulation.

Interdictions d'opérations, faillites, amendes ou sanctions

M. Read a démissionné de ses fonctions d'administrateur d'Oilsands Quest Inc. le 6 septembre 2011. Le 28 novembre 2011, Oilsands Quest Inc. a demandé la protection contre ses créanciers en vertu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (Canada). La NYSE Amex a également ordonné une suspension des opérations sur les actions ordinaires de cette société à la même date.

RENSEIGNEMENTS SUR LE COMITÉ D'AUDIT

Charte du comité d'audit

Le mandat du comité d'audit peut être consulté sur le site Web de la Société à www.cdnoilsands.com/about-COS/governance/terms-of-reference et sous le profil de la Société sur le site Web de SEDAR à www.sedar.com. Ce mandat, à jour au 23 février 2012, figure à l'annexe A ci-jointe.

Composition du comité d'audit

Le comité d'audit est composé des membres mentionnés ci-après. Le conseil a établi que chaque membre du comité d'audit est un administrateur « indépendant » et possède des « compétences financières » aux termes des lois sur les valeurs mobilières applicables. Dans le cadre de l'établissement de la compétence financière, le conseil d'administration examine la capacité d'un membre à lire et à comprendre un bilan, un état des résultats et un état des flux de trésorerie d'une société ouverte et la capacité de comprendre les principes comptables qu'utilise Canadian Oil Sands pour établir ses états financiers, d'évaluer de manière générale l'application des principes comptables utilisés pour établir ces états financiers reliés à la comptabilisation des estimations, des produits à recevoir, des charges à payer et des réserves, de même que l'expérience antérieure du membre relative à l'examen d'états financiers qui présentent des questions comptables d'une ampleur et d'un degré de complexité dont on peut raisonnablement penser qu'elles seront soulevées par les états financiers de Canadian Oil Sands, ou à la coordination de l'établissement de ceux-ci et la compréhension du membre des contrôles internes et des procédures de présentation de l'information financière. En regard du nom de chacun des membres, le niveau d'études et l'expertise de cette personne en ce qui a trait à son rendement à titre de membre du comité d'audit sont indiqués.

Nom	Niveau d'études et expertise pertinente
Wesley R. Twiss (président)	M. Twiss possède plus de 40 ans d'expérience dans l'industrie pétrolière et gazière, notamment plus de 10 ans au cours desquels il a occupé le poste de chef des finances d'importantes sociétés pétrolières et gazières ouvertes qui détenaient ou géraient une participation dans la coentreprise Syncrude. M. Twiss est membre du comité d'audit d'EPCOR Utilities Inc. Il a de l'expérience dans la comptabilité et les contrôles internes, le financement d'entreprises et les marchés des capitaux ainsi que la gouvernance. M. Twiss est titulaire d'un baccalauréat en sciences appliquées (génie chimique) de la University of Toronto et d'une maîtrise en administration des affaires de la University of Western Ontario et fait partie de l'ordre des ingénieurs de l'Ontario. Il est également membre de l'Institut des administrateurs de sociétés (« IAS »). Il a complété le Corporate Governance College Director Education Program de l'IAS et a obtenu la désignation IAS.A.
Donald J. Lowry	M. Lowry compte plus de 25 années d'expérience dans les secteurs des services publics et des communications. Il a aussi occupé divers postes d'administrateur. Il est actuellement président et chef de la direction d'EPCOR Inc. et président du conseil de Capital Power Corporation. Il siège également au conseil d'administration de l'Association canadienne de l'électricité. M. Lowry est titulaire d'une maîtrise en administration des affaires, a terminé le Advanced

Nom	Niveau d'études et expertise pertinente
	Management Program de la Harvard Business School et a également assisté à divers séminaires dans le cadre du Corporate Governance College Director Education Program de l'IAS.
Ian A. Bourne	M. Bourne a occupé divers postes d'administrateur auprès de plusieurs sociétés publiques. Il est actuellement président du conseil de Ballard Power Systems Inc., membre du conseil de l'Office d'investissement du Régime de pensions du Canada et de Groupe SNC-Lavalin inc. et administrateur du Fonds de revenu Wajax et de Wajax Limitée. Il est également membre du Conseil canadien sur la reddition de comptes. M. Bourne compte plus de 30 années d'expérience, dont huit à titre de vice-président directeur et chef des finances de TransAlta Corporation, de président de TransAlta Power L.P., et il a agi à titre de chef des finances de Postes Canada et de GE Canada. Il a complété le Corporate Governance College Director Education Program de l'IAS et a reçu la désignation IAS.A.
Gerald W. Grandey	M. Grandey possède une vaste expérience dans les industries nucléaires et minières, dans le développement d'entreprise et les finances. Il a été président et chef de la direction de Corporation Cameco. M. Grandey a été vice-président du conseil de Concord Business Group et président d'Energy Fuels Nuclear. Il siège actuellement au conseil de Potash Corporation et de Sandspring Resources Ltd. M. Grandey a été administrateur de Corporation Cameco et de Centerra Gold Inc. Il détient un diplôme en génie géophysique de la Colorado School of Mines et un diplôme en droit de l'université Northwestern.

Politiques et procédures d'approbation préalable adoptées par le comité d'audit pour les services non liés à l'audit

Le comité d'audit a adopté des procédures relativement à l'exécution de services non liés à l'audit selon lesquelles les services non liés à l'audit en sus de 25 000 \$ doivent être approuvés au préalable par le président du comité d'audit ou le comité d'audit. À cet égard, la Société s'en remet à la dispense prévue à l'article 2.4 du *Règlement 52-110 sur le comité d'audit* qui porte sur les services non liés à l'audit de valeur minime.

Encadrement du comité d'audit

Depuis le 1^{er} janvier 2011, toutes les recommandations effectuées par le comité d'audit aux fins de la nomination ou de la rémunération d'auditeurs externes ont été adoptées par le conseil d'administration.

Honoraires versés aux auditeurs

Le tableau qui suit présente les honoraires qui ont été versés à PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. (« PwC ») (à l'exclusion de la TPS) en 2011 et 2010 :

Honoraires	2011	2010
Honoraires d'audit	367 000 \$	359 000 \$
Honoraires pour services liés à l'audit	55 000 \$	66 300 \$
Honoraires pour services fiscaux	234 998 \$	184 908 \$
Autres	0 \$	10 936 \$

Les services d'audit ont généralement trait à l'examen des états financiers intermédiaires et annuels ainsi que des notes y afférentes, à l'exécution de l'audit annuel et à la prestation d'autres services que les organismes de réglementation peuvent exiger des auditeurs ainsi qu'à l'examen et à l'audit des résultats des contrôles internes à l'égard de l'information financière. Ils peuvent également comprendre les services liés aux prospectus, aux rapports et aux autres documents qui sont déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières ou aux autres documents diffusés dans le cadre de placements de titres.

Les services liés à l'audit comprennent toute consultation sur des questions comptables et des services d'attestation qui n'ont pas de lien direct avec les états financiers qu'exigent les organismes de réglementation.

Les services fiscaux ont trait à la conformité fiscale, aux conseils fiscaux et à la planification fiscale qui excèdent la portée de l'audit annuel. Ils peuvent comprendre les enquêtes sur l'établissement des prix de cession interne qu'exigent les autorités fiscales, la préparation des déclarations de revenus et les conseils sur les questions fiscales, les incidences fiscales des opérations sur les marchés des capitaux et l'impôt sur le capital au Canada et aux États-Unis.

Les autres services comprennent les autres services professionnels que PwC et/ou les membres de son groupe fournissent à l'occasion à Canadian Oil Sands.

Le comité d'audit a prohibé la prestation de services par les auditeurs lorsque cela pouvait raisonnablement être considéré comme une activité à titre d'administrateur, d'audit de son propre travail ou de représentations à titre d'avocats-conseils auprès de Canadian Oil Sands. En particulier, les auditeurs externes ne doivent pas offrir de services de tenue des livres, d'actuariat ou d'évaluation (exception faite de ceux connexes aux services fiscaux), d'audit interne ou des services liés aux ressources humaines ou encore des services juridiques (exception faite des services de traduction en français). Le comité d'audit a établi une définition de ce qui constitue notamment des services d'audit, des services connexes à l'audit et des services fiscaux.

Tous les services offerts et les sommes versées, quelle que soit leur importance, doivent être divulgués au comité d'audit à la réunion du comité d'audit suivant immédiatement un tel engagement.

MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES

À l'exception de ce qui est divulgué dans la présente notice annuelle, aucun administrateur ou haut dirigeant de la Société, ni aucune personne physique ou morale qui est propriétaire véritable, directement ou indirectement, de plus de 10 % des actions ordinaires en circulation ou qui exerce un contrôle sur celles-ci, ni aucune personne ayant des liens avec ces personnes ou aucun membre du même groupe que celles-ci, n'a de participation importante, directement ou indirectement, dans des opérations depuis le 1^{er} janvier 2009 ayant eu un effet important ou dont on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles aient un effet important sur Canadian Oil Sands.

POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI

Nous n'avons connaissance d'aucun litige auquel nous sommes parties et aux termes duquel nos biens sont visés, et nous n'avons connaissance d'aucun litige envisagé mettant en jeu une réclamation en dommages-intérêts qui, sans les intérêts et les coûts, excède 10 % de la valeur de nos éléments d'actif actuels. De plus, a) aucune amende ni sanction n'a été imposée à la Société par un tribunal en vertu des lois sur les valeurs mobilières ou par une autorité en valeurs mobilières au cours de notre exercice; b) aucune amende ni sanction n'a été imposée par un tribunal ou un organisme de réglementation à la Société qui serait vraisemblablement considérée comme importante par un investisseur raisonnable ayant à prendre une décision en matière d'investissement dans la Société ou c) la Société n'a conclu aucun règlement amiable avec un tribunal en vertu des lois sur les valeurs mobilières ou avec une autorité en valeurs mobilières au cours de son exercice.

AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES

Société de fiducie Computershare du Canada est notre agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres à l'égard des actions ordinaires, dont les bureaux sont situés à Vancouver, à Calgary, à Toronto et à Montréal. On peut communiquer avec Computershare au 530 – 8th Avenue S.W., Suite 600, Calgary (Alberta) T2P 3S8; par téléphone au 403 267-6800; par télécopieur au 403 267-6529.

INTÉRÊTS DES EXPERTS

PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l.

Les auditeurs de la Société sont PwC, comptables agréés, qui ont établi un rapport des auditeurs indépendants daté du 23 février 2012 se rapportant aux états financiers consolidés de la Société et aux notes s'y rapportant pour les exercices terminés les 31 décembre 2011 et 2010. PwC a fait savoir qu'ils étaient indépendants de la Société au sens des règles de déontologie de l'Institute of Chartered Accountants of Alberta.

GLJ Petroleum Consultants Ltd.

En juin 2011, la Société a nommé GLJ à titre d'évaluateur indépendant des réserves pour Canadian Oil Sands. Les experts désignés de GLJ, en tant que groupe, détiennent, directement ou indirectement, moins de 1 % des actions ordinaires en circulation.

CONTRATS IMPORTANTS

La liste qui suit énumère les contrats importants devant être divulgués aux termes du *Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue* dont on peut trouver des exemplaires à www.sedar.com :

- a) *Convention de régime de droits des actionnaires datée du 31 décembre 2010 entre la Société et Services aux investisseurs Computershare Inc.*

Le régime de droits des actionnaires a été approuvé par les actionnaires le 29 avril 2010. On peut en consulter une copie sur SEDAR. On peut également prendre connaissance d'une description du régime de droits des actionnaires aux pages 57 à 60 de la présente notice annuelle.

b) *Convention de gestion et de propriété datée du 5 mars 1975, en sa version modifiée, entre les participants au projet Syncrude et SCL*

Cette convention décrit et régit la façon dont les différents propriétaires du projet Syncrude ont créé la coentreprise Syncrude, et la façon dont les participants au projet Syncrude autorisent et régissent l'exploitation de ce projet par SCL. La convention est d'une durée indéterminée. La convention énonce les exigences selon lesquelles il doit y avoir approbation unanime de tous les participants au projet Syncrude avant que de grandes expansions au projet Syncrude soient entreprises ou que l'exploitant du projet Syncrude soit remplacé. Aux termes de la convention de gestion et de propriété, chaque participant au projet Syncrude est tenu de financer sa quote-part des frais d'exploitation et des dépenses en immobilisations approuvés relatifs au projet Syncrude et, par la suite, il recevra sa quote-part du SCO et des autres produits fabriqués par SCL en qualité d'exploitant du projet Syncrude. À défaut de procéder à ce financement, le participant au projet Syncrude perdra sa quote-part du SCO et des produits fabriqués à partir du projet Syncrude jusqu'à ce que les autres participants au projet Syncrude aient compensé les frais à payer dus par le participant au projet Syncrude en défaut.

c) *Conventions de redevances à la Couronne entre les participants au projet Syncrude et Sa Majesté la Reine du chef de l'Alberta datée du 4 février 1975, en sa version modifiée*

Les conventions énoncent la base selon laquelle les participants au projet Syncrude verseront au gouvernement de l'Alberta des redevances à la Couronne à l'égard de la production provenant de diverses concessions du projet Syncrude. On peut prendre connaissance d'une description des conventions de redevance à la Couronne aux pages 31 à 33 de la présente notice annuelle.

d) *Instruments de créance à long terme*

La Société est une entité qui émet tous les instruments de créance importants liés à Canadian Oil Sands. Tous les billets de premier rang émis par la Société sont non garantis, ont égalité de rang avec les autres dettes de premier rang non garanties de la Société, et prévoient certaines clauses restrictives qui imposent des limites sur la vente d'éléments d'actif et sur l'octroi de privilèges ou d'autres sûretés.

Les billets de premier rang émis par la Société ont été placés aux États-Unis et au Canada aux termes d'une dispense de placement privé. Chacun des billets de premier rang a été émis aux termes d'une convention distincte.

Les billets de premier rang ont été modifiés et mis à jour dans le cadre de la réorganisation et pour tenir compte de celle-ci.

i) Convention datée du 1^{er} avril 1997, en sa version modifiée et mise à jour, intervenue entre Bank of New York Mellon, en qualité de fiduciaire, la Société, en qualité de société ayant remplacé AOSII, et COSP

Le 1^{er} avril 1997, la Société a émis un capital de 75 millions de dollars américains de billets de premier rang à 8,2 %, arrivant à échéance le 1^{er} avril 2027, et a remboursé 1,05 million de dollars américains en 2000. L'intérêt sur les billets est payable deux fois par année, soit le 1^{er} avril et le 1^{er} octobre.

ii) Convention datée du 24 août 2001, en sa version modifiée et mise à jour, intervenue entre Bank of New York Mellon, en qualité de fiduciaire, la Société et COSP

Le 24 août 2001, la Société a émis un capital de 250 millions de dollars américains de billets de premier rang à 7,9 %, arrivant à échéance le 1^{er} septembre 2021. L'intérêt sur les billets est payable deux fois par année, soit le 1^{er} mars et le 1^{er} septembre. La Société a convenu de maintenir son ratio de dette de

premier rang/capitaux permanents à moins de 55 %. Contrairement aux conventions relatives à d'autres émissions de billets de premier rang, cette convention contient une disposition aux termes de laquelle si les notes attribuées à la dette non garantie de la Société tombent en deçà de la catégorie de titres ayant une note de qualité, le montant d'intérêt payable sur les billets est augmenté.

iii) Convention datée du 6 août 2003, en sa version modifiée et mise à jour, intervenue entre Bank of New York Mellon, en qualité de fiduciaire, la Société et COSP

Le 6 août 2003, la Société a émis un capital de 300 millions de dollars américains de billets de premier rang à 5,8 %, arrivant à échéance le 15 août 2013. L'intérêt sur les billets est payable deux fois par année, soit le 15 février et le 15 août.

iv) Convention datée du 11 mai 2009, en sa version modifiée et mise à jour, intervenue entre Bank of New York Mellon, en qualité de fiduciaire, la Société et COSP

Le 11 mai 2009, la Société a émis un capital de 500 millions de dollars américains de billets de premier rang à 7,75 %, arrivant à échéance le 15 mai 2019. L'intérêt sur les billets est payable deux fois par année, soit le 15 mai et le 15 novembre.

RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

On peut obtenir des renseignements complémentaires sur Canadian Oil Sands en consultant le site de SEDAR à www.sedar.com.

En particulier, des renseignements supplémentaires, y compris à l'égard de la rémunération des administrateurs et des dirigeants et des prêts accordés à ceux-ci, des principaux porteurs de titres de la Fiducie et des titres autorisés aux fins d'émission aux termes de régimes de rémunération fondés sur des titres de capitaux propres, sont présentés dans la circulaire de sollicitation de procurations par la direction de la Société qui se rapporte à la plus récente assemblée annuelle de ses actionnaires à laquelle il y a eu l'élection des administrateurs. Des renseignements financiers supplémentaires sont également fournis dans les états financiers audités comparatifs consolidés de la Société et dans les notes y afférentes et dans le rapport de gestion non audité pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011.

ANNEXE A

COMITÉ D'AUDIT – MANDAT

I. BUT

- A. La principale fonction du comité d'audit (le « comité ») est d'aider le conseil d'administration (le « conseil d'administration » ou le « conseil ») de Canadian Oil Sands Limited (« COSL ») à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance, en passant en revue :
- i) l'information financière qui sera fournie aux actionnaires de COSL et au public;
 - ii) les systèmes de contrôles internes que la direction et le conseil ont mis sur pied, notamment la surveillance de l'intégrité des contrôles à l'égard de l'information financière et de la conformité aux normes et principes comptables;
 - iii) tous les processus d'audit.
- B. La responsabilité principale de l'information financière, des systèmes d'information, de la gestion du risque et des contrôles internes de COSL est confiée à la direction et supervisée par le conseil.
- C. Le comité reçoit et examine les rapports de l'auditeur interne dans le cadre de sa supervision de contrôles internes de COSL.
- D. Le comité surveillera l'indépendance et le rendement des auditeurs externes et de tous les auditeurs internes de COSL.

II. CONSTITUTION, COMPOSITION ET DÉFINITIONS

- A. Le comité sera composé d'au moins trois administrateurs, dont aucun ne sera un dirigeant ou un employé de COSL. Le comité sera composé seulement d'administrateurs « indépendants ». Un administrateur est « indépendant » s'il n'a pas de relations importantes, directes ou indirectes, avec COSL, dont le conseil d'administration pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'elles nuisent à l'indépendance du jugement du membre. Un membre doit être « indépendant » au sens attribué à cette expression dans le *Règlement 52-110 sur le comité d'audit*, en sa version modifiée à l'occasion. Tous les membres du comité doivent avoir des compétences financières, tel que l'établira le conseil d'administration. Les membres de comité ne comprendront que des administrateurs dûment élus.
- B. Le comité s'assurera que la direction informe les auditeurs externes du nom des membres du comité et informe les auditeurs externes de la tenue des réunions du comité et, s'il y a lieu, les invite à y assister. Le comité s'assurera que les auditeurs externes sont entendus à ces réunions sur des questions se rapportant aux tâches des auditeurs.
- C. Les membres du comité rencontreront les auditeurs externes au moins une fois par trimestre, et plus souvent au besoin, afin d'examiner toute question que le comité ou les auditeurs externes estiment devoir être portée à l'attention du conseil ou des actionnaires.

- D. Les membres du comité se réuniront au moins quatre fois par année. Le président du comité peut convoquer des réunions supplémentaires. En outre, le président du conseil non membre de la direction, le président et chef de la direction, un membre du comité ou les auditeurs externes peuvent convoquer des réunions du comité.
- E. Le comité aura le droit d'établir qui sera ou ne sera pas présent à tout moment à une réunion du comité. Le président et chef de la direction ainsi que le chef des finances de COSL doivent se rendre disponibles pour assister aux réunions du comité ou à des parties de ces réunions.
- F. Le conseil nommera les membres du comité. Lorsqu'un poste se libère au comité, le conseil peut le pourvoir. Une majorité du conseil peut destituer un membre du comité à tout moment. Le membre du comité qui cesse d'être membre du conseil, cesse automatiquement d'être membre du comité.
- G. Le comité aura accès à la haute direction de COSL et à tous les documents nécessaires pour qu'il s'acquitte de ses responsabilités, et on lui accordera également les ressources nécessaires pour le faire.
- H. Le comité aura le droit de faire ce qui suit :
- i) retenir les services de conseillers indépendants et d'autres conseillers, s'il l'estime nécessaire pour s'acquitter de ses tâches;
 - ii) établir et verser la rémunération des conseillers dont le comité retient les services;
 - iii) communiquer directement avec les auditeurs externes et, au besoin, les auditeurs internes.
- I. Le comité maintiendra des voies de communication ouvertes entre la direction, les employés, les auditeurs externes et le conseil.
- J. Le président du conseil non membre de la direction sera un membre sans droit de vote du comité, à moins qu'il ne soit un membre du comité, auquel cas il aura le même droit de vote que tous les autres membres du comité.
- K. Le secrétaire du comité sera soit le secrétaire de la Société, soit son délégué.
- L. Les réunions du comité peuvent se tenir en personne, par vidéoconférence, par téléphone ou par tout autre moyen de communication permettant à tous les participants de communiquer adéquatement entre eux.
- M. Les avis de l'heure, de la date et de l'endroit de chaque réunion peuvent être donnés verbalement ou par écrit (y compris par voie électronique) ou par télécopieur à chaque membre du comité au moins 48 heures avant l'heure fixée pour la réunion. Cet avis sera également donné aux auditeurs externes. Tout membre, ainsi que les auditeurs externes, peut, de quelque manière que ce soit, renoncer à un avis de convocation à une réunion. La présence d'un membre ou des auditeurs externes à une réunion constituera une renonciation à l'avis de convocation à une réunion, sauf si un membre ou les auditeurs externes assistent à la réunion expressément dans le but de s'opposer aux délibérations sur toute question, au motif que la réunion n'a pas été dûment convoquée.

- N. Une majorité de membres, présents en personne, par vidéoconférence, par téléphone ou tout autre moyen de communication, constituera le quorum.
- O. Tous les membres du comité doivent prévoir suffisamment de temps pour réviser les documents se rapportant aux réunions et être prêts aux fins des réunions du comité. Les membres du comité devraient assister à la plupart, voire à la totalité, des réunions du comité.
- P. Le président du comité sera nommé par le conseil. Le président présidera chaque réunion du comité, dirigera les discussions du comité sur les points à l'ordre du jour et fera rapport au conseil, pour le compte du comité, sur les délibérations de chaque réunion du comité. Si le président du comité ou le secrétaire est absent d'une réunion, les membres présents désigneront un administrateur présent afin qu'il agisse à titre de président et désigneront un administrateur, un dirigeant ou un employé de la Société afin qu'il agisse à titre de secrétaire.

III. TÂCHES ET RESPONSABILITÉS

Sous réserve des pouvoirs et des tâches du conseil, le comité s'acquittera des tâches suivantes :

A. États financiers et autre information financière

Le comité examinera toute l'information financière et décidera quelle information financière sera publiée. Il s'acquittera notamment des tâches suivantes :

- i) examiner les états financiers annuels ainsi que le rapport de gestion de COSL et en recommander l'approbation et faire rapport au conseil avant que les états financiers soient approuvés par celui-ci;
- ii) examiner et approuver les états financiers non audités trimestriels et le rapport de gestion de COSL et approuver la publication de ces états financiers et du rapport de gestion intermédiaire ainsi que des communiqués de presse sur ceux-ci;
- iii) réviser les communiqués de presse à l'égard des résultats ou les documents d'orientation et en autoriser la publication;
- iv) réviser le contenu financier du rapport annuel et de tout rapport important demandé par le gouvernement ou par les autorités de réglementation et en recommander l'approbation au conseil;
- v) réviser la notice annuelle de COSL et en recommander l'approbation au conseil;
- vi) réviser le contenu financier des prospectus et des notices d'offre et en recommander l'approbation au conseil;
- vii) réviser les politiques comptables et les pratiques d'information financière de COSL et discuter de leur suffisance;
- viii) réviser les modifications importantes projetées des politiques et pratiques d'information financière et de comptabilité devant être adoptées par COSL et en discuter;

- ix) examiner les faits nouveaux récents ou imminents en ce qui a trait aux normes comptables et d'information pouvant avoir une incidence importante sur COSL et en discuter;
- x) examiner et évaluer le caractère approprié des principales estimations et des principaux jugements de la direction pouvant être importants relativement à l'information financière;
- xi) réviser avec les auditeurs internes toute question qui touche, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'elle touche, l'exactitude ou la solidité de l'information relative aux états financiers et aux autres questions d'information financière et en discuter;
- xii) réviser avec la direction l'utilisation de l'information financière et des autres renseignements sur les résultats pro forma ou non conformes aux PCGR inclus dans les communiqués de presse, dans les autres documents publics ou dans tout document déposé auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières et en discuter avec la direction et considérer si l'information est cohérente avec l'information contenue dans les états financiers de COSL;
- xiii) réviser et réévaluer annuellement si des procédures adéquates sont en place afin de réviser toute autre information touchant la Société qui est tirée des états financiers.

B. Systèmes de gestion des risques financiers, des contrôles internes et des contrôles de la communication de l'information

Le comité vérifiera que les systèmes de gestion des risques financiers, des contrôles internes et des contrôles de la communication de l'information fonctionnent efficacement et permettent en temps opportun une gestion des risques financiers et de l'information financière efficace et appropriée et il obtiendra une assurance raisonnable à cet égard. Le comité s'acquittera notamment de ce qui suit :

- i) examiner, au moins une fois l'an, les politiques et pratiques de gestion des risques financiers de COSL dans la mesure où elles se rapportent aux questions financières et de comptabilité, étant entendu que le conseil est responsable de l'examen de l'ensemble de la gestion des risques touchant COSL;
- ii) obtenir de la direction ou de sources externes, comme elles l'estimeront suffisante, une assurance raisonnable que les systèmes de contrôle de la communication de l'information sont fiables et que les contrôles et procédures de communication de l'information sont correctement conçus et mis en œuvre, au moyen de discussions avec la direction, les auditeurs internes, si ces postes existent, et les auditeurs externes, et en faire rapport à ceux-ci, comme le comité l'estimera approprié;
- iii) revoir les mesures prises par la direction pour mettre en œuvre et maintenir des procédures de contrôles internes appropriées, notamment par un examen des politiques, notamment des contrôles internes sur la commercialisation;
- iv) surveiller la conformité aux obligations prévues par les lois et les organismes de réglementation;

- v) établir des procédures pour la réception, la conservation et le traitement des plaintes reçues par COSL à l'égard des questions touchant la comptabilité, les contrôles comptables internes ou l'audit et établir des procédures pour que les communications confidentielles et anonymes reçues des employés à l'égard de questions douteuses de comptabilité ou de vérification soient traitées de façon appropriée;
- vi) examiner le rapport du comité de gestion des risques à l'égard de tout risque de crédit ou de toute violation des politiques de commercialisation applicables dans le cadre de la supervision, effectuée par le comité, de la gestion des risques financiers touchant COSL;
- vii) examiner la surveillance exercée par la direction sur la conformité au code de conduite de COSL.

Il est entendu que le comité examinera et évaluera les contrôles internes et les contrôles de communication de l'information dans le cadre du processus de certification des états financiers et de la communication de l'information financière. Toutefois, l'examen et l'évaluation globale des processus de gestion du risque et des processus de contrôle liés aux questions non financières resteront la responsabilité du conseil.

C. Audit externe

Les auditeurs externes feront rapport directement au comité. Le comité supervisera et examinera la planification et les résultats des activités d'audit externe et le lien permanent avec les auditeurs externes. Il s'acquittera notamment de ce qui suit :

- i) réviser la nomination, l'embauche et la rémunération des auditeurs externes, évaluer leur rendement et en faire la recommandation au conseil, aux fins de l'approbation des actionnaires;
- ii) réviser le plan d'audit externe annuel;
- iii) rencontrer les auditeurs externes pour discuter des états financiers trimestriels et annuels de COSL, ainsi que les rapports des auditeurs sur ceux-ci;
- iv) examiner la planification, la conduite et les rapports liés à l'audit annuel et en faire rapport au conseil, notamment en ce qui a trait aux éléments suivants :
 - 1) toute difficulté rencontrée ou toute restriction imposée par la direction au cours de l'audit annuel;
 - 2) les politiques et estimations comptables cruciales et les solutions de rechange à ces politiques et estimations;
 - 3) tout problème important de comptabilité ou d'information financière;
 - 4) au besoin, l'évaluation par les auditeurs du système de contrôles internes, des procédures et de la documentation concernant COSL;
 - 5) conception de la lettre à la direction, ou lettre postérieure à l'audit, contenant les conclusions ou les recommandations des auditeurs externes, notamment la réponse de la direction à ceux-ci, et le suivi

ultérieur à toute lacune en matière d'information ou de contrôles internes repérée;

- 6) toute autre question importante que les auditeurs externes portent à l'attention du comité;
- v) réviser et approuver préalablement les services non liés à l'audit devant être fournis par les auditeurs externes ou les membres de leur groupe (notamment les honoraires estimatifs) et considérer l'incidence de l'indépendance de l'audit externe; si les circonstances le justifient, cette approbation préalable peut être déléguée au président du comité;
- vi) rencontrer périodiquement, et au moins une fois par trimestre, les auditeurs externes en l'absence de la direction;
- vii) rencontrer périodiquement, et au moins une fois par trimestre, la direction en l'absence des auditeurs externes;
- viii) examiner toute décision de COSL à l'égard de l'embauche d'employés ou d'anciens employés ou des auditeurs externes, actuels ou anciens, de COSL;
- ix) discuter avec les auditeurs externes de toutes les relations que ces auditeurs ont avec COSL dans le cadre de l'évaluation de l'indépendance des auditeurs externes ainsi que les compétences et le rendement des auditeurs externes et les résultats de tout examen interne du cabinet d'experts-comptables externes à la lumière de la découverte de toute insuffisance ou de toute inquiétude soulevée par les organismes externes de gouvernance ou de réglementation et examiner ces éléments avec les auditeurs externes.

D. Audit interne

- i) examiner les fonctions d'audit interne, notamment :
 - A) le but, les pouvoirs et les circuits de reddition de comptes au sein de l'organisation;
 - B) le plan d'audit annuel ainsi que le budget et la dotation en personnel connexes;
 - C) les résultats des notes de service ainsi que des rapports trimestriels et des rapports d'audit interne semestriels et annuels;
- ii) examiner, en compagnie du chef des finances, du contrôleur et d'autres personnes, selon le cas, le système interne de contrôles d'audit et les résultats des audits internes et considérer les conclusions et le caractère approprié des plans de suivi de l'auditeur interne.

E. Impôts

- i) réviser et approuver tout changement important à la structure de la Société lié à la planification fiscale proposé par la direction à l'égard de COSL;
- ii) examiner toutes les questions fiscales importantes.

F. Divers

- i) examiner les litiges importants et leurs incidences sur l'information financière;
- ii) réviser les politiques et les procédures de révision et d'approbation des frais et des avantages accessoires des administrateurs et des dirigeants, notamment l'utilisation des éléments d'actif de l'entreprise, et considérer les résultats de tout examen de ces domaines par une fonction d'audit interne, si elle existe, ou par les auditeurs externes ou des tiers consultants, comme le comité l'estimera possible;
- iii) réviser et approuver un sommaire de la composition et des responsabilités du comité ainsi qu'un sommaire des services d'audit, des services non liés à l'audit et des autres services fournis par les auditeurs externes afin qu'ils soient inclus dans les documents de divulgation publique de COSL, notamment toute divulgation contenue dans une circulaire de sollicitation de procurations par la direction;
- iv) examiner toute opération avec une partie liée entre COSL et les administrateurs et dirigeants de COSL;
- v) examiner toute question d'ordre juridique et réglementaire pouvant avoir une incidence importante sur les états financiers intermédiaires ou annuels qui est portée à l'attention d'un membre du comité ou du conseil;
- vi) mener et autoriser une enquête sur les questions relevant du comité. Le comité aura le droit de retenir les services de conseillers indépendants, de comptables et d'autres personnes pour l'aider à mener à bien une telle enquête;
- vii) approuver la nomination, la reconduction de mandat ou la destitution du chef des finances de COSL, sous réserve de la recommandation du comité de gouvernance et de rémunération et de l'approbation définitive du conseil;
- viii) approuver la nomination, la reconduction de mandat ou la destitution de l'auditeur interne, le cas échéant, de COSL, sous réserve de la recommandation du comité de gouvernance et de rémunération et de l'approbation définitive du conseil;
- ix) le comité aura le pouvoir de diriger et de superviser l'enquête sur toute question portée à son attention dans le cadre des tâches qui lui sont assignées. Il établira les procédures de réception, de conservation et de traitement de ce qui suit :
 - A) les plaintes que COSL peut recevoir à l'égard de questions de comptabilité, de contrôles sur la comptabilité de gestion ou d'audit;
 - B) les communiqués confidentiels et anonymes provenant des employés de COSL à l'égard de questions douteuses de comptabilité ou d'audit.

IV. **REDDITION DE COMPTES**

Le comité fera rapport de ses délibérations au conseil soit en distribuant les procès-verbaux de ses réunions soit en remettant un sommaire de ces délibérations ou d'un rapport verbal donné à la prochaine réunion du conseil. Tous les documents sensibles seront conservés par le secrétaire ou le président du comité.

Le comité procédera à un examen de son efficacité au moins une fois l'an et donnera suite à toute amélioration proposée et soulevée par cet examen ou autrement portée à son attention.

V. EXAMEN

Le comité examinera le présent mandat chaque année ou plus souvent, s'il juge que les circonstances l'exigent, afin d'établir si son mandat nécessite des ajouts, des éliminations ou d'autres modifications.

ANNEXE B

ANNEXE 51-101A2

RAPPORT SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES DE L'ÉVALUATEUR OU DU VÉRIFICATEUR DE RÉSERVES QUALIFIÉ INDÉPENDANT

Au conseil d'administration de Canadian Oil Sands Limited (la « société »),

1. Nous avons évalué les données relatives aux réserves de la société en date du 31 décembre 2011. Les données relatives aux réserves constituent des estimations des réserves prouvées et des réserves probables ainsi que des produits d'exploitation nets futurs correspondants en date du 31 décembre 2011, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels.

2. La responsabilité des données relatives aux réserves incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les données relatives aux réserves en nous fondant sur notre évaluation.

Nous avons effectué notre évaluation conformément aux normes exposées dans le manuel COGE (*Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*), établi en collaboration par la Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary Chapter) et l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole (Société du pétrole).

3. Ces normes exigent que l'évaluation soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les données relatives aux réserves sont exemptes d'inexactitudes importantes. L'évaluation comprend également l'appréciation de la conformité des données relatives aux réserves aux principes et définitions exposés dans le manuel COGE.

4. Le tableau suivant présente les produits d'exploitation nets futurs estimatifs (avant impôts) attribués aux réserves prouvées et probables, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels et actualisés au moyen d'un taux de 10 %, qui sont compris dans les données relatives aux réserves ayant fait l'objet de l'évaluation, pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011, et indique les portions respectives de ces produits d'exploitation que nous avons vérifiées, évaluées et examinées et sur lesquelles nous avons fait rapport au conseil d'administration de la société :

Évaluateur de réserves qualifié indépendant	Description et date d'établissement du rapport d'évaluation	Emplacement des réserves (pays ou zone géographique étrangère)	Valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs (avant impôts, taux d'actualisation de 10 %, en millions de dollars)			
			Audit	Évaluation	Examen	Total
GLJ Petroleum Consultants	1 ^{er} février 2012	Canada	-	17 448	-	17 448

5. À notre avis, les données relatives aux réserves que nous avons respectivement évaluées ont été établies, à tous les égards importants, conformément au manuel COGE appliqué uniformément et sont conformes à celui-ci.

6. Nous n'avons pas la responsabilité de mettre à jour nos rapports dont il est question au paragraphe 4 pour tenir compte des faits et des circonstances postérieurs à leur date d'établissement.

7. Les données relatives aux réserves étant fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront de ceux qui sont présentés et les écarts peuvent être importants.

Nous apposons notre signature au rapport ci-dessus :

GLJ Petroleum Consultants Ltd., Calgary (Alberta) Canada, le 22 février 2012

(signé) James H. Willmon
James H. Willmon, ing.
Vice-président

ANNEXE C

ANNEXE 51-101A3

RAPPORT DE LA DIRECTION ET DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR L'INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ

Rapport de la direction et du conseil d'administration sur les données relatives aux réserves et autre information

La direction de Canadian Oil Sands Limited (la « **Société** ») a la responsabilité d'établir et de fournir l'information concernant les activités pétrolières et gazières de la Société conformément à la réglementation des valeurs mobilières. Cette information inclut les données relatives aux réserves, qui constituent une estimation des réserves prouvées et des réserves probables ainsi que des produits d'exploitation nets futurs correspondants en date du 31 décembre 2011, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels.

Un évaluateur de réserves qualifié indépendant a évalué les données relatives aux réserves de la Société. Son rapport sera déposé auprès des autorités en valeurs mobilières en même temps que le présent rapport.

Le comité des réserves, des activités de commercialisation, de l'environnement, de la santé et de la sécurité (le « **comité des réserves** ») du conseil d'administration de la société :

- a) a examiné les procédures suivies par la Société pour fournir l'information à l'évaluateur de réserves qualifié indépendant,
- b) a rencontré l'évaluateur de réserves qualifié indépendant dans le but de déterminer si on lui a imposé des restrictions limitant sa capacité de fournir un rapport sans restriction,
- c) a examiné les données relatives aux réserves avec la direction et l'évaluateur de réserves qualifié indépendant.

Le comité des réserves du conseil d'administration de la Société a examiné les procédures suivies par la Société pour rassembler et présenter toute autre information concernant ses activités pétrolières et gazières et a examiné cette information avec la direction. Le conseil d'administration, sur la recommandation du comité des réserves, a approuvé :

- a) le contenu de l'Annexe 51-101A1, qui comprend les données relatives aux réserves et d'autres informations concernant le pétrole et le gaz, et le dépôt de celle-ci auprès des autorités en valeurs mobilières;
- b) le dépôt de l'Annexe 51-101A2, qui est le rapport de l'évaluateur de réserves qualifié indépendant sur les données relatives aux réserves;
- c) le contenu du présent rapport et son dépôt.

Les données relatives aux réserves étant fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront de ceux qui sont présentés et les écarts peuvent être importants.

CANADIAN OIL SANDS LIMITED

(signé) Marcel R. Coutu

Nom : Marcel R. Coutu
Titre : Président et chef de la direction

(signé) Darren K. Hardy

Nom : Darren K. Hardy
Titre : Premier vice-président, Exploitation

(signé) Brant G. Sangster

Nom : Brant G. Sangster
Titre : Administrateur

(signé) Wesley R. Twiss

Nom : Wesley R. Twiss
Titre : Administrateur

Le 23 février 2012