

SUNCOR ÉNERGIE - PERSPECTIVES DE LA SOCIÉTÉ 2019

14 décembre 2018

Perspectives de la Société pour 2019

Le document Perspectives de la Société 2019 de Suncor présente les fourchettes de production et autres paramètres clés pour les affaires de la Société, ainsi que les cibles pour les dépenses en immobilisations et autres éléments. La direction s'attend à ce que les résultats réels soient inclus dans ces fourchettes respectives, toutefois, Suncor ne fait aucune observation quant à la place des résultats réels dans une fourchette particulière et fera une mise à jour du présent document Perspectives de la Société si les résultats réels sont ou pourraient être hors des fourchettes de façon importante.

	Perspectives pour l'exercice 2019 complet	
	14 décembre 2018	
Production totale de Suncor (bep/jour) ⁽¹⁾	780 000	- 820 000
Sables pétrolifères (b/j)	410 000	- 440 000
Fort Hills (b/j) ⁽²⁾ (participation de Suncor de 54,11 %)	85 000	- 95 000
Syncrude (b/j) (participation de Suncor de 58,74 %)	160 000	- 180 000
Exploration et production (b/j) ⁽¹⁾	105 000	- 115 000
Production des raffineries de (b/j)	430 000	- 450 000
Utilisation des raffineries de Suncor ⁽²⁾	93 %	- 97 %
Prévisions de ventes		
Ventes des Sables pétrolifères ⁽³⁾		
Pétrole brut synthétique (b/j)	315 000	- 335 000
Bitume (b/j)	90 000	- 110 000
Ventes de produits raffinés (b/j)	520 000	- 550 000

(1) Au moment de la publication, la production en Libye est toujours touchée par des troubles civils et, par conséquent, aucune donnée de nature prospective sur la production en Libye ne fait partie des perspectives quant à la production du secteur Exploration et production et à la production totale de Suncor. Les fourchettes de production pour le secteur Sables pétrolifères, Fort Hills, Syncrude et le secteur Exploration et production ne devraient pas s'ajouter pour correspondre à la production totale de Suncor.

(2) Le taux d'utilisation des raffineries se fonde sur les capacités de traitement de brut suivantes : Montréal – 137 000 b/j; Sarnia – 85 000 b/j; Edmonton – 142 000 b/j; et Commerce City – 98 000 b/j.

(3) Les ventes comprennent le pétrole brut synthétique, le diesel et le bitume valorisés du secteur Sables pétrolifères et excluent le bitume produit par le traitement des mousses au solvant paraffinique à Fort Hills et la production de pétrole brut synthétique à Syncrude. Les fourchettes inférieures et supérieures pour ces catégories de vente ne devraient pas s'ajouter aux fourchettes de production du secteur Sables pétrolifères. Les fourchettes des ventes reflètent la valorisation intégrée et le risque de rendement de la production du bitume.

Dépenses en immobilisations (en millions de \$ CA) ⁽⁴⁾

	Perspectives pour l'exercice 2019 complet		Capital de croissance (%) ⁽⁵⁾
	14 décembre 2018		
Amont - Sables pétrolifères	3 050	- 3 400	17 %
Amont - E et P	1 000	- 1 200	97 %
Amont - Total	4 050	- 4 600	38 %
Aval	700	- 775	23 %
Société	150	- 225	53 %
Total	4 900	- 5 600	37 %

Perspectives pour l'exercice 2019 complet
14 décembre 2018

Autres renseignements

Charges d'exploitation décaissées des Sables pétrolifères (\$/b) ⁽⁶⁾⁽⁹⁾	24,00 \$	-	26,50 \$
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills (\$/b) ⁽⁷⁾⁽⁹⁾	23,00 \$	-	26,00 \$
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude (\$/b) ⁽⁸⁾⁽⁹⁾	33,50 \$	-	36,50 \$
Impôts actuels (en millions de \$ CA)	1 100 \$	-	1 400 \$
Taux d'imposition du Canada (en vigueur)	27 %	-	28 %
Taux d'imposition des É.-U. (en vigueur)	23 %	-	24 %
Taux d'imposition du R.-U. (en vigueur)	37 %	-	42 %
Taux d'intérêt moyen des sociétés	5 %	-	6 %
Redevances à la Couronne des Sables pétrolifères ⁽¹⁰⁾	2 %	-	4 %
Redevances à la Couronne de Fort Hills ⁽¹⁰⁾	1 %	-	3 %
Redevances à la Couronne de Syncrude ⁽¹⁰⁾	5 %	-	8 %
Redevances de la Côte Est du Canada ⁽¹⁰⁾	17 %	-	21 %

Conjoncture

Prix du pétrole - Brent, Sullom Voe (\$ US/b)	66,00 \$
WTI à Cushing (\$ US/b)	58,00 \$
WCS à Hardisty (\$ US/b)	33,00 \$
Marge de raffinage - marge de craquage 3-2-1 au port de NY (\$ US/b)	18,50 \$
Prix du gaz naturel - AECO - C (\$ CA/GJ)	1,70 \$
Taux de change (CA - US)	0,76 \$

(4) Les dépenses en immobilisations ne tiennent pas compte des intérêts capitalisés d'environ 150 millions \$.

(5) Les dépenses en immobilisations au titre des investissements économiques incluent les investissements en immobilisations qui se traduisent par une amélioration de la valeur en raison de l'ajout de réserves, de l'augmentation de la capacité de traitement, de l'utilisation, des coûts ou de la marge, notamment l'infrastructure connexe. Le reste des dépenses en immobilisations représente les dépenses en immobilisations au titre du maintien des actifs et de la maintenance, ce qui inclut les investissements en immobilisations qui ajoutent à la valeur existante en : assurant le respect de la conformité ou en maintenant les relations avec les organismes de réglementation et les autres parties intéressées; maintenant la capacité de traitement actuelle; et réalisant les réserves exploitées existantes.

(6) Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères sont basées sur les hypothèses suivantes : volumes de production, composition des ventes et prix moyens du gaz naturel, tel que décrit dans les tableaux ci-dessus.

(7) Les charges d'exploitation décaissées par baril de Fort Hills sont basées sur les hypothèses suivantes : volumes de production et prix moyens du gaz naturel, tel que décrit dans les tableaux ci-dessus.

- (8) Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude sont basées sur les hypothèses suivantes : volumes de production, composition des ventes et prix moyens du gaz naturel, tel que décrit dans les tableaux ci-dessus.
- (9) Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolières, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills et les charges d'exploitation décaissées de Syncrude sont des mesures financières hors PCGR. Les mesures financières hors PCGR ne sont pas prescrites par les PCGR et, par conséquent, n'ont pas de définition normalisée. Les utilisateurs sont prévenus que ces mesures peuvent ne pas être totalement comparables entre elles ni à des données similaires calculées par d'autres entités en raison d'activités différentes. Pour plus d'information, voir les rubriques « Charges d'exploitation décaissées » et « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion daté du 31 octobre 2018. Les deux sections sont incorporées aux présentes par voie de référence.
- (10) Selon le pourcentage du revenu brut total.

Les perspectives pour l'exercice 2019 complet de Suncor comprennent des renseignements et énoncés prospectifs (collectivement appelés « énoncés prospectifs »). Les énoncés prospectifs pour l'exercice 2019 reposent sur les attentes actuelles, les estimations, les projections et les hypothèses que Suncor a formulées à la lumière de son expérience et de sa perception des tendances historiques, notamment : les attentes et hypothèses au sujet de l'exactitude des estimations des réserves et des ressources; les prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; le rendement des actifs et de l'équipement, la rentabilité des capitaux et les économies de coûts; les lois en vigueur et les politiques gouvernementales; les taux de production futurs; la suffisance des dépenses en immobilisations budgétées pour l'exécution des activités planifiées; la disponibilité et le coût de la main-d'œuvre et des services et l'infrastructure; le respect par les tiers de leurs obligations envers Suncor; l'exécution des projets; et la réception en temps utile des approbations des autorités de réglementation et des tiers. Les énoncés prospectifs ne sont pas des garanties d'un rendement futur et comportent un certain nombre de risques et d'incertitudes, dont certains sont similaires à ceux qui touchent d'autres sociétés pétrolières et gazières et d'autres sont propres à notre Société. Les résultats réels de Suncor pourraient différer de façon importante de ceux exprimés ou suggérés de manière implicite dans ses énoncés prospectifs; le lecteur est donc averti de ne pas s'y fier indûment.

Les hypothèses posées pour établir les prévisions de production du secteur Sables pétrolières, de Syncrude et de Fort Hills pour 2019 incluent celles ayant trait aux initiatives de fiabilité et d'efficacité opérationnelle qui selon la Société devraient réduire la maintenance non planifiée pour 2019. Les hypothèses posées pour établir les prévisions de production du secteur Exploration et production pour 2019 incluent celles ayant trait au rendement des gisements, aux résultats de forage et à la fiabilité des installations. Les facteurs qui pourraient avoir une incidence sur les perspectives de Suncor pour 2019 incluent, sans toutefois s'y limiter :

- Approvisionnement en bitume. L'approvisionnement en bitume pourrait varier selon les travaux de maintenance non planifiés devant être effectués à l'égard du matériel minier et des usines d'extraction, de la qualité du minerai, du stockage des résidus et du rendement des gisements in situ.
- Infrastructure de tiers. Les estimations de production sont susceptibles d'être touchées par des problèmes liés à l'infrastructure de tiers, dont des perturbations des services de pipeline ou d'électricité, pouvant entraîner une répartition de la capacité ou la fermeture de pipelines ou d'installations de tiers, ce qui aurait une incidence sur la capacité de la Société de produire et de commercialiser son pétrole brut.
- Rendement des installations ou des plateformes d'exploitation récemment mises en service. Les taux de production pendant la période de mise en service de nouvel équipement sont difficiles à prévoir et susceptibles d'être touchés par des travaux de maintenance non planifiés.
- Maintenance non planifiée. Les estimations de production sont susceptibles d'être touchées si des travaux non planifiés sont nécessaires à nos installations minières, d'extraction, de valorisation, de traitement in situ, de raffinage, de traitement du gaz naturel, de pipelines ou de production extracôtère.
- Maintenance planifiée. Les estimations de production, incluant le mix de production, sont susceptibles d'être touchées s'il y a des imprévus au moment de la maintenance planifiée ou si celle-ci n'est pas exécutée efficacement. L'exécution réussie des travaux de maintenance et du démarrage des activités des actifs extracôtiers, notamment, peut être touchée par des conditions météorologiques difficiles, en particulier pendant l'hiver.
- Prix des marchandises. Des diminutions des prix des marchandises sont susceptibles de modifier nos prévisions de production ou de réduire nos programmes de dépenses en immobilisations.
- Activités à l'étranger. Les activités de Suncor à l'étranger et les actifs afférents sont assujettis à un

- certain nombre de risques politiques, économiques et socioéconomiques.
- Mesures gouvernementales : Les présentes perspectives reflètent les restrictions de production imposées par le gouvernement de l'Alberta. Des mesures supplémentaires prises par le gouvernement de l'Alberta en ce qui a trait à des restrictions de production pourraient avoir des répercussions sur les Perspectives de Suncor et ces répercussions pourraient être importantes.

Le communiqué de Suncor daté du 31 octobre 2018, le rapport de gestion et sa dernière notice annuelle, le formulaire 40-F, le rapport annuel à l'intention des actionnaires et les autres documents déposés périodiquement auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières décrivent les risques, incertitudes et hypothèses importants et les autres facteurs qui pourraient avoir une incidence sur les résultats réels et ces facteurs sont incorporés aux présentes par voie de référence. On peut se procurer gratuitement des exemplaires de ces documents à Suncor au 150, 6th Avenue S.W., Calgary, Alberta T2P 3Y7, en téléphonant au 1-800-558-9071, ou en en faisant la demande par courriel à invest@suncor.com ou en consultant SEDAR au www.sedar.com ou EDGAR au www.sec.gov. Sauf dans les cas où les lois applicables sur les valeurs mobilières l'exigent, Suncor se dégage de toute intention ou obligation de mettre à jour ou de réviser publiquement ses énoncés prospectifs, que ce soit en raison de nouvelles informations, d'événements futurs ou d'autres circonstances.

Certaines estimations de gaz naturel ci-dessus ont été converties en barils d'équivalent pétrole (bep) en supposant qu'un baril est l'équivalent de six mille pieds cubes de gaz naturel. Les unités de mesure en bep peuvent porter à confusion, surtout si on les considère isolément. Le ratio de conversion de six mille pieds cubes de gaz naturel à un baril de pétrole repose sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique applicable surtout à la pointe du brûleur et ne représente pas nécessairement une équivalence de la valeur à la tête du puits. Étant donné que le ratio de valeur basé sur le prix actuel du pétrole brut par rapport à celui du gaz naturel diffère considérablement de l'équivalence d'énergie de 6:1, l'utilisation d'un ratio de conversion de 6:1 comme indice de valeur peut être trompeur.