

SUNCOR ÉNERGIE - PERSPECTIVES DE LA SOCIÉTÉ 2018 1^{er} mai 2018

Perspectives de la Société pour 2018

Le document Perspectives de la Société 2018 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 2018 complet 1 mai 2018	
Production totale de Suncor (bep/jour) ⁽¹⁾	740 000	- 780 000
Sables pétrolifères (b/j)	425 000	- 455 000
Fort Hills (b/j) ⁽²⁾ (participation de Suncor de 54,11 %)	50 000	- 60 000
Syncrude (b/j) (participation de Suncor de 58,74 %)	150 000	- 165 000
Exploration et production (b/j) ⁽¹⁾	105 000	- 115 000
Production des raffineries de (b/j)	415 000	- 435 000
Utilisation des raffineries de Suncor ⁽³⁾	90%	- 94%
<hr/>		
Prévisions de ventes		
Ventes des Sables pétrolifères ⁽⁴⁾		
Pétrole brut synthétique (b/j)	290 000	- 310 000
Bitume (b/j)	130 000	- 150 000
Ventes de produits raffinés (b/j)	510 000	- 540 000

- (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) Les perspectives de Suncor pour la production de Fort Hills en 2018 sont actuellement de 30 000 à 50 000 b/j au T2, de 60 000 à 70 000 b/j au T3 et de 80 000 à 90 000 b/j au T4. Les prévisions de Suncor concernant les charges d'exploitation décaissées par baril de Fort Hills en 2018 sont de 40 \$/b à 50 \$/b au T2, de 30 \$/b à 40 \$/b au T3 et de 20 \$/b à 30 \$/b au T4. Voir la note 8.
- (3) 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.
- (4) 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) ⁽⁵⁾

	Perspectives pour l'exercice 2018 complet 1 mai 2018		Capital de croissance % ⁽⁶⁾
Amont ⁽³⁾	3 650	- 4 050	30%
Aval	800	- 850	0%
Société	50	- 100	0%
Total	4 500	- 5 000	25%

	Perspectives pour l'exercice 2018 complet 1 mai 2018	
Autres renseignements		
Charges d'exploitation décaissées des Sables pétrolifères (\$/b) ⁽⁷⁾	23,00 \$	- 26,00 \$
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills (\$/b) ⁽²⁾⁽⁸⁾	35,00 \$	- 40,00 \$
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude (\$/b) ⁽⁹⁾	32,50 \$	- 35,50 \$
Impôts actuels (en millions de \$ CA)	1050 \$	- 1350 \$
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⁾	1%	- 3%
Redevances à la Couronne de Fort Hills ⁽¹⁰⁾	1%	- 3%
Redevances à la Couronne de Syncrude ⁽¹⁰⁾	6%	- 9%
Redevances de la Côte Est du Canada ⁽¹⁰⁾	17%	- 21%
Conjoncture ⁽¹¹⁾		
Prix du pétrole - Brent, Sullom Voe (\$ US/b)	67,00 \$	
WTI à Cushing (\$ US/b)	63,00 \$	
WCS à Hardisty (\$ US/b)	41,00 \$	
Marge de raffinage - marge de craquage 3-2-1 au port de NY (\$US/b)	18,00 \$	
Natural Gas Price - AECO - C Spot (\$CAD/GJ)	1,50 \$	
Taux de change (CA - US)	0,78 \$	

(5) Les dépenses en immobilisations ne tiennent pas compte des intérêts capitalisés d'environ 168 millions \$.

(6) Le reste des dépenses en immobilisations représente le capital de maintien. Pour lire la définition des dépenses en immobilisations de maintien et de croissance, voir la rubrique intitulée « Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations » du rapport de gestion de Suncor daté du 1^{er} mai 2018.

(7) Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, qui excluent Fort Hills et Syncrude, se fondent sur les hypothèses suivantes : volumes de production, composition des ventes et prix moyens du gaz naturel, tel que décrit dans les tableaux ci-dessus. Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères sont des mesures financières hors PCGR. Pour plus d'information sur les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères, voir la rubrique intitulée « Charges d'exploitation décaissées » dans la section Résultats sectoriels et analyse du secteur Sables pétrolifères du rapport de gestion. Voir aussi la section Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR du rapport de gestion. Les deux sections sont incorporées aux présentes par voie de référence.

- (8) Les charges d'exploitation décaissées 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-dessous. Les charges d'exploitation décaissées par baril de Fort Hills sont des mesures financières hors PCGR. Pour plus d'information sur les charges d'exploitation décaissées par baril de Fort Hills, voir la rubrique intitulée « Charges d'exploitation décaissées » dans la section Résultats sectoriels et analyse du secteur Sables pétrolifères du rapport de gestion. Voir aussi la section Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR du rapport de gestion. Les deux sections sont incorporées aux présentes par voie de référence.
- (9) Les charges d'exploitation décaissées 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. Pour plus d'information sur les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude, voir la rubrique intitulée « Charges d'exploitation décaissées » dans la section Résultats sectoriels et analyse du secteur Sables pétrolifères du rapport de gestion. Voir aussi la section Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR du rapport de gestion. Les deux sections sont incorporées aux présentes par voie de référence. Les utilisateurs sont prévenus que les mesures des charges d'exploitation décaissées par baril des Sables pétrolifères, des charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude et des charges d'exploitation décaissées par baril de Fort Hills peuvent ne pas être totalement comparables entre elles ni à des données similaires calculées par d'autres entités en raison d'activités différentes.
- (10) Selon le pourcentage du revenu brut total.
- (11) Les hypothèses concernant le contexte commercial reflètent les prix réalisés réels moyens à ce jour plus les prix selon la courbe à terme. Ces prix ne sont pas des prévisions de la Société et ne devraient pas être considérés comme telles.

Les perspectives pour l'exercice 2018 complet de Suncor comprennent des renseignements et énoncés prospectifs (collectivement appelés « énoncés prospectifs »). Les énoncés prospectifs pour l'exercice 2018 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, incluant les taux de redevances et les lois fiscales; les taux de production futurs et 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; le respect par les tiers de leurs obligations envers Suncor; 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 pétrolifères, de Syncrude et de Fort Hills pour 2018 incluent celles ayant trait aux initiatives de fiabilité et d'efficacité opérationnelle qui selon la Société devraient réduire la maintenance non planifiée pour 2018. Les hypothèses posées pour établir les prévisions de production du secteur Exploration et production pour 2018 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 2018 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 extracôtière.
- 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.
- Mise en service graduelle des projets. Les estimations de la production de Fort Hills et des charges d'exploitation décaissées de Fort Hills sont susceptibles d'être affectées par des retards ou des imprévus liés à l'augmentation graduelle de la production dans le cadre du projet.

Le communiqué de Suncor daté du 1^{er} mai 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 info@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.