

SUNCOR ÉNERGIE - PERSPECTIVES DE LA SOCIÉTÉ 2023

14 février 2023

Perspectives de la Société pour 2023

Le document Perspectives de la Société 2023 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 2023 complet	
	14 février 2023	
Production totale de Suncor (bep/j) ⁽¹⁾	740 000	- 770 000
Sables bitumineux (b/j) ⁽²⁾	385 000	- 425 000
<i>Pétrole brut synthétique (b/j)</i>	290 000	- 310 000
<i>Bitume (b/j)</i>	95 000	- 115 000
Fort Hills (b/j) Participation de Suncor de 68,76 % ⁽³⁾	85 000	- 95 000
Syncrude (b/j) Participation de Suncor de 58,74 %	175 000	- 190 000
Exploration et production (bep/j) ⁽⁴⁾	65 000	- 75 000
Production des raffineries de Suncor (b/j)	430 000	- 445 000
Utilisation des raffineries de Suncor ⁽⁵⁾	92 %	- 96 %
Ventes de produits raffinés (b/j)	550 000	- 580 000

- 1) Les fourchettes de production pour le secteur Sables bitumineux, Fort Hills, Syncrude et le secteur Exploration et production ne devraient pas s'ajouter pour correspondre à la production totale de Suncor.
- 2) La production du secteur Sables bitumineux inclut le pétrole brut synthétique, le diesel ainsi que le bitume et exclut le bitume produit par le traitement des mousses au solvant paraffinique à Fort Hills et la production de pétrole brut synthétique à Syncrude. Ces fourchettes reflètent la valorisation intégrée et le risque de rendement de la production du bitume.
- 3) La production de Fort Hills comprend la part additionnelle de Suncor de 14,65 % de la production de Fort Hills détenue par une société affiliée acquise de Teck Resources Limited le 2 février 2023.
- 4) Les volumes du secteur Exploration et production supposent que la cession au R.-U. se conclut le 30 juin 2023.
- 5) 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 – 146 000 b/j; et Commerce City – 98 000 b/j.

Dépenses en immobilisations (en millions de \$ CA) ⁽⁶⁾

	Perspectives pour l'exercice 2023 complet 14 février 2023			Investissements économiques (%) ⁽⁸⁾
Amont - Sables bitumineux ⁽⁷⁾	3 625	-	3 875	30 %
Amont - E et P	725	-	775	100 %
Amont - Total	4 350	-	4 650	45 %
Aval	1 025	-	1 100	25 %
Société	25	-	50	45 %
Total	5 400	-	5 800	40 %

	Perspectives pour l'exercice 2023 complet 14 février 2023	
Autres renseignements		
Charges d'exploitation décaissées des Sables bitumineux (\$/b) ⁽⁹⁾⁽¹²⁾	30,00 \$	- 33,00 \$
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills (\$/b) ⁽¹⁰⁾⁽¹²⁾	33,00 \$	- 36,00 \$
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude (\$/b) ⁽¹¹⁾⁽¹²⁾	39,00 \$	- 43,00 \$
Impôts actuels (en millions de \$ CA)	2 600 \$	- 2 900 \$
Taux d'imposition du Canada (en vigueur)	24 %	- 25 %
Taux d'imposition des É.-U. (en vigueur)	22 %	- 23 %
Taux d'imposition du R.-U. (en vigueur) ⁽¹³⁾	60 %	- 65 %
Taux d'intérêt moyen des sociétés	5 %	- 6 %
Redevances à la Couronne des Sables bitumineux ⁽¹⁴⁾	11 %	- 14 %
Redevances à la Couronne de Fort Hills ⁽¹⁴⁾	4 %	- 6 %
Redevances à la Couronne de Syncrude ⁽¹⁴⁾	11 %	- 14 %
Redevances de la Côte Est du Canada ⁽¹⁴⁾	9 %	- 13 %

Conjoncture ⁽¹⁵⁾

Prix du pétrole - Brent, Sullom Voe (\$ US/b)	85,00 \$
WTI à Cushing (\$ US/b)	80,00 \$
WCS à Hardisty (\$ US/b)	61,00 \$
Marge de raffinage - marge de craquage 2-1-1 au port de NY (\$ US/b)	32,00 \$
Prix du gaz naturel - AECO - C (\$ CA/GJ)	5,00 \$
Taux de change (CA - US)	0,76 \$

- 6) Les dépenses en immobilisations ne tiennent pas compte des intérêts capitalisés d'environ 180 millions \$.
- 7) Les dépenses en immobilisations du secteur Amont – Sables bitumineux comprennent environ 100 millions \$ pour la part additionnelle de Suncor de 14,65 % de la production de Fort Hills détenue par une société affiliée acquise de Teck Resources Limited le 2 février 2023.
- 8) Le reste des dépenses en immobilisations représente le maintien des actifs et la maintenance. Pour lire la définition des investissements économiques, du maintien des actifs et de la maintenance, voir la rubrique intitulée « Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations » du rapport de gestion de Suncor pour le quatrième trimestre de 2022 daté du 14 février 2023 disponible à www.sedar.com.
- 9) Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables bitumineux 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.

- 10) 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.
- 11) 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.
- 12) Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables bitumineux, 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. Ces deux sections sont intégrées par renvoi aux présentes.
- 13) Les taxes sur les bénéfices dans le secteur énergétique au R.-U. ont été adoptées au troisième et au quatrième trimestre de 2022, augmentant la fourchette du taux d'imposition du R.-U. de 70 % à 75 %.
- 14) Selon le pourcentage du revenu brut.
- 15) Correspond approximativement à la courbe des prix à terme au moment de la publication.

Les perspectives pour l'exercice 2023 complet de Suncor comprennent des renseignements et énoncés prospectifs (collectivement appelés « énoncés prospectifs »). Les énoncés prospectifs pour l'exercice 2023 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; les impacts négatifs actuels et potentiels de la pandémie de COVID-19, notamment l'état de la pandémie et les vagues futures; les prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; le rendement des actifs et de l'équipement; l'incertitude liée au conflit géopolitique; 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'élaboration et 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 bitumineux, de Syncrude et de Fort Hills pour 2023 incluent celles ayant trait aux initiatives de fiabilité et d'efficacité opérationnelle qui selon la Société devraient réduire la maintenance non planifiée pour 2023. Les hypothèses posées pour établir les prévisions de production du secteur Exploration et production pour 2023 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 2023 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.

Le communiqué de Suncor daté du 14 février 2023, 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 le profil de la Société sur 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 trompeuse.