

Rapport de gestion

Résultats d'exploitation

Au début de l'année 2020, deux effets perturbateurs importants se sont fait ressentir sur l'équilibre entre l'offre et la demande de pétrole et de produits pétrochimiques. En ce qui concerne la demande, la pandémie de COVID-19 s'est rapidement propagée dans la plupart des régions du monde, ce qui a fortement ralenti les activités commerciales et de consommation, et a considérablement réduit la demande de pétrole brut, de gaz naturel et de produits pétroliers. Cette baisse de la demande a coïncidé avec l'annonce d'une hausse de la production dans certains des principaux pays producteurs de pétrole, ce qui a fait augmenter le niveau des stocks et chuter les prix du pétrole brut, du gaz naturel et des produits pétroliers.

En 2021, la demande de produits pétroliers et pétrochimiques a continué d'augmenter, haussant les prix et les marges dans tous les segments. Des effets persistants du climat défavorable pour les affaires en 2020 ont continué de peser sur les résultats financiers dans la première moitié de 2021 comparativement aux périodes pré pandémiques. La compagnie continue de surveiller de près l'industrie et les conditions économiques mondiales, y compris la reprise après la pandémie de COVID-19.

Comparaison des deuxièmes trimestres de 2021 et de 2020

La compagnie a enregistré un bénéfice net de 366 millions de dollars, soit 0,50 dollar par action sur une base diluée, au deuxième trimestre de 2021, par rapport à une perte nette de 526 millions de dollars, soit 0,72 dollar par action, pour la même période en 2020. Les résultats du deuxième trimestre de 2020 comprenaient une contrepassation de la charge de réévaluation des stocks hors trésorerie de 281 millions de dollars enregistrée au premier trimestre de 2020.

Le secteur amont a enregistré un bénéfice net de 247 millions de dollars au deuxième trimestre de 2021, au comparativement à une perte nette de 444 millions de dollars pour la même période en 2020. L'amélioration des résultats reflète une augmentation des prix du pétrole brut d'environ 1 100 millions de dollars et des volumes d'environ 280 millions de dollars. En comparaison avec l'année précédente, ces effets ont été en partie contrebalancés par l'absence de la contrepassation de la charge de hors trésorerie de 229 millions de dollars liée à la réévaluation des stocks de la compagnie, de dépenses d'exploitation supérieures d'environ 230 millions de dollars, de redevances supérieures d'environ 200 millions de dollars et des effets défavorables des taux de change évalués à environ 50 millions de dollars.

Le cours moyen du West Texas Intermediate (WTI) s'est établi en moyenne à 66,17 dollars américains le baril durant le deuxième trimestre 2021, une hausse comparativement aux 27,83 dollars américains durant le même trimestre en 2020. Le Western Canada Select (WCS) s'est établi en moyenne à 54,64 dollars américains le baril et à 16,73 dollars américains le baril pour les mêmes périodes. Le différentiel entre le WTI et le WCS s'est établi en moyenne à environ 12 dollars américains le baril au deuxième trimestre de 2021, une hausse comparativement aux 11 dollars américains environ pour la même période en 2020.

La valeur du dollar canadien était en moyenne de 0,81 dollar américain au deuxième trimestre de 2021, soit une hausse de 0,09 dollar américain par rapport au deuxième trimestre de 2020.

Le prix moyen que l'Impériale a touché en dollars canadiens pour le bitume a augmenté au cours du trimestre, principalement en raison de l'augmentation du WCS. Le prix moyen obtenu pour le bitume s'est établi à 57,26 dollars le baril au deuxième trimestre de 2021, en hausse par rapport aux 12,82 dollars le baril du deuxième trimestre de 2020. Le prix moyen que la compagnie a touché en dollars canadiens pour le pétrole brut synthétique a augmenté de façon générale parallèlement au WTI, rajusté pour tenir compte des variations des taux de change et des frais de transport. Le prix moyen obtenu pour le pétrole brut synthétique s'est établi à 80,80 dollars le baril au quatrième trimestre de 2021, en hausse par rapport aux 32,20 dollars le baril touchés au cours de la même période en 2020.

La production brute totale de bitume de Kearn s'est établie en moyenne à 255 000 barils par jour au deuxième trimestre (la part de l'Impériale se chiffrant à 181 000 barils), en hausse par rapport à 190 000 barils par jour (la part de l'Impériale se chiffrant à 135 000 barils) au deuxième trimestre de 2020. La hausse de la production est principalement attribuable à l'absence de l'équilibrage de la production par rapport à la demande du marché de l'année précédente, en partie contrebalancée par les répercussions des activités d'entretien planifiées.

La production brute de bitume de Cold Lake s'est établie en moyenne à 142 000 barils par jour au deuxième trimestre, en hausse par rapport à 123 000 pour la période correspondante de 2020. La hausse de la production s'explique principalement par l'amélioration de la fiabilité et à la diminution des périodes d'indisponibilité prévues.

La quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude s'est établie à 47 000 barils par jour, contre 50 000 barils par jour au deuxième trimestre de 2020. La baisse de la production est principalement liée aux activités d'entretien planifiées, en partie contrebalancées par l'absence de l'équilibrage de la production par rapport à la demande du marché de l'année précédente.

Le secteur Aval a enregistré un bénéfice net de 60 millions de dollars au deuxième trimestre de 2021, comparativement à une perte nette de 32 millions de dollars pour la même période en 2020. L'amélioration des résultats reflète une hausse des marges d'environ 200 millions de dollars, en partie contrebalancée par les effets défavorables des taux de change évalués à environ 70 millions de dollars et l'absence de la contrepassation de la charge hors trésorerie de 52 millions de dollars liée à la réévaluation des stocks de la compagnie de l'année précédente.

Le débit moyen des raffineries a été de 332 000 barils par jour, en hausse par rapport aux 278 000 barils par jour du deuxième trimestre 2020. L'utilisation des capacités de production était de 78 %, une hausse comparativement aux 66 % du deuxième trimestre de 2020. La hausse du débit est principalement attribuable au déclin des répercussions de la pandémie de COVID-19, en partie contrebalancé par des activités d'entretien planifiées à Strathcona.

Les ventes de produits pétroliers se sont élevées à 429 000 barils par jour, en hausse par rapport aux 357 000 barils par jour du deuxième trimestre 2020. La hausse des ventes de produits pétroliers est principalement attribuable au déclin des répercussions de la pandémie de COVID-19.

Le bénéfice net du secteur produits chimiques s'est établi à 109 millions de dollars pour le deuxième trimestre, comparativement au bénéfice net de 7 millions de dollars pour le même trimestre en 2020, une hausse principalement attribuable à l'accroissement des marges.

Les charges du siège social et les autres dépenses se sont élevées à 50 millions de dollars au deuxième trimestre, comparativement aux 57 millions de dollars pour la même période en 2020.

Comparaison du premier semestre de 2021 et de 2020

Le bénéfice net des six premiers mois de 2021 s'est établi à 758 millions de dollars ou 1,04 dollar par action sur une base diluée, comparativement à une perte nette de 714 millions de dollars ou 0,97 dollar par action pour les six premiers mois de 2020.

Le secteur amont a enregistré un bénéfice net de 326 millions de dollars au cours des six premiers mois de l'exercice, comparativement à une perte nette de 1 052 millions de dollars en 2020. L'amélioration des résultats reflète une hausse des prix touchés pour le pétrole brut d'environ 1 810 millions de dollars et une hausse des volumes d'environ 280 millions de dollars. Ces éléments ont été partiellement annulés par une hausse des redevances d'environ 300 millions de dollars, une hausse des dépenses d'exploitation d'environ 290 millions de dollars et des effets de change défavorables d'environ 120 millions de dollars.

Le cours moyen du West Texas Intermediate s'est établi à 62,22 dollars américains le baril au cours du premier semestre de 2021, une hausse comparativement aux 36,66 dollars américains le baril en 2020. Le cours moyen du Western Canada Select s'est établi à 50,14 dollars américains le baril et à 21,20 dollars américains le baril aux mêmes périodes. L'écart entre le WTI et le WCS s'est rétréci pour s'établir à environ 12 dollars américains le baril en moyenne au premier semestre de 2021, contre environ 15 dollars américains le baril à la même période en 2020.

La valeur moyenne du dollar canadien a été de 0,80 dollar américain au premier semestre de 2021, une hausse de 0,07 dollar américain par rapport à 2020.

Le prix moyen que l'Impériale a touché en dollars canadiens pour le bitume a augmenté au cours du premier semestre de 2021, principalement en raison de l'augmentation pour le WCS. Le prix moyen touché pour le bitume s'est établi à 52,45 dollars le baril, une hausse par rapport aux 15,54 dollars le baril à la même période en 2020. Le prix moyen que la compagnie a touché en dollars canadiens pour le pétrole brut synthétique a augmenté de façon générale conformément au WTI, ajusté pour tenir compte des variations des taux de change et des frais de transport. Le prix moyen obtenu pour le pétrole brut synthétique s'est établi à 72,42 dollars le baril, une hausse par rapport aux 48,10 dollars le baril pour la même période en 2020.

La production brute totale de bitume à Kearl s'est établie en moyenne à 253 000 barils par jour au premier semestre de 2021 (la part de l'Impériale se chiffrant à 180 000 barils), une hausse par rapport aux 208 000 barils par jour (la part de l'Impériale se chiffrant à 147 000 barils) à la même période en 2020. La hausse de la production est principalement attribuable à l'absence de l'équilibrage de la production par rapport à la demande du marché de l'année précédente, partiellement annulée par les répercussions des activités d'entretien planifiées.

La production brute moyenne de bitume de Cold Lake s'est établie à 141 000 barils par jour au premier semestre de 2021, une hausse comparativement aux 131 000 barils par jour à la même période en 2020. L'augmentation de la production est principalement attribuable à l'amélioration de la fiabilité.

Au cours du premier semestre de 2021, la quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude s'est élevée en moyenne à 63 000 barils par jour, en hausse par rapport à 61 000 barils par jour pour la période correspondante de 2020. La hausse de production est principalement liée à l'absence de l'équilibrage de la production par rapport à la demande du marché de l'année précédente et de périodes d'indisponibilité imprévues, partiellement annulée par des activités d'entretien planifiées.

Le secteur aval a enregistré un bénéfice net de 352 millions de dollars au premier semestre de l'année, au lieu de 370 millions de dollars pour la même période en 2020. Les résultats ont subi des effets de change défavorables d'environ 120 millions de dollars, partiellement compensés par une hausse des marges d'environ 50 millions de dollars et une réduction des dépenses d'exploitation d'environ 50 millions de dollars.

Le débit moyen des raffineries était de 348 000 barils par jour durant les six premiers mois de 2021, une hausse par rapport aux 330 000 barils par jour de la même période en 2020. Le taux d'utilisation de la capacité a été de 81 %, une hausse comparativement aux 78 % de la même période en 2020. La hausse du débit s'explique par le déclin des répercussions de la pandémie de COVID-19, partiellement annulé par des activités d'entretien planifiées à Strathcona.

Les ventes de produits pétroliers se sont élevées à 421 000 barils par jour au cours des six premiers mois de 2021, une hausse comparativement aux 409 000 barils par jour lors de la période correspondante en 2020. La hausse des ventes de produits pétroliers est principalement attribuable au déclin des répercussions de la pandémie de COVID-19.

Le bénéfice net du secteur des produits chimiques s'est établi à 176 millions de dollars au premier semestre de 2021, une hausse comparativement aux 28 millions de dollars à la même période en 2020 qui est principalement attribuable à l'accroissement des marges sur les ventes de polyéthylène.

Les dépenses des comptes non sectoriels ont affiché un solde de 96 millions de dollars au cours du premier semestre de 2021, une hausse comparativement à un solde de 60 millions de dollars pour la période correspondante de 2020, attribuable en grande partie à une hausse des charges liées à la rémunération à base d'actions.

Situation de trésorerie et sources de financement

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation se sont élevés à 852 millions de dollars au deuxième trimestre, par rapport à des flux de trésorerie utilisés dans les activités d'exploitation de 816 millions de dollars pour la période correspondante de 2020, ce qui traduit principalement la hausse des prix touchés dans le secteur amont et les effets favorables du fonds de roulement.

Les activités d'investissement ont utilisé des flux de trésorerie nets de 207 millions au deuxième trimestre, comparativement aux 172 millions au cours de la même période en 2020.

Les activités de financement ont généré des décaissements de 1 336 millions de dollars au deuxième trimestre, contre 167 millions de dollars au deuxième trimestre de 2020. Les dividendes versés au cours du deuxième trimestre de 2021 s'élèvent à 161 millions de dollars. Le dividende par action versé au deuxième trimestre a été de 0,22 dollar, tout comme à la même période en 2020. Au cours du deuxième trimestre, la compagnie, dans le cadre de son programme d'achat d'actions, a acheté environ 29,5 millions d'actions totalisant 1 171 millions de dollars, y compris des actions achetées d'Exxon Mobil Corporation. Durant le deuxième trimestre 2020, la compagnie n'a acheté aucune action dans le cadre de son programme d'achat d'actions.

Le solde de trésorerie de la compagnie s'élevait à 776 millions de dollars au 30 juin 2021, comparativement à 233 millions de dollars à la fin du deuxième trimestre de 2020.

En mai 2021, la compagnie a repoussé la date d'échéance de deux de ses marges de crédit fermes à court terme existantes totalisant 750 millions de dollars au mois de mai 2023. En juin 2021, la compagnie a repoussé la date d'échéance de l'une de ses marges de crédit fermes à court terme existantes de 300 millions de dollars au mois de juin 2022. La compagnie n'a utilisé aucune de ses marges de crédit disponibles de 1 300 millions de dollars.

Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont élevés à 1 897 millions de dollars dans les six premiers mois de 2021, comparativement aux 393 millions de dollars affectés aux activités d'exploitation à la même période en 2020, ce qui reflète principalement la hausse des prix obtenus dans le secteur amont et des effets favorables du fonds de roulement.

Les activités d'investissement ont utilisé des flux de trésorerie nets de 354 millions de dollars dans les six premiers mois de 2021, comparativement aux 480 millions de dollars utilisés pour la même période en 2020, reflétant principalement une réduction des acquisitions d'immobilisations corporelles.

Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement se sont établis à 1 538 millions de dollars au premier semestre de 2021, une hausse comparativement aux flux de trésorerie affectés aux activités de financement de 612 millions de dollars à la même période en 2020. Les dividendes payés au cours du premier semestre de 2021 ont totalisé 323 millions de dollars. Le dividende par action versé au premier semestre de 2021 s'est élevé à 0,44 dollar, tout comme à la même période en 2020. Au cours des six premiers mois de 2021, la compagnie, dans le cadre de son programme d'achat d'actions, a acheté environ 29,5 millions d'actions pour 1 171 millions de dollars. Au cours des six premiers mois de 2020, la compagnie a acheté environ 9,8 millions d'actions pour 274 millions de dollars.

Au 31 mars 2021, en raison de la résiliation des ententes de services de transport liées à un projet de pipeline tiers, la compagnie a comptabilisé un passif de 62 millions de dollars, précédemment déclaré comme passif éventuel à la note 10 du formulaire 10-K de l'Impériale. Dans le cadre du même projet, les engagements du poste « Autres contrats d'achat à long terme » indiqués dans le formulaire 10-K de l'Impériale ont diminué d'environ 2,9 milliards de dollars. La majorité de ces engagements concernaient les années 2026 et au-delà.

Le 30 avril 2021, la compagnie a annoncé une modification de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités pour augmenter le nombre d'actions ordinaires qu'elle peut acheter. En vertu de cette modification, le nombre d'actions ordinaires admissibles au rachat a augmenté à un maximum de 29 363 070 actions ordinaires entre le 29 juin 2020 et le 28 juin 2021.

Le 23 juin 2021, la compagnie a annoncé dans un communiqué de presse qu'elle avait reçu de la Bourse de Toronto l'autorisation de lancer une offre publique de rachat ordinaire et qu'elle poursuivait son programme existant de rachat d'actions. Le programme permet à la compagnie de racheter jusqu'à 35 583 671 actions ordinaires entre le 29 juin 2021 et le 28 juin 2022. Ce maximum comprend les actions rachetées dans le cadre de l'offre publique de rachat ordinaire et à la société Exxon Mobil Corporation, une opération réalisée concurremment, mais hors de l'offre publique de rachat ordinaire. Dans le passé, la société Exxon Mobil Corporation avait informé la compagnie qu'elle avait l'intention de conserver la propriété d'environ 69,6 % du capital. Le programme prendra fin le 28 juin 2022 ou lorsque la compagnie aura racheté le maximum autorisé d'actions.

Énoncés prospectifs

Les énoncés contenus dans le présent rapport qui sont liés à des situations ou des événements futurs, y compris les prévisions, les objectifs, les attentes, les estimations et les plans d'affaires, sont des énoncés prévisionnels. Les énoncés prospectifs peuvent être caractérisés par des termes comme croire, anticiper, avoir l'intention de, proposer, planifier, objectif, viser, projeter, prévoir, cibler, estimer, s'attendre à, stratégie, perspectives, calendrier, futur, continuer, probable, pouvoir, devoir, sera et d'autres termes semblables faisant référence à des périodes futures. Les énoncés prospectifs dans le présent communiqué comprennent, sans s'y limiter, des mentions de l'utilisation de produits dérivés et de l'efficacité de l'atténuation des risques; de la sensibilité des résultats; et des plans d'achat dans le cadre du programme de rachat d'actions modifié.

Les énoncés prospectifs sont fondés sur les attentes, estimations, projections et hypothèses actuelles de la compagnie au moment où les énoncés sont faits. Les éléments suivants pourraient différer sensiblement selon un certain nombre de facteurs : résultats financiers et d'exploitation futurs réels, y compris attentes et hypothèses concernant la croissance de la demande et la source d'énergie, l'offre et la combinaison de produits; prix des produits de base, taux de change et conditions générales du marché; taux de production, croissance et répartition; plans de projet, calendrier, coûts, évaluations techniques et capacités techniques, capacité de la compagnie à exécuter efficacement ces plans et à exploiter ses actifs; progression de la COVID-19 et ses répercussions sur la capacité de l'Impériale à exploiter ses actifs, y compris fermeture possible des installations en raison d'éclosions de COVID-19; ainsi que dépenses en capital et liées à l'environnement. Ces facteurs comprennent les variations mondiales, régionales ou locales de l'offre et de la demande de pétrole brut, de gaz naturel et de produits pétroliers et pétrochimiques ainsi que les répercussions sur les prix, les écarts et les marges qui en résultent, y compris les mesures prises par les gouvernements étrangers en ce qui concerne les niveaux et les prix de l'offre et les effets de la COVID-19 sur la demande; les événements politiques ou réglementaires, y compris les modifications apportées aux lois ou aux politiques gouvernementales telles que les lois fiscales, la réduction de la production et les mesures prises en réponse à la COVID-19; l'efficacité de la gestion et la préparation aux catastrophes, y compris les plans de continuité des activités en réponse à la COVID-19; les difficultés techniques ou opérationnelles imprévues; la gestion et les calendriers des projets et l'achèvement de ces projets dans les délais prévus; les risques et dangers opérationnels; la disponibilité et l'allocation du capital; les taux de change; la conjoncture économique générale; et les autres facteurs dont il est question dans les facteurs de risque à la rubrique 1A et à la rubrique 7 du rapport de gestion sur la situation financière et les résultats d'exploitation de la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée du plus récent rapport annuel sur le formulaire 10-K.

Les énoncés prospectifs ne garantissent pas le rendement futur et comportent un certain nombre de risques et d'incertitudes, qui sont parfois similaires à ceux d'autres sociétés pétrolières et gazières, parfois exclusifs à l'Impériale. Les résultats réels de l'Impériale peuvent être sensiblement différents des résultats implicites ou explicites selon les énoncés prospectifs, et les lecteurs sont priés de ne pas s'y fier aveuglément. L'Impériale ne s'engage aucunement à publier une mise à jour de toute révision des énoncés prospectifs contenus aux présentes, sauf si la loi l'exige.

Le terme « projet » tel qu'il est utilisé dans ce rapport peut renvoyer à toute une gamme d'activités différentes et n'a pas nécessairement le même sens que celui qu'on lui donne dans les rapports sur la transparence des paiements au gouvernement.

Information quantitative et qualitative sur les risques de marché

L'information sur les risques liés au marché pour les six mois clos le 30 juin 2021 est sensiblement la même que celle qui figure à la page 32 du rapport annuel de la compagnie sur le formulaire 10-K pour l'exercice clos le 31 décembre 2020. Le tableau suivant fournit des détails sur les sensibilités des résultats qui ont été mises à jour depuis la fin de l'exercice pour traduire les conditions actuelles du marché.

Sensibilité des résultats (a)

millions de dollars canadiens après impôts

Variation du prix du baril de pétrole brut de l'ordre de 1 dollar américain	+ (-)	100
Baisse (hausse) de 0,01 dollar de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain	+ (-)	100

(a) Chaque calcul de sensibilité indique l'incidence sur le bénéfice net de la variation d'un facteur, après impôts et redevances, toutes choses étant égales par ailleurs. Cette sensibilité a été mise à jour pour traduire les conditions actuelles. Elle peut ne pas s'appliquer de manière proportionnelle aux fluctuations plus importantes.