

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 de se rétablir, chaque résultat financier trimestriel consécutif de la compagnie bénéficiant de meilleurs prix comparativement au trimestre précédent. La compagnie continue de surveiller de près l'industrie et les conditions économiques mondiales, y compris la reprise après la pandémie de COVID-19.

Au-delà de la volatilité caractéristique de la conjoncture, le processus de planification annuelle de la compagnie permet de réaffirmer les principes fondamentaux de l'offre et de la demande à la base de nos activités. Sont pris en compte des risques variés et d'autres facteurs qui pourraient influencer les tendances futures en matière d'offre et de demande énergétiques, y compris les progrès sur le plan technologique, l'évolution de la réglementation et des politiques gouvernementales, les changements climatiques, les restrictions concernant les gaz à effet de serre et divers autres facteurs économiques. La compagnie estime que les risques liés aux changements climatiques sont un enjeu mondial qui exige une collaboration entre les gouvernements, les entreprises privées, les consommateurs et d'autres intervenants afin de créer des solutions concrètes. De telles solutions devraient répondre à la demande croissante dans le monde de sources d'énergie fiables et abordables tout en créant des occasions de transition vers un avenir plus sobre en carbone. La variété des voies de transition potentielles de la société vers un tel avenir, lesquelles sont influencées par les hypothèses concernant la croissance économique, la technologie et les politiques gouvernementales, signale une grande incertitude quant aux types d'énergies qui seront en demande et aux niveaux de cette demande.

Le conseil d'administration évalue le risque lié aux changements climatiques dans le contexte du risque d'entreprise global, lequel couvre d'autres risques opérationnels, stratégiques et financiers. La compagnie tient compte des interactions entre ces facteurs en appliquant une stratégie qui est résiliente face aux nombreuses voies potentielles de transition énergétique de la société et qui continue d'accroître la valeur pour les actionnaires. Dans le cadre de son processus annuel de planification des affaires, la compagnie élabore ses plans stratégiques et ses perspectives des prix à plus long terme en tenant compte des secteurs émergents et de la conjoncture ainsi que des incertitudes sur les marchés et entourant les politiques gouvernementales. La compagnie continue de progresser dans la réalisation de ses plans de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de ses efforts en vue d'assurer sa prospérité dans un avenir énergétique plus sobre en carbone. Elle s'attend à jouer un rôle important dans la fourniture d'énergie et de produits essentiels à la croissance économique tout en réduisant au minimum les impacts environnementaux et en aidant la société à bâtir un avenir énergétique plus sobre en carbone. La compagnie continue d'analyser les scénarios internes et externes des marchés futurs de l'énergie afin de mieux comprendre les mesures à prendre pour assurer la résilience et de cerner les occasions éventuelles, sans perdre de vue la grande incertitude entourant les hypothèses et résultats des scénarios en question.

Si le processus de planification entraîne des changements importants dans les plans de développement actuels de la compagnie pour son portefeuille, certains actifs pourraient être dépréciés. La compagnie procédera à toutes les évaluations nécessaires concernant les possibilités de récupération d'actifs dans le cadre de la préparation et de l'examen de ses états financiers de fin d'exercice pour inclusion dans son formulaire 10-K de 2021. D'ici la fin de ces activités, il est impossible de déterminer raisonnablement toute dépréciation future potentielle.

Comparaison des troisièmes trimestres de 2021 et de 2020

La compagnie a enregistré un bénéfice net de 908 millions de dollars ou 1,29 dollar par action sur une base diluée au troisième trimestre de 2021, une hausse par rapport au bénéfice net de 3 millions de dollars ou 0 dollar par action pour la même période en 2020.

Le secteur Amont a enregistré un bénéfice net de 524 millions de dollars au troisième trimestre de 2021, comparativement à une perte nette de 74 millions de dollars pour la même période en 2020. L'amélioration des résultats reflète une hausse des prix touchés pour le pétrole brut d'environ 730 millions de dollars et une hausse des volumes d'environ 350 millions de dollars. Ces éléments ont été partiellement annulés par une hausse des dépenses d'exploitation d'environ 210 millions de dollars, une hausse des redevances d'environ 190 millions de dollars et des effets de change défavorables d'environ 60 millions de dollars.

Le cours du West Texas Intermediate (WTI) s'est élevé en moyenne à 70,52 dollars américains par baril durant le troisième trimestre de 2021, en hausse par rapport à 40,93 dollars américains pour le même trimestre en 2020. Le Western Canada Select (WCS) s'est établi en moyenne à 57,08 dollars américains le baril et à 31,81 dollars américains le baril pour les mêmes périodes. Le différentiel entre le WTI et le WCS s'est établi en moyenne à environ 13 dollars américains le baril au troisième trimestre de 2021, une hausse comparativement aux 9 dollars américains environ pour la même période en 2020.

La valeur du dollar canadien était en moyenne de 0,79 dollar américain au troisième trimestre de 2021, soit une hausse de 0,04 dollar américain par rapport au troisième trimestre de 2020.

Le prix moyen que l'Impériale a touché en dollars canadiens pour le bitume a augmenté au cours du trimestre, généralement en raison de l'augmentation du WCS. Le prix moyen obtenu pour le bitume s'est établi à 60,44 dollars le baril au troisième trimestre de 2021, en hausse par rapport aux 35,95 dollars le baril touchés au troisième 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, ajusté selon les variations des taux de change et des frais de transport. Le prix moyen touché pour le pétrole brut synthétique s'est établi à 85,94 dollars le baril au troisième trimestre de 2021, en hausse par rapport aux 50,79 dollars le baril à la période correspondante de 2020.

La production brute totale de bitume à Kearl s'est établie en moyenne à 274 000 barils par jour au troisième trimestre (la part de l'Impériale se chiffrant à 194 000 barils), en hausse par rapport à 189 000 barils par jour (la part de l'Impériale se chiffrant à 134 000 barils) lors du troisième trimestre de 2020. La hausse de la production est principalement attribuable à l'absence de la panne d'un pipeline tiers, de l'équilibrage de la production par rapport à la demande du marché et des répercussions des activités d'entretien planifiées de l'année précédente.

La production brute moyenne de bitume de Cold Lake s'est établie à 135 000 barils par jour au troisième trimestre, en hausse par rapport à 131 000 barils par jour pour la même période de 2020.

La quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude s'est élevée en moyenne à 78 000 barils par jour, en hausse par rapport à 67 000 barils par jour au troisième trimestre de 2020. L'augmentation de la production est principalement attribuable à l'absence des activités d'entretien de l'année précédente.

Le secteur Aval a enregistré un bénéfice net de 293 millions de dollars au troisième trimestre de 2021, une hausse comparativement au bénéfice net de 77 millions de dollars pour la même période en 2020. L'amélioration des résultats reflète principalement une hausse des marges d'environ 280 millions de dollars.

Le débit moyen des raffineries a été de 404 000 barils par jour, en hausse par rapport aux 341 000 barils par jour du troisième trimestre de 2020. L'utilisation des capacités de production était de 94 %, une hausse comparativement à 81 % pour la même période en 2020. La hausse du débit est attribuable à une demande accrue.

Les ventes de produits pétroliers se sont élevées à 485 000 barils par jour, en hausse par rapport aux 449 000 barils par jour du troisième trimestre de 2020. La hausse des ventes de produits pétroliers est principalement attribuable à une demande plus forte.

Le bénéfice net du secteur Produits chimiques s'est établi à 121 millions de dollars au troisième trimestre, une hausse comparativement aux 27 millions de dollars pour le même trimestre en 2020 qui est principalement attribuable à l'accroissement des marges sur les ventes de polyéthylène.

Les dépenses des comptes non sectoriels et autres se sont élevées à 30 millions de dollars au troisième trimestre, en hausse par rapport à 27 millions de dollars pour la même période en 2020.

Comparaison des neuf premiers mois de 2021 et de 2020

Le bénéfice net des neuf premiers mois de 2021 s'est établi à 1 666 millions de dollars ou 2,31 dollars par action sur une base diluée, comparativement à une perte nette de 711 millions de dollars ou 0,97 dollar par action pour les neuf premiers mois de 2020.

Le secteur Amont a enregistré un bénéfice net de 850 millions de dollars pour les neuf premiers mois de l'exercice, comparativement à une perte nette de 1 126 millions de dollars en 2020. L'amélioration des résultats reflète une hausse des prix touchés pour le pétrole brut d'environ 2 570 millions de dollars et une hausse des volumes d'environ 620 millions de dollars. Ces éléments ont été partiellement annulés par une hausse des redevances d'environ 490 millions de dollars, une augmentation des dépenses d'exploitation d'environ 490 millions de dollars et des effets de change défavorables d'environ 180 millions de dollars.

Le cours moyen du West Texas Intermediate s'est établi à 65,04 dollars américains le baril pour les neuf premiers mois de 2021, une hausse comparativement aux 38,10 dollars américains le baril en 2020. Le cours moyen du Western Canada Select s'est établi à 52,45 dollars américains le baril et à 24,72 dollars américains le baril aux mêmes périodes. Le différentiel entre le WTI et le WCS s'est établi en moyenne à environ 13 dollars américains le baril pour les neuf premiers mois de 2021, de façon générale parallèlement à la même période en 2020.

La valeur moyenne du dollar canadien a été de 0,80 dollar américain pour les neuf premiers mois de 2021, une hausse de 0,06 dollar américain par rapport à 2020.

Le prix moyen que l'Impériale a touché en dollars canadiens pour le bitume a augmenté pour les neuf premiers mois de 2021, généralement en raison de l'augmentation du WCS. Le prix moyen touché pour le bitume s'est établi à 55,30 dollars le baril, une hausse par rapport aux 22,24 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 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 77,62 dollars le baril, une hausse par rapport aux 49,06 dollars le baril pour la même période en 2020.

La production brute totale de bitume à Kearl s'est établie en moyenne à 260 000 barils par jour pour les neuf premiers mois de 2021 (la part de l'Impériale se chiffrant à 185 000 barils), une hausse par rapport aux 202 000 barils par jour (la part de l'Impériale se chiffrant à 143 000 barils) à la même période en 2020. La hausse de production est principalement liée à l'absence de la panne d'un pipeline tiers et de l'équilibrage de la production par rapport à la demande du marché de l'année précédente.

La production brute moyenne de bitume de Cold Lake s'est établie à 139 000 barils par jour pour les neuf premiers mois de 2021, une hausse comparativement aux 131 000 barils par jour à la même période en 2020.

Au cours des neuf premiers mois de 2021, la quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude s'est élevée en moyenne à 68 000 barils par jour, en hausse par rapport aux 63 000 barils par jour pour la période correspondante de 2020.

Le secteur Aval a enregistré un bénéfice net de 645 millions de dollars pour les neuf premiers mois de l'exercice, une hausse par rapport à 447 millions de dollars pour la même période en 2020. L'amélioration des résultats est attribuable à une hausse des marges d'environ 330 millions de dollars, en partie contrebalancée par les effets défavorables des taux de change évalués à environ 120 millions de dollars.

Le débit moyen des raffineries a été de 367 000 barils par jour durant les neuf premiers mois de 2021, une hausse par rapport aux 334 000 barils par jour de la même période en 2020. Le taux d'utilisation de la capacité a été de 86 %, une hausse comparativement aux 79 % 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 442 000 barils par jour pour les neuf premiers mois de 2021, une hausse comparativement aux 423 000 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 Produits chimiques s'est établi à 297 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2021, une hausse comparativement aux 55 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 et autres se sont élevées à 126 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2021, une hausse par rapport aux 87 millions de dollars pour la même période en 2020, attribuable en grande partie à une augmentation des charges liées à la rémunération à base d'actions.

Situation de trésorerie et sources de financement

Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont élevés à 1 947 millions de dollars au troisième trimestre, une hausse par rapport à 875 millions de dollars pour la période correspondante de 2020 qui reflète principalement l'augmentation des prix touchés dans le secteur Amont et l'accroissement des marges dans le secteur Aval.

Les activités d'investissement ont utilisé des flux de trésorerie nets de 259 millions de dollars au troisième trimestre, comparativement à 125 millions de dollars à la période correspondante de 2020. Pour l'ensemble de 2021, l'on prévoit maintenant que les dépenses en immobilisations et frais d'exploration atteignent environ 1,1 milliard de dollars, une baisse par rapport au chiffre antérieur de 1,2 milliard de dollars.

Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement se sont établis à 589 millions de dollars au troisième trimestre, comparativement à 166 millions de dollars au troisième trimestre de 2020. Les dividendes payés au cours du troisième trimestre de 2021 ont totalisé 195 millions de dollars. Le dividende par action versé au troisième trimestre a été de 0,27 dollar, en hausse par rapport à 0,05 dollar pour la période correspondante de 2020. Au cours du troisième trimestre, la compagnie, dans le cadre de son programme d'achat d'actions, a acheté environ 9,0 millions d'actions totalisant 313 millions de dollars, y compris des actions achetées d'Exxon Mobil Corporation. Durant le troisième 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'établissait à 1 875 millions de dollars au 30 septembre 2021, comparativement à 817 millions de dollars à la fin du troisième trimestre de 2020.

Au cours du deuxième trimestre de 2021, la compagnie a repoussé à mai 2023 la date d'échéance de deux de ses marges de crédit à court terme totalisant 750 millions de dollars, et a repoussé à juin 2022 sa marge de crédit ferme à court terme de 300 millions de dollars. 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 3 844 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2021, une hausse par rapport aux 482 millions de dollars pour la période correspondante de 2020 qui reflète principalement l'augmentation des prix touchés dans le secteur Amont et l'accroissement des marges dans le secteur Aval.

Les activités d'investissement ont utilisé des flux de trésorerie nets de 613 millions de dollars au cours des neuf premiers mois de 2021, une hausse par rapport aux 605 millions de dollars de la même période en 2020. Pour l'ensemble de 2021, l'on prévoit maintenant que les dépenses en immobilisations et frais d'exploration atteignent environ 1,1 milliard de dollars, une baisse par rapport au chiffre antérieur de 1,2 milliard de dollars.

Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement se sont établis à 2 127 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2021, une hausse comparativement aux 778 millions de dollars à la même période en 2020. Les dividendes versés au cours des neuf premiers mois de 2021 se sont élevés à 518 millions de dollars. Le dividende par action versé dans les neuf premiers mois de 2021 a été de 0,71 dollar, en hausse par rapport à 0,66 dollar pour la période correspondante de 2020. Au cours des neuf premiers mois de 2021, la compagnie, dans le cadre de son programme d'achat d'actions, a acheté environ 38,5 millions d'actions pour 1 484 millions de dollars, y compris des actions achetées d'Exxon Mobil Corporation. Au cours des neuf premiers mois de 2020, la compagnie a acheté environ 9,8 millions d'actions pour 274 millions de dollars, ce qui comprend les actions achetées d'Exxon Mobil Corporation.

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.

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 contenus dans le présent communiqué mentionnent notamment l'utilisation de produits dérivés et l'efficacité de l'atténuation des risques; la variété des voies de transition potentielles de la société vers un avenir plus sobre en carbone, qui signale une grande incertitude quant aux types d'énergies qui seront en demande et aux niveaux de cette demande; les efforts de la compagnie relativement au risque lié aux changements climatiques, notamment l'évaluation de ce risque dans le contexte du risque d'entreprise global et de la capacité de poursuivre une stratégie qui est à la fois est résiliente face aux nombreuses voies de transition énergétique de la société et capable d'accroître la valeur pour les actionnaires; les progrès de la compagnie dans la réalisation de ses plans de réduction des émissions de gaz à effet de serre et dans ses efforts en vue d'assurer sa prospérité dans un avenir énergétique plus sobre en carbone; le rôle important de la compagnie dans la fourniture de produits essentiels à la croissance économique tout en réduisant au minimum les impacts environnementaux et en aidant la société à bâtir un avenir énergétique plus sobre en carbone; des plans d'achat dans le cadre du programme de rachat d'actions modifié; et des dépenses en immobilisations et frais d'exploration d'environ 1,1 milliard de dollars pour l'ensemble de 2021.

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; adoption et répercussions de nouvelles installations ou technologies ou de nouveaux produits, y compris relativement aux réductions des gaz à effet de serre; plans d'atténuation du risque lié aux changements climatiques et résilience de la stratégie de la compagnie face aux nombreuses voies de transition énergétique de la société; lois applicables et politiques gouvernementales applicables, y compris les restrictions pour contrer la pandémie de COVID-19 et la réglementation environnementale; évolution de la pandémie de COVID-19 et ses répercussions sur la capacité de l'Impériale à exploiter ses actifs, y compris la fermeture potentielle d'installations en raison d'une éclosion de COVID-19; et 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, de gaz naturel, de produits pétroliers et de produits pétrochimiques ainsi que les incidences sur les prix, les écarts et les marges, y compris les mesures prises par les gouvernements étrangers en ce qui concerne les niveaux d'approvisionnement et les prix et l'incidence de la COVID-19 sur la demande; la disponibilité et la répartition du capital; les événements politiques ou réglementaires, y compris les changements législatifs ou les modifications des politiques gouvernementales, par exemple les lois fiscales, la réduction de la production et les mesures pour contrer la pandémie de COVID-19; la réglementation environnementale, y compris la réglementation portant sur les changements climatiques et les émissions de gaz à effet de serre ainsi que les changements à ces règlements; les risques environnementaux inhérents aux activités d'exploration et de production pétrolières et gazières; l'efficacité de la gestion et la préparation pour une intervention en cas de sinistre, 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 résultats des programmes de recherche et des nouvelles technologies, et la capacité de porter les nouvelles technologies à une échelle commerciale à coût concurrentiel; les risques et dangers opérationnels; la réception, en temps utile, des approbations réglementaires et tierces; les taux de change; la conjoncture économique générale; ainsi que d'autres facteurs abordés 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 et des rapports provisoires ultérieurs sur le formulaire 10-Q.

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 la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2021 est sensiblement la même que celle qui figure à la page 32 du rapport annuel de la compagnie sur formulaire 10-K pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 et à la page 24 du formulaire 10-Q pour le trimestre clos le 30 juin 2021.