

COMPAGNIE PÉTROLIÈRE IMPÉRIALE LTÉE

Annexe 51-101A1

Données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz

**Exercice clos
31 décembre 2025**

Table des matières	Page
PARTIE 1 DATE DU RELEVÉ	5
Rubrique 1.1 Dates pertinentes	5
PARTIE 2 INFORMATION SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES	5
Rubrique 2.1 Données relatives aux réserves	5
PARTIE 3 HYPOTHÈSES DE PRIX	8
Rubrique 3.2 Prix prévisionnels employés pour les estimations	8
PARTIE 4 RAPPROCHEMENT DES VARIATIONS DES RÉSERVES	9
Rubrique 4.1 Rapprochement des réserves	9
PARTIE 5 COMPLÉMENT D'INFORMATION CONCERNANT LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES	10
Rubrique 5.1 Réserves non mises en valeur	10
Rubrique 5.2 Facteurs ou incertitudes significatifs	11
Rubrique 5.3 Frais de mise en valeur futurs	11
PARTIE 6 AUTRE INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ	12
Rubrique 6.1 Terrains et puits de pétrole et de gaz	12
Rubrique 6.2 Terrains sans réserves attribuées	14
Rubrique 6.3 Contrats à livrer	14
Rubrique 6.6 Frais engagés	14
Rubrique 6.7 Activités d'exploration et de mise en valeur	15
Rubrique 6.8 Production estimative	15
Rubrique 6.9 Historique de la production	16
PARTIE 7 PIÈCES	17
Pièce A Annexe 51-101A2	17
Pièce B Annexe 51-101A3	18

Dans le présent rapport, tous les montants sont exprimés en dollars canadiens à moins d'indication contraire.

Les chiffres étant arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

Dans le présent rapport, à moins que le contexte n'indique un sens différent, « compagnie » ou « L'Impériale » s'entend de la Compagnie Pétrolière Impériale Ltée et de ses filiales.

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 prospectifs. Les énoncés prospectifs peuvent être identifiés par l'emploi de tournures utilisant certains mots, notamment : croit, anticipe, entend, propose, planifie, but, cherche, projette, prévoit, vise, estime, attend, stratégie, perspective, compte, futur, continue, probable, peut, doit, aspire et autres références semblables à des périodes futures. Les énoncés prospectifs contenus dans ce rapport comprennent, sans s'y limiter, des références aux estimations des volumes des réserves récupérables et aux produits d'exploitation nets futurs qui sont liés à ces réserves, y compris des hypothèses de prix, de coûts, de redevances, de taxes, de taux de change et d'inflation; aux plans de mise en valeur de la compagnie pour ses réserves, aux conséquences des intérêts ou autres coûts de financement sur la mise en valeur et aux conséquences de ne pas les mettre en valeur; à la disponibilité de financement pour les plans de croissance et à l'impact des coûts de financement sur cette croissance; aux répercussions et le calendrier de la technologie LASER à Cold Lake; à la mise en valeur du projet MLX-E à Syncrude, y compris les plans de dépenses en capital; au programme de forage de mise en valeur à Cold Lake; aux opérations pilotes expérimentales à Cold Lake visant à améliorer la récupération du bitume; à l'évaluation et au rythme du projet d'Aspen; au calendrier, au rythme et aux résultats du projet pilote EBRT; à l'évaluation continue d'autres projets de mise en valeur des sables bitumineux; à l'arrêt de la production à Norman Wells; et aux estimations de production pour 2026.

Les énoncés prospectifs de la compagnie sont fondés sur les attentes, estimations, projections et hypothèses actuelles au moment où ces énoncés sont faits. Les résultats financiers et d'exploitation réels qui seront obtenus, notamment les attentes et les hypothèses portant sur la demande énergétique future, l'approvisionnement et la répartition des sources; sur les taux de production, la croissance et la composition des différents actifs; sur le cycle de production, la récupération des ressources et le rendement des gisements; sur les plans des projets, les calendriers, les coûts, les évaluations et les capacités techniques, et sur la capacité qu'a la compagnie de réaliser ces plans et d'exploiter ses actifs efficacement, y compris les projets Leming et LASER à Cold Lake; sur l'adoption et l'incidence des nouvelles installations ou technologies, notamment à l'égard des réductions de l'intensité des émissions de gaz à effet de serre, y compris, mais sans s'y limiter, les technologies qui remplacent la vapeur consommant beaucoup d'énergie par des solvants à Cold Lake, le projet EBRT, le diesel renouvelable à Strathcona, le captage et le stockage du carbone, y compris en relation avec l'hydrogène pour le projet de diesel renouvelable, les technologies de récupération et les projets d'efficacité, ainsi que toute modification de la portée, des conditions ou des coûts de ces projets; sur le degré et la rapidité de l'appui des responsables de politiques et d'autres intervenants en ce qui concerne diverses nouvelles technologies comme le captage et le stockage du carbone; sur la quantité et le calendrier des réductions des émissions; sur la disponibilité et le rendement des tiers fournisseurs de services, y compris les centres de capacités mondiaux d'ExxonMobil et les autres fournisseurs de services situés à l'extérieur du Canada; sur la réception en temps opportun des approbations réglementaires de tiers, en particulier en ce qui concerne les projets de réduction des émissions à grande échelle; sur les lois applicables et les politiques gouvernementales, notamment en ce qui concerne les changements climatiques et les réductions des gaz à effet de serre; sur la capacité de neutraliser les pressions inflationnistes en cours ou renouvelées; sur les flux de trésorerie, les sources de financement et la structure des capitaux; sur les dépenses liées aux immobilisations et à l'environnement; et sur les prix des matières premières et les taux de change, ainsi que les conditions générales du marché peuvent être sensiblement différentes selon un certain nombre de facteurs.

Ces facteurs comprennent les variations mondiales, régionales et locales de l'offre et de la demande de pétrole, de gaz naturel et de produits pétroliers et pétrochimiques, les charges d'alimentation et d'autres facteurs du marché, conditions économiques ou fluctuations saisonnières ainsi que leurs effets sur la demande, le prix, l'écart et la marge, y compris les mesures prises par les gouvernements canadiens et étrangers en ce qui concerne les niveaux d'approvisionnement, les prix, les tarifs douaniers, les sanctions commerciales ou les contrôles commerciaux, les perturbations, le réalignement ou la rupture d'alliances ou d'accords commerciaux, ou un effondrement plus général du commerce mondial, et les perturbations au niveau des alliances militaires ou les guerres; les événements politiques ou l'évolution de la réglementation, y compris les changements apportés à la législation ou aux politiques gouvernementales, aux taux de redevance applicables et aux lois fiscales; la réglementation environnementale, dont les règlements concernant les changements climatiques et les gaz à effet de serre, et les changements à ces règlements; les risques environnementaux inhérents aux activités pétrolières et gazières; les politiques gouvernementales soutenant les occasions d'investissement dans les projets à faibles émissions de carbone; les échecs, les retards, la réduction, la révocation ou l'incertitude dans les politiques et développements de marchés favorables à l'adoption de nouvelles technologies à faibles émissions de carbone et à d'autres technologies favorisant les réductions d'émissions; la réception, en temps utile, des approbations réglementaires et tierces, notamment pour les nouvelles technologies liées aux activités commerciales de réduction des émissions de la compagnie; l'opposition des tiers aux activités, aux projets et aux infrastructures de la compagnie et des fournisseurs de services; la concurrence des sources d'énergie de rechange et d'autres technologies de réduction des émissions, et des concurrents établis sur ces marchés; la disponibilité et la répartition du capital; la disponibilité et le rendement des tiers fournisseurs de services, y compris les centres de capacités

mondiaux d'ExxonMobil et les autres fournisseurs de services situés à l'extérieur du Canada; les difficultés techniques ou opérationnelles imprévues; l'efficacité des programmes de la gestion des risques et de préparation aux interventions d'urgence de la compagnie; la gestion des projets et les échéanciers et l'achèvement à temps des projets; le transport pour accéder aux marchés; les négociations commerciales; les développements technologiques inattendus; les résultats des programmes de recherche et des nouvelles technologies, y compris en ce qui concerne les opérations autonomes et les émissions de gaz à effet de serre, et la capacité de porter les nouvelles technologies à une échelle commerciale sur une base commercialement concurrentielle; l'analyse et le rendement des gisements; la capacité de valoriser ou d'acquérir des réserves supplémentaires; les risques et dangers opérationnels; les incidents de cybersécurité, y compris les incidents causés par des acteurs employant des technologies émergentes telles que l'intelligence artificielle; les taux de change; l'apparition, le rythme, la rapidité de rétablissement et les effets des crises de santé publique, y compris les réponses gouvernementales; les conditions économiques générales, y compris l'inflation et les récessions ou les ralentissements économiques et leur durée; 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 du rapport annuel le plus récent sur le formulaire 10-K.

Les énoncés prospectifs ne garantissent pas le rendement futur et comportent un certain nombre de risques et d'incertitudes, dont certains sont similaires à ceux d'autres sociétés pétrolières et gazières et d'autres sont exclusifs à L'Impériale. Les résultats réels de L'Impériale pourraient différer considérablement 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 des énoncés prospectifs fournis aux présentes, sauf si la loi l'exige.

Les énoncés prospectifs et autres déclarations concernant les initiatives et les aspirations environnementales, sociales et en matière de durabilité de L'Impériale ne sont pas une indication que ces énoncés sont forcément importants pour les investisseurs ou qu'ils doivent être communiqués dans les documents de la compagnie déposés auprès des autorités de réglementation. De plus, les énoncés environnementaux, sociaux et en matière de durabilité historiques, actuels et prospectifs peuvent être basés sur des normes de mesure des progrès qui sont encore en voie de développement, sur des contrôles et des processus internes qui continuent d'évoluer et sur des hypothèses qui pourraient changer dans l'avenir, y compris l'élaboration d'un nouveau règlement. Les projets ou opportunités individuels peuvent progresser en fonction d'un certain nombre de facteurs, notamment la disponibilité d'une politique de soutien et de stabilité, l'octroi de permis, les progrès technologiques pour une réduction rentable des émissions, les idées issues du processus de planification de la compagnie et l'alignement avec les partenaires et autres parties prenantes.

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

PARTIE 1 DATE DU RELEVÉ

Rubrique 1.1 Dates pertinentes

Le relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz, dont on peut lire l'essentiel ci-après, est daté du 18 février 2026, et sa date d'effet est le 31 décembre 2025. La date de préparation de l'information est le 18 février 2026.

PARTIE 2 INFORMATION SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES

Rubrique 2.1 Données relatives aux réserves

Résumé des réserves de pétrole et de gaz à la clôture de l'exercice

Le tableau ci-après résume la participation directe et la participation nette, ainsi que les réserves prouvées et probables de la compagnie, en date du 31 décembre 2025. L'expression « participation directe », comme elle est employée dans le présent rapport, a la même signification que le terme « brut », qui figure dans l'Avis 51-324 du personnel des Autorités canadiennes en valeurs mobilières et désigne la quote-part de la compagnie avant déduction des quotes-parts des propriétaires miniers ou des gouvernements, ou des deux, à l'exclusion des droits de redevances de la compagnie. L'expression « participation nette » employée dans ce rapport désigne la quote-part de la compagnie après déduction des quotes-parts des propriétaires miniers ou des gouvernements, ou des deux, mais à l'inclusion des droits de redevances de la compagnie.

Toutes les réserves déclarées de la compagnie sont situées au Canada. La compagnie a déclaré des réserves prouvées et probables sur la base des coûts et prix prévisionnels (voir les hypothèses de prix à la page 8). Il n'est survenu aucune découverte d'envergure ni aucun autre événement favorable ou défavorable depuis le 31 décembre 2025 qui aurait pour effet de modifier sensiblement les estimations des réserves à cette date.

participations directes	Pétroles bruts léger et moyen (a)	Gaz naturel classique	Pétrole brut synthétique	Bitume
	en millions de barils	en milliards de pieds cubes	en millions de barils	en millions de barils
Réserves prouvées :				
Mises en valeur et exploitées	—	2	327	1 783
Non mises en valeur	—	—	—	119
Total des réserves prouvées	—	2	327	1 902
Total des réserves probables	—	2	98	806
Total des réserves prouvées et probables	—	4	425	2 708

(a) Les pétroles bruts léger et moyen comprennent les liquides de gaz naturel. Les réserves prouvées et probables de liquides de gaz naturel sont négligeables; elles sont donc comprises sous la rubrique Pétroles bruts léger et moyen.

participations nettes	Pétroles bruts léger et moyen (a)	Gaz naturel classique	Pétrole brut synthétique	Bitume
	en millions de barils	en milliards de pieds cubes	millions de barils	en millions de barils
Réserves prouvées :				
Mises en valeur et exploitées	—	3	286	1 629
Non mises en valeur	—	—	—	99
Total des réserves prouvées	—	3	286	1 728
Total des réserves probables	—	2	84	639
Total des réserves prouvées et probables	—	5	370	2 367

(a) Les pétroles bruts léger et moyen comprennent les liquides de gaz naturel. Les réserves prouvées et probables de liquides de gaz naturel sont négligeables; elles sont donc comprises sous la rubrique Pétroles bruts léger et moyen.

Bien que la compagnie soit raisonnablement certaine que les réserves prouvées seront exploitées, les échéances et les quantités extraites peuvent dépendre d'un certain nombre de facteurs, parmi lesquels figurent l'achèvement et l'optimisation des projets de mise en valeur, le rendement des gisements et la capacité de traitement des installations. Les réserves probables sont les réserves supplémentaires présentant moins de certitude de récupération que les réserves prouvées. Par conséquent, ces facteurs sont soumis à une plus grande incertitude que ceux évoqués pour les réserves prouvées.

En ce qui a trait aux réserves calculées en vertu des exigences de la Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis, veuillez vous reporter au dépôt par la compagnie de son formulaire 10-K à l'Electronic Data Gathering, Analysis, and Retrieval system (EDGAR) de la SEC à l'adresse www.sec.gov/edgar.shtml.
Veuillez noter que les exigences de la SEC diffèrent de celles de la norme canadienne NI 51-101.

Valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs à la clôture de l'exercice

La valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs a été calculée en appliquant les prix et coûts prévisionnels, comme décrit à la rubrique 3.2, ainsi que les taux d'imposition prévus par la loi. La compagnie considère que l'estimation des produits d'exploitation nets futurs peut ne pas constituer nécessairement une estimation fiable des flux de trésorerie futurs attendus par la compagnie provenant de la mise en valeur et de la production de ses biens pétroliers et gaziers ou de la valeur de ses réserves de pétrole et de gaz prouvées et probables. L'estimation des produits d'exploitation nets futurs est préparée sur la base d'hypothèses relatives aux prix et coûts prévisionnels à un moment quelconque. Rien ne donne l'assurance que les hypothèses quant aux prix et coûts prévisionnels deviendront réalité, et les écarts pourraient être importants, ce qui pourrait entraîner une variabilité appréciable des flux de trésorerie d'un exercice à l'autre lorsque les prix et coûts prévisionnels fluctuent.

Les frais d'abandon et de remise en état de la compagnie dans le secteur amont touchent principalement la restauration et l'assainissement des sols nécessaires à la fermeture du projet, notamment à l'égard de l'exploitation minière, ainsi que les frais d'abandon et de démolition de puits de pétrole et de gaz, et de leurs installations connexes. La compagnie se sert des estimations, hypothèses et jugements relatifs à des facteurs comme les exigences juridiques, les évaluations techniques des actifs, la technologie de restauration, les montants et délais estimatifs des règlements et la vocation éventuelle des lieux. Ces estimations, hypothèses et jugements sont sujets à modification lorsque les facteurs pertinents changent.

La notion de baril équivalent pétrole (BEP) peut être trompeuse, surtout si elle est employée hors contexte. Tout au long du présent rapport, le gaz naturel est converti en équivalent pétrole à raison de six millions de pieds cubes pour un millier de barils de pétrole sur la base d'une méthode de conversion d'équivalence d'énergie principalement applicable à la pointe du brûleur, et ne présente pas une équivalence de valeur à la tête du puits.

Valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs											Valeur unitaire avant impôts, actualisée à :
en pourcentage	Avant impôts, actualisée à :					Après impôts, actualisée à :					10
	0	5	10	15	20	0	5	10	15	20	10
en milliards de dollars											en dollars / BEP
Réserves prouvées :											
Mises en valeur et exploitées	31,4	24,4	18,3	14,3	11,7	22,0	18,2	13,8	10,9	8,9	9,52
Non mises en valeur	2,7	1,8	1,3	0,9	0,7	2,1	1,4	0,9	0,7	0,5	12,77
Total des réserves prouvées	34,1	26,2	19,6	15,2	12,4	24,1	19,6	14,7	11,6	9,4	9,68
Total des réserves probables	27,9	14,2	8,6	5,9	4,4	21,3	10,8	6,5	4,5	3,3	11,83
Total des réserves prouvées et probables	62,0	40,4	28,2	21,1	16,8	45,4	30,4	21,2	16,1	12,7	10,25

Total des produits d'exploitation nets futurs à la clôture de l'exercice, non actualisés

en milliards de dollars	Produits d'exploitation	Redevances	Frais d'exploitation	Frais de mise en valeur	Frais d'abandon et coûts relatifs aux dommages	Produits d'exploitation nets avant impôts	Impôts	Produits d'exploitation nets après impôts
Total des réserves prouvées	180,3	18,1	95,5	17,8	14,8	34,1	10,0	24,1
Total des réserves prouvées et probables	265,6	34,6	133,0	20,1	15,9	62,0	16,6	45,4

Produits d'exploitation nets futurs par type de produit à la clôture de l'exercice, actualisés au taux de 10 %

	Produits d'exploitation nets futurs	
	Avant impôts	Valeur unitaire avant impôts
	en milliards de dollars	en dollars / BEP
Réserves prouvées :		
Pétroles bruts léger et moyen et gaz naturel classique (a) (b)	—	28,46
Pétrole brut synthétique	4,9	16,79
Bitume	14,7	8,48
Total des réserves prouvées	19,6	9,68
Réserves prouvées et probables :		
Pétroles bruts léger et moyen et gaz naturel classique (a) (b)	—	7,88
Pétrole brut synthétique	5,9	15,74
Bitume	22,3	9,38
Total des réserves prouvées et probables	28,2	10,25

(a) Les produits d'exploitation nets futurs provenant des liquides de gaz naturel sont négligeables; ils sont donc compris sous la rubrique Pétroles bruts léger et moyen, et gaz naturel classique.

(b) Les produits d'exploitation nets futurs provenant des pétroles bruts léger et moyen et du gaz naturel classique avant impôts sont arrondis à 0.

PARTIE 3 HYPOTHÈSES DE PRIX

Rubrique 3.2 Prix prévisionnels employés pour les estimations

Résumé des hypothèses de prix et des taux d'inflation

Les hypothèses de prix servant à évaluer les estimations de réserves se fondent sur les prix de référence, les hypothèses de taux de change et les hypothèses de hausses d'inflation suivants. Ces prix de référence et les hypothèses utilisés pour les rapports ci-dessous sont fondés sur la moyenne des valeurs publiées que fournissent deux évaluateurs de réserves tiers, lesquels assurent la disponibilité générale des valeurs de référence, et ne sont pas pertinents pour les décisions d'investissement de la société. La compagnie s'attend à ce que ces prix de référence et ces hypothèses changent dans les années à venir lorsque ces évaluateurs tiers modifieront leurs valeurs publiées et à ce que ces changements entraînent des variations futures des réserves et des revenus nets futurs. Ces fluctuations n'auront pas d'incidence sur la manière dont L'Impériale gère ses activités.

	Pétrole		Gaz naturel			
	Pétrole brut NYMEX WTI à Cushing, Oklahoma	Western Canada Select	Prix au comptant AECO	Taux de change	Taux d'inflation	
				en dollars US/en dollars CA		
Prévision :	en dollars US/b	en dollars CA/b	en dollars CA/GJ		en pourcentage	
2026	58,63	63,14	2,84	0,726	—	
2027	64,50	68,91	3,12	0,740	2,00	
2028	69,00	74,84	3,23	0,745	2,00	
2029	70,76	76,75	3,33	0,745	2,00	
2030	72,17	78,28	3,40	0,745	2,00	
2031	73,62	79,85	3,46	0,745	2,00	
2032	75,09	81,44	3,54	0,745	2,00	
2033	76,59	83,07	3,61	0,745	2,00	
2034	78,12	84,73	3,68	0,745	2,00	
2035	79,69	86,43	3,75	0,745	2,00	
Par la suite	+2 % par année	+2 % par année	+2 % par année	0,745	2,00	

Prix historiques moyens pondérés

Les prix historiques moyens pondérés de la compagnie réalisés au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025 sont les suivants :

Type de produit :	Prix moyen pondéré historique réalisé	
	en dollars / b	en dollars / mpc
Pétroles bruts léger et moyen (a)	33,10	
Gaz naturel classique (a)		1,76
Pétrole brut synthétique	88,99	
Bitume	67,01	

(a) Les redevances dérogatoires sont négligeables; elles sont donc incluses.

PARTIE 4 RAPPROCHEMENT DES VARIATIONS DES RÉSERVES

Rubrique 4.1 Rapprochement des réserves

Rapprochement des réserves brutes à la clôture de l'exercice

Les données présentées ci-après indiquent les variations qui sont survenues au cours de l'année ainsi que les soldes des réserves prouvées et probables de pétrole et de gaz à la clôture de l'exercice 2025.

participations directes – réserves prouvées	Pétroles bruts léger et moyen (a)	Gaz naturel classique (b)	Pétrole brut synthétique	Bitume
	en millions de barils	en milliards de pieds cubes	en millions de barils	en millions de barils
Clôture de l'exercice 2024 :	—	1	356	2 040
Extensions et récupération assistée	—	—	—	11
Révision technique	2	4	—	7
Découvertes	—	—	—	—
Acquisition	—	—	—	—
Cession	—	—	—	—
Facteurs économiques	—	—	—	(28)
Production	(2)	(3)	(29)	(128)
Clôture de l'exercice 2025	—	2	327	1 902

participations directes – réserves probables	Pétroles bruts léger et moyen (a)	Gaz naturel classique (b)	Pétrole brut synthétique	Bitume
	en millions de barils	en milliards de pieds cubes	en millions de barils	en millions de barils
Clôture de l'exercice 2024 :	—	5	64	789
Extensions et récupération assistée	—	—	48	(2)
Révision technique	—	(3)	(14)	7
Découvertes	—	—	—	—
Acquisition	—	—	—	—
Cession	—	—	—	—
Facteurs économiques	—	—	—	12
Clôture de l'exercice 2025	—	2	98	806

participations directes – réserves prouvées et probables	Pétroles bruts léger et moyen (a)	Gaz naturel classique (b)	Pétrole brut synthétique	Bitume
	en millions de barils	en milliards de pieds cubes	en millions de barils	en millions de barils
Clôture de l'exercice 2024 :	—	6	420	2 829
Extensions et récupération assistée	—	—	48	9
Révision technique	2	1	(14)	14
Découvertes	—	—	—	—
Acquisition	—	—	—	—
Cession	—	—	—	—
Facteurs économiques	—	—	—	(16)
Production	(2)	(3)	(29)	(128)
Clôture de l'exercice 2025	—	4	425	2 708

(a) Les pétroles bruts léger et moyen comprennent les liquides de gaz naturel. Les réserves prouvées et probables de liquides de gaz naturel sont négligeables; elles sont donc comprises sous la rubrique Pétroles bruts léger et moyen. Les redevances dérogatoires sont négligeables; elles sont donc comprises sous la rubrique Production.

(b) Les redevances dérogatoires sont négligeables; elles sont donc comprises sous la rubrique Production.

En 2025, l'augmentation des extensions et de la récupération assistée des réserves prouvées de bitume est liée au forage de mise en valeur et au processus de vapeur additionnée de liquide (LASER) pour améliorer la récupération à Cold Lake. La diminution des extensions et l'amélioration de la récupération assistée des réserves probables de bitume sont liées à un transfert des volumes LASER précédemment attribués en 2020 vers les réserves prouvées, cela étant compensé par le forage de mise en valeur et le processus LASER à Cold Lake. En 2025, les augmentations apportées aux révisions techniques des réserves prouvées et

probables de bitume proviennent principalement de la planification de la technologie d'injection de vapeur à Cold Lake. La diminution des facteurs économiques pour les réserves prouvées de bitume et l'augmentation des réserves probables de bitume est due à la troncature économique des réserves de Cold Lake en lien avec la baisse du prix du bitume.

L'augmentation des extensions et l'amélioration de l'extraction pour les réserves probables de pétrole brut synthétique sont liées à la poursuite de la mise en valeur du projet d'agrandissement de Mildred Lake - Est (MLX-E) de Syncrude. La diminution des révisions techniques des réserves probables de pétrole brut synthétique est liée à la soumission réglementaire prévue pour la stérilisation du minerai à Syncrude.

Les révisions techniques des réserves prouvées et probables de gaz naturel classique reflètent la production annuelle de Norman Wells et classique. Les révisions techniques des réserves prouvées de pétrole brut léger et moyen reflètent la production annuelle de Norman Wells et classique.

PARTIE 5 COMPLÉMENT D'INFORMATION CONCERNANT LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES

Rubrique 5.1 Réserves non mises en valeur

Le tableau qui suit fait état des réserves prouvées et probables non mises en valeur sur une base de première attribution au cours des trois plus récentes années.

participations directes	Pétroles bruts léger et moyen (a)	Gaz naturel classique	Pétrole brut synthétique	Bitume
	en millions de barils	en milliards de pieds cubes	en millions de barils	en millions de barils
Réserves prouvées non mises en valeur :				
2023	—	—	—	6
2024	—	—	—	38
2025	—	—	—	7
Réserves probables non mises en valeur :				
2023	—	—	—	14
2024	—	—	—	40
2025	—	—	48	2

(a) Les pétroles bruts léger et moyen comprennent les liquides de gaz naturel. Les réserves de liquides du gaz naturel non mises en valeur sont négligeables; elles sont donc comprises sous la rubrique Pétroles bruts léger et moyen.

L'attribution de réserves prouvées et probables non mises en valeur est un processus continu fondé sur des analyses détaillées de données actuelles d'évaluations géologiques, techniques, commerciales et du marché. Les réserves non mises en valeur sont des réserves qu'on s'attend à récupérer d'accumulations connues dans lesquelles il faut investir des sommes considérables afin de pouvoir les exploiter. Les réserves prouvées non mises en valeur sont celles dont l'exploitation présente un degré raisonnable de certitude, et les réserves probables non mises en valeur sont celles dont la récupération est moins certaine que les réserves prouvées. Les réserves prouvées et probables non mises en valeur attribuées pour la première fois en 2025 étaient associées au forage et au processus de récupération amélioré LASER à Cold Lake, dont le démarrage est prévu en 2027. Les réserves probables de pétrole brut synthétique non mises en valeur attribuées pour la première fois en 2025 sont celles associées au projet de mise en valeur MLX-E à Syncrude où des dépenses en capital sont engagées.

Les réserves prouvées et probables non mises en valeur restées inexploitées depuis deux ans ou plus sont associées à la future mise en valeur à Cold Lake et à Kearl. La mise en valeur de ces réserves inexploitées est planifiée de façon graduelle pour tenir compte de la capacité d'exploitation et de l'efficacité des dépenses en capital engagées pendant la durée de l'actif. La compagnie est raisonnablement certaine que ces réserves prouvées seront exploitées; toutefois, les échéances et les quantités extraites peuvent dépendre d'un certain nombre de facteurs, parmi lesquels figurent l'achèvement et l'optimisation des projets de mise en valeur, le rendement des gisements et la capacité de traitement des installations.

La partie 6, rubrique 6.1, regroupe des informations supplémentaires sur les projets de la compagnie.

Rubrique 5.2 Facteurs ou incertitudes significatifs

Les estimations des réserves de pétrole et de gaz naturel économiquement récupérables et des flux de trésorerie nets futurs découlent d'un grand nombre d'incertitudes, y compris des facteurs indépendants de la volonté de la compagnie. Les principaux facteurs présentant de l'incertitude comprennent : les estimations géologiques et techniques, y compris le fait que les informations supplémentaires provenant de programmes sismiques et de forage, de l'analyse des gisements et de l'historique de la production et de l'exploitation peuvent entraîner des révisions aux réserves; les effets hypothétiques de la réglementation ou de modifications à la réglementation des agences gouvernementales, y compris les régimes de redevances et le règlement sur l'environnement (comme la réglementation portant sur les émissions de gaz à effet de serre, y compris les échéances serrées et la rigueur des politiques de réduction des émissions afin d'atteindre les objectifs du gouvernement, qui pourrait imposer des coûts de conformité importants à la compagnie, exiger l'implantation de nouvelles technologies ou affecter la viabilité économique de certains projets); les prix futurs des marchandises, dans la mesure où la faiblesse des prix des marchandises peut compromettre la mise en valeur des réserves; les frais d'abandon et de remise en état, y compris les exigences liées à la restauration et aux résidus de l'exploitation minière; et les frais d'exploitation. La production réelle, les produits d'exploitation, les taxes et les redevances, les frais de mise en valeur, les frais d'abandon et de remise en état, et les frais d'exploitation à l'égard des réserves différeront vraisemblablement de ces estimations, et les écarts pourraient s'avérer appréciables. Consultez la rubrique 2.1 Données relatives aux réserves, Valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs à la fin de l'exercice, pour en savoir plus sur les frais d'abandon et de remise en état associés aux données relatives aux réserves de la compagnie.

La nature du secteur amont de la compagnie dépend de projets à long terme complexes à haute intensité de capital qui exigent une très grande expertise en matière de gestion de projet afin d'optimiser l'efficacité. Les activités et l'expertise englobent notamment la mise en valeur, l'ingénierie, la construction, la mise en service et l'exploitation continue. Les résultats de la compagnie reposent sur sa capacité à mettre en œuvre des projets et à exploiter les installations comme prévu et sont tributaires de faits ou de situations de nature à influencer sur l'évolution, l'exploitation, le coût ou les résultats liés à ces projets ou installations. La capacité de la compagnie à obtenir les approbations réglementaires requises en matière d'environnement et les autres approbations réglementaires nécessaires; les modifications apportées à la réglementation; la capacité à négocier efficacement avec des coentrepreneurs, partenaires, gouvernements, fournisseurs, clients et autres; la capacité à protéger et à faire respecter les droits contractuels et légaux de l'entreprise (y compris avec les partenaires d'une coentreprise); la capacité à modéliser et optimiser le rendement et la fiabilité de la production des gisements; les changements apportés aux ressources et aux frais d'exploitation, notamment la disponibilité et le prix des matières, de l'équipement et du personnel qualifié; la possibilité d'avoir droit à certains avantages offerts dans le cadre de politiques gouvernementales soutenant des technologies et des marchés émergents; l'incidence de la conjoncture économique générale, de la situation commerciale et des conditions du marché; et la capacité de la compagnie à prévenir, dans la mesure du possible, et à répondre efficacement aux difficultés techniques imprévues qui pourraient retarder le démarrage du projet ou causer des temps d'arrêt non planifiés font partie de ces risques.

Rubrique 5.3 Frais de mise en valeur futurs

Le tableau ci-dessous établit les frais de mise en valeur déduits de l'estimation des produits d'exploitation nets futurs attribuables aux catégories de réserves indiquées dans ce tableau.

en milliards de dollars	Chiffres non actualisés					Reste	Total
	2026	2027	2028	2029	2030		
Total des réserves prouvées	1,4	1,0	1,0	0,9	0,8	12,7	17,8
Total des réserves prouvées et probables	1,5	1,1	0,9	1,1	0,7	14,8	20,1

Les frais de mise en valeur se fondent sur un certain nombre de facteurs et d'hypothèses formulées à un moment précis. Les frais de mise en valeur futurs réels pourraient différer sensiblement en raison de certains facteurs, notamment les variations de l'offre et de la demande de pétrole brut et de gaz naturel; les prix du pétrole brut et du gaz naturel; la disponibilité et le coût des matières, du matériel et du personnel compétent; des événements politiques ou l'évolution de la réglementation; le calendrier des projets; et les négociations commerciales.

La direction estime actuellement que les flux de trésorerie générés à l'interne, les facilités de crédit existantes et l'accès aux marchés financiers suffisent à financer les futurs plans de mise en valeur. Il n'existe aucune garantie que les fonds seront disponibles ou que la compagnie affectera un financement à la mise en valeur de la totalité des réserves déclarées. Le fait de ne pas mettre en valeur ces réserves aurait une incidence négative sur les flux de trésorerie futurs liés aux activités d'exploitation.

Les intérêts ou les autres coûts de financement externe ne font pas partie des estimations des réserves ni des produits d'exploitation nets futurs, et diminueraient dans une certaine mesure les réserves et les produits d'exploitation nets futurs selon les sources de financement utilisées. La compagnie ne prévoit pas que les intérêts ou autres coûts de financement rendent non rentable toute mise en valeur d'un bien.

PARTIE 6 AUTRE INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ

Rubrique 6.1 Terrains et puits de pétrole et de gaz Biens pétroliers et gaziers

Le terme « brut », qui figure dans l'Avis 51-324 du personnel des Autorités canadiennes en valeurs mobilières, désigne la quote-part de la compagnie avant déduction des quotes-parts des propriétaires miniers ou des gouvernements, ou des deux, à l'exclusion des droits de redevances de la compagnie.

Tous les biens décrits ci-après sont importants et se situent en Alberta, au Canada et en zone terrestre.

Kearl

Kearl est une coentreprise établie pour exploiter des gisements peu profonds de sables pétrolifères au moyen de méthodes d'extraction à ciel ouvert du bitume naturel, qui est traité dans des usines d'extraction et des installations de traitement des mousses. La compagnie détient une participation de 70,96 % dans la coentreprise et ExxonMobil Canada Properties détient l'autre 29,04 %. Le produit ainsi obtenu, à savoir un mélange de bitume et de diluant, est généralement expédié aux raffineries de la compagnie, aux raffineries d'Exxon Mobil Corporation et à des tiers indépendants. Le diluant est un condensat de gaz naturel ou encore une combinaison d'autres hydrocarbures légers ajoutés au bitume naturel pour en faciliter le transport.

En 2025, la quote-part de la compagnie dans la production nette de bitume de Kearl s'est établie à environ 188 000 barils par jour, et la production brute, d'environ 199 000 barils par jour.

La production brute totale pour Kearl s'est élevée à environ 280 000 barils par jour (la part de L'Impériale se chiffrant à 199 000 barils par jour), soit une diminution d'environ 1 000 barils par jour (la part de L'Impériale se chiffrant à 1 000 barils par jour) par rapport à 2024.

Cold Lake

Cold Lake est un projet d'exploitation *in situ* de pétrole lourd et de bitume. Le produit ainsi obtenu, à savoir un mélange de bitume et de diluant, est généralement expédié aux raffineries de la compagnie, aux raffineries d'Exxon Mobil Corporation et à des tiers indépendants.

En 2025, la production nette de bitume à Cold Lake s'est établie à environ 122 000 barils par jour. La production brute s'est élevée à environ 151 000 barils par jour, soit une augmentation d'environ 3 000 barils par jour par rapport à 2024.

Le maintien de la production à Cold Lake nécessite l'engagement périodique de dépenses en capital pour des puits de production supplémentaires et installations connexes. En 2025, la compagnie a foré des puits de mise en valeur supplémentaires pour accroître la capacité de production. En 2026, un programme de forage de développement dans la zone de mise en valeur approuvée est prévu afin d'accroître la capacité de production.

En outre, en 2022, la compagnie a approuvé le budget du projet de séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur (SGSIV) de Leming qui remettra en valeur la zone pilote originale du champ de Cold Lake. Les activités de mise en valeur ont commencé en 2023 et la production a débuté en novembre 2025.

La compagnie mène également des projets pilotes d'exploitation expérimentale afin de hausser le taux de récupération de bitume des puits au moyen de nouveaux procédés de forage, de production ou de récupération.

Syncrude

Syncrude est une coentreprise établie pour exploiter des gisements peu profonds de sables pétrolifères au moyen de méthodes d'extraction à ciel ouvert du bitume naturel, et pour ensuite transformer ces sables pétrolifères en pétrole brut synthétique de grande qualité, léger (32 degrés API) et non corrosif. La Pétrolière Impériale détient une participation de 25 % dans la coentreprise. Le pétrole brut synthétique ainsi produit est généralement expédié aux raffineries de la compagnie, aux raffineries d'Exxon Mobil Corporation et à des tiers indépendants.

En 2025, la quote-part de la compagnie dans la production nette de Syncrude s'est établie à environ 68 000 barils par jour. La production brute s'est élevée à environ 79 000 par barils par jour, soit une augmentation d'environ 4 000 barils par jour par rapport à 2024.

La province d'Alberta, en sa qualité de bailleresse des concessions de sables pétrolifères de Kearl, de Cold Lake et de Syncrude, a droit à des redevances sur la production. Les redevances sont assujetties au règlement sur les redevances pour les sables pétrolifères, qui se fonde sur une échelle mobile tenant compte surtout du cours du pétrole brut.

Aspen et autres activités reliées aux sables pétrolifères

En octobre 2018, la compagnie a reçu l'approbation réglementaire de l'AER pour la technologie de séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur avec adjonction de solvant (SGSIV-AS) du projet d'Aspen. On propose que la mise en valeur soit réalisée en deux phases, chaque phase produisant environ 75 000 barils par jour, avant redevances. Le conseil d'administration de la compagnie a approuvé la première phase du projet et y a affecté la somme de 2,6 milliards de dollars. La construction a commencé à la fin du quatrième trimestre de 2018. En mars 2019, la compagnie a ralenti le rythme des travaux en raison de l'incertitude des marchés qu'a provoquée une réglementation du gouvernement de l'Alberta imposant une réduction temporaire de la production et certains autres obstacles liés à la compétitivité de l'industrie. Bien que le gouvernement de l'Alberta ait abrogé l'autorité réglementaire pour imposer des réductions de production temporaires à la fin de 2021, des investissements considérables demeurent en suspens en raison de l'incertitude des marchés. La progression du projet d'Aspen sera continuellement évaluée et demeure une occasion importante pour L'Impériale. L'approbation du financement pour le projet à l'échelle pilote de la Technologie de récupération améliorée du bitume (EBRT) sur le site d'Aspen a été reçue en 2023. Les travaux de mise en valeur sont en cours en vue du démarrage du projet pilote prévu d'ici 2027. Le projet pilote mettra à l'essai cette technologie qui pourrait augmenter les taux de production de bitume comparativement à la moyenne des exploitations de l'industrie utilisant la technologie SGSIV.

Les efforts se poursuivent pour les évaluations techniques et technologiques qui viendront étayer les futures demandes réglementaires éventuelles de mise en valeur in situ à Clarke Creek et Corner.

Puits de production de pétrole et de gaz

La production de liquides, de bitume et de gaz naturel de la compagnie provient de puits situés exclusivement au Canada. Le nombre total de puits pouvant devenir producteurs, dans lesquels la compagnie détenait une participation au 31 décembre 2025, est indiqué dans le tableau ci-dessous. Les chiffres du tableau sont établis en partie sur la base de renseignements fournis par d'autres exploitants.

puits	Pétrole				Gaz naturel			
	En production		Non producteurs (c)		En production		Non producteurs (c)	
	Bruts (a)	Nets (b)	Bruts (a)	Nets (b)	Bruts (a)	Nets (b)	Bruts (a)	Nets (b)
Colombie-Britannique	—	—	—	—	1	—	—	—
Alberta	3 930	3 926	481	481	2 420	773	4	1
Autre	95	95	1	1	—	—	—	—
Total pour le Canada	4 025	4 021	482	482	2 421	773	4	1

(a) Les puits bruts sont des puits dans lesquels la compagnie possède une participation directe.

(b) Les puits nets constituent la somme des participations directes fractionnaires que possède la compagnie dans des puits bruts, arrondie au nombre entier le plus près.

(c) Les puits non producteurs sont les puits qui n'ont pas encore été mis en production, ou encore qui ont déjà été en production, mais qui ont été fermés et dont la date de remise en production est inconnue.

Rubrique 6.2 Terrains sans réserves attribuées

Le tableau qui suit résume la participation de la compagnie dans des terrains non prouvés sans réserves attribuées pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, lesquels sont tous situés au Canada. Pour ce qui est des terrains à l'égard desquels la compagnie possède une participation dans différentes formations faisant partie de la même superficie en vertu de concessions distinctes, il a été tenu compte de la superficie de chaque concession.

en milliers d'acres	Bruts (a)	Nets (b)
Total	2 368	731
(a) Les acres bruts sont des acres dans lesquelles la compagnie possède une participation directe.		
(b) Les acres nets constituent la somme des participations directes fractionnaires que possède la compagnie dans des acres brutes, arrondie au nombre entier le plus près.		

Les terrains non prouvés de la compagnie sont à différentes étapes de l'évaluation, car leur mise en valeur n'est actuellement pas viable ou le calendrier a été reporté. Bien que l'évaluation de certains terrains puisse être relativement avancée, les réserves n'ont pas été attribuées en raison d'une ou de plusieurs éventualités. La compagnie continue d'évaluer ces concessions pour en déterminer le potentiel de mise en valeur.

La compagnie ne possède aucun terrain non prouvé important dont elle prévoit que les droits d'exploration, de mise en valeur ou d'exploitation expireront au cours des 12 prochains mois.

La compagnie ne s'est pas engagée à réaliser des travaux à l'égard des terrains qu'elle détient en date du 31 décembre 2025.

Rubrique 6.3 Contrats à livrer

Comme il est indiqué à la rubrique 4.1 ci-dessus, les réserves prouvées et probables de pétroles bruts léger et moyen sont restées à zéro selon les prix prévisionnels, les hypothèses relatives au taux d'inflation et les conditions d'exploitation à Norman Wells. Toute la production de Norman Wells est transportée par pipeline en vertu d'un accord conclu avec une tierce partie. En conséquence, bien que la compagnie prévoit continuer de remplir ses obligations en matière de transport de la production du site de Norman Wells, il s'agira de la production future non qualifiée comme réserves prouvées, jusqu'à l'arrêt de la production en 2026.

Rubrique 6.6 Frais engagés

Le tableau qui suit résume les dépenses en capital de la compagnie pour l'exercice clos le 31 décembre 2025.

en millions de dollars	2025
Coûts d'acquisition de terrains :	
Prouvés	—
Non prouvés	—
Coûts d'exploration	7
Frais de mise en valeur	2 178
Total des frais engagés dans l'acquisition de terrains et les activités d'exploration et de mise en valeur	2 185

Les montants indiqués à titre de frais engagés dans l'acquisition de terrains et les activités d'exploration et de mise en valeur comprennent les frais capitalisés et passés en charges durant l'exercice. Les frais engagés comprennent également les nouvelles obligations liées à la mise hors service d'immobilisations établies au cours de l'exercice, ainsi que la hausse ou la baisse des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations résultant de changements de coûts estimatifs ou de la date d'abandon.

Rubrique 6.7 Activités d'exploration et de mise en valeur

Les activités de la compagnie comprennent l'exploration et la mise en valeur en vue de la production de pétrole et de gaz naturel au Canada seulement.

Le tableau qui suit présente les puits d'exploration et de mise en valeur que la compagnie a forés ou dans lesquels elle a participé au forage au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025.

puits (a)	Exploration						Mise en valeur					
	Pétrole	Gaz	Sec	Stratigraphique	Service (b)	Total	Pétrole	Gaz	Sec	Stratigraphique	Service (b)	Total
Bruts	—	—	—	—	—	—	4	—	—	—	14	18
Nets	—	—	—	—	—	—	4	—	—	—	14	18

(a) Exclut l'exploitation minière.

(b) Des puits de service dans cette classe sont forés pour les raisons précises qui suivent : injections de gaz (gaz naturel, propane, butane ou gaz de carneau [fumée]), injection d'eau, injection de vapeur, injection d'air, évacuation de l'eau salée, approvisionnement d'eau pour injection, observation ou injection en vue de combustion.

Rubrique 6.8 Production estimative

Le tableau suivant donne un aperçu du volume de la production des participations directes de la compagnie qui a été estimé pour l'exercice dont la date de clôture est le 31 décembre 2026, provenant des réserves prouvées et probables. Toute la production proviendra du Canada.

Type de produit :	Estimation de la production pour 2026	
	en millions de barils	en milliards de pieds cubes
Pétroles bruts léger et moyen (a)	—	
Gaz naturel classique		2
Pétrole brut synthétique (b)	29	
Bitume	126	

(a) Les pétroles bruts léger et moyen comprennent les liquides de gaz naturel. Les volumes de production estimés des liquides de gaz naturel sont négligeables; ils sont donc compris sous la rubrique Pétroles bruts léger et moyen.

(b) Le pétrole brut synthétique comprend des quantités négligeables de bitume et d'autres produits exportés vers les installations de l'exploitant au moyen d'un pipeline d'interconnexion existant.

La production de Kearl en 2026 est estimée à 73 millions de barils de bitume. La production de Cold Lake est estimée à 53 millions de barils de bitume. L'estimation de la production de Syncrude est prise en compte sous la rubrique Pétrole brut synthétique, dans le tableau précédent.

Les estimations de la production de 2026 se fondent sur les facteurs et hypothèses utilisés en 2025 en vue d'estimer les réserves prouvées et probables brutes, dont il est fait mention à la rubrique 2.1 du présent rapport. La production issue de la sous-pression de solvant associée à la technologie SGSIV-AS et à d'autres technologies en cours de développement est exclue de l'estimation de production pour 2026. Les résultats réels en 2026 pourraient différer en fonction de certains facteurs, notamment le rendement des gisements, le temps d'arrêt des installations, les variations de l'offre et de la demande de pétrole brut et de gaz naturel, les prix du pétrole brut et du gaz naturel, et la disponibilité des transports et des marchés.

Rubrique 6.9 Historique de la production

Le tableau qui suit résume l'historique de production de la compagnie, par trimestre et par type de produit, pour 2025. Toute la production provient du Canada.

		T1	T2	T3	T4
Pétroles bruts léger et moyen et gaz naturel classique :					
Production moyenne (a) (b)	en milliers de BEP / j	6	6	6	6
Prix moyen obtenu	en dollars / BEP	39,97	33,00	33,56	3,95
Redevances payées en moyenne	en dollars / BEP	0,94	1,01	1,00	(6,08)
Coûts moyens de production	en dollars / BEP	64,97	77,38	79,84	54,15
Rentrées nettes	en dollars / BEP	(25,94)	(45,39)	(47,28)	(44,12)
Pétrole brut synthétique :					
Production moyenne (b) (c)	en milliers de b / j	73	77	78	87
Prix moyen obtenu	en dollars / b	116,81	99,49	105,67	92,52
Redevances payées en moyenne	en dollars / b	18,01	11,41	14,55	12,44
Coûts moyens de production	en dollars / b	62,01	53,32	58,29	56,02
Rentrées nettes	en dollars / b	36,79	34,76	32,83	24,06
Bitume :					
Production moyenne (b)	en milliers de b / j	335	340	374	347
Prix moyen obtenu	en dollars / b	86,65	73,59	77,98	66,02
Redevances payées en moyenne	en dollars / b	11,52	7,87	10,01	7,06
Coûts moyens de production	en dollars / b	30,69	28,42	23,90	32,81
Rentrées nettes	en dollars / b	44,44	37,30	44,07	26,15

- (a) Comprend les pétroles bruts léger et moyen, les liquides de gaz naturel et le gaz naturel classique. Les volumes de production de pétroles bruts léger et moyen et de liquides de gaz naturel sont négligeables; ils sont donc compris sous la rubrique Pétroles bruts léger et moyen et gaz naturel classique. Les redevances dérogatoires sont négligeables; elles sont donc incluses.
- (b) Production moyenne journalière avant redevances (participation directe).
- (c) Le pétrole brut synthétique comprend des quantités négligeables de bitume et d'autres produits exportés vers les installations de l'exploitant au moyen d'un pipeline d'interconnexion existant.

En 2025, L'Impériale a enregistré une baisse des prix moyens en dollars canadiens obtenus pour le bitume, principalement due à la baisse des prix du marché, qui a été partiellement compensée par le resserrement du différentiel Western Texas Intermediate (WTI)/Western Canada Select (WCS) et la baisse des coûts des diluants. Les prix moyens en dollars canadiens obtenus pour le pétrole brut synthétique ont diminué, cela étant principalement attribuable à la baisse du WTI.

Pour chaque champ pétrolifère important de L'Impériale, la production moyenne journalière pour 2025 s'établissait comme suit :

en milliers de barils	Production moyenne journalière (a)
Kearl	199
Cold Lake	151
Syncrude	79

- (a) Production moyenne journalière avant redevances (participation directe).

PARTIE 7 PIÈCES

Pièce A Annexe 51-101A2

Rapport sur les données relatives aux réserves – Annexe 51-101A2 modifiée

Au conseil d'administration de la Compagnie Pétrolière Impériale Ltée (la « compagnie ») :

1. Notre personnel et moi-même avons évalué les données sur les réserves de la compagnie au 31 décembre 2025. Les données relatives aux réserves constituent des estimations des réserves prouvées et des réserves probables, ainsi que des produits d'exploitation nets futurs correspondants en date du 31 décembre 2025, estimés au moyen de prix et de coûts prévisionnels.
2. La responsabilité des données relatives aux réserves incombe à la direction de la compagnie. Notre responsabilité consiste à exprimer un point de vue au sujet des données sur les réserves en nous fondant sur notre évaluation.
3. Nous avons effectué notre évaluation selon les normes exposées dans le Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook (le « manuel COGE ») établies en collaboration avec la Society of Petroleum Evaluation Engineers (section de Calgary).
4. Nous ne sommes pas indépendants de la compagnie, au sens du terme « indépendant » défini dans les normes du manuel COGE.
5. Nous planifions et effectuons une évaluation de manière à fournir l'assurance raisonnable que les données relatives aux réserves sont exemptes d'inexactitudes importantes. L'évaluation comprend également l'appréciation de la conformité des données relatives aux réserves aux principes et aux définitions exposés dans le manuel COGE.
6. Le tableau qui suit présente les produits d'exploitation nets futurs estimatifs (avant impôts) attribués aux réserves prouvées et probables, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels, et actualisés au moyen d'un taux de 10 %, qui sont compris dans les données relatives aux réserves de la compagnie que nous avons évaluées pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, et indique les portions respectives de ces produits d'exploitation que nous avons évaluées et sur lesquelles nous avons fait rapport à la direction de la compagnie :

date de l'examen	Emplacement des réserves	Valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs (a) (milliards de dollars)			
		Auditée	Évaluée	Examinée	Total
31 décembre 2025	Canada	—	28,2	—	28,2

(a) Avant impôts, au taux d'actualisation de 10 %.

7. À notre avis, les données relatives aux réserves que nous avons évaluées ont été établies, à tous les égards importants, conformément au manuel COGE.
8. Nous n'avons pas la responsabilité de mettre notre évaluation à jour pour tenir compte des faits et circonstances postérieurs à la date d'établissement du présent rapport.
9. Les données relatives aux réserves étant fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront de ceux qui sont présentés et les écarts peuvent être importants. Cependant, les écarts devraient correspondre au classement des réserves selon la probabilité de leur récupération.

/s/ Matthew K. Davie

Matthew K. Davie, P. Geoph.
Vice-président, Étude des gisements, géoscience et mise en valeur des actifs
Évaluateur interne qualifié des réserves
Calgary (Alberta)

Le 18 février 2026

Pièce B Annexe 51-101A3
Rapport de la direction et du conseil d'administration sur les données
relatives aux réserves et autre information
– Annexe 51-101A3 modifiée

Il incombe à la direction de la Compagnie Pétrolière Impériale Ltée (la « compagnie ») d'établir et de fournir l'information concernant les activités pétrolières et gazières de la compagnie conformément à la réglementation des valeurs mobilières. Cette information inclut les données relatives aux réserves, qui constituent une estimation des réserves prouvées et des réserves probables, ainsi que des produits d'exploitation nets futurs correspondants en date du 31 décembre 2025, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels.

L'évaluateur interne qualifié des réserves, qui est un salarié de la compagnie, a évalué les données relatives aux réserves de la compagnie. Le rapport de l'évaluateur interne qualifié des réserves sera déposé auprès des autorités en valeurs mobilières en même temps que ce rapport-ci.

Le conseil d'administration de la compagnie :

- a) A examiné les procédures suivies par la compagnie pour fournir l'information à l'évaluateur interne qualifié des réserves;
- b) A rencontré l'évaluateur interne qualifié des réserves dans le but de déterminer si la direction lui a imposé des restrictions limitant sa capacité de fournir un rapport sans restriction; et
- c) A examiné les données relatives aux réserves avec la direction et l'évaluateur interne qualifié des réserves.

Le conseil d'administration a examiné les procédures suivies par la compagnie pour rassembler et présenter toute autre information concernant ses activités pétrolières et gazières, et examiné cette information avec la direction. Le conseil d'administration a approuvé :

- a) Le contenu et le dépôt auprès des autorités en valeurs mobilières de l'annexe 51-101A1 comportant des données relatives aux réserves et d'autres renseignements sur le pétrole et le gaz;
- b) Le dépôt de l'annexe 51-101A2 modifiée, soit le rapport de l'évaluateur interne qualifié des réserves relatif aux données sur les réserves; et
- c) Le contenu du présent rapport et son dépôt.

À notre avis, la fiabilité des données relatives aux réserves produites en interne n'est sensiblement pas inférieure à ce que nous aurions obtenu si nous avions confié à des évaluateurs ou auditeurs de réserves qualifiés indépendants le mandat d'évaluer ou d'auditer et d'examiner les données relatives aux réserves. La compagnie compte donc sur une exemption de l'exigence prévue par la législation sur les valeurs mobilières d'engager les services d'évaluateurs ou d'auditeurs de réserves qualifiés indépendants, exemption qu'elle a demandée et que les autorités en valeurs mobilières lui ont accordée.

Les principaux facteurs justifiant l'engagement des services d'évaluateurs ou d'auditeurs de réserves qualifiés indépendants s'appliquent lorsque i) leurs connaissances et leur expérience des données relatives aux réserves d'un émetteur assujetti dépassent celles des évaluateurs internes et ii) les travaux des évaluateurs ou d'auditeurs de réserves qualifiés indépendants sont nettement moins susceptibles d'être compromis par la direction de l'émetteur assujetti ou leurs propres intérêts que les travaux du personnel interne d'évaluation des réserves. À notre avis, aucun de ces facteurs ne s'applique dans les circonstances actuelles.

Notre opinion se fonde en grande partie sur ce qui suit. Nous avons produit les données relatives aux réserves conformément aux normes du manuel COGE. L'Impériale dispose d'un groupe spécialisé dans la gestion des réserves, distinct de l'organisation opérationnelle de base. Les responsabilités principales de ce groupe comprennent la supervision du processus d'estimation des réserves pour en garantir la conformité à la norme canadienne 51-101, l'examen des modifications annuelles des estimations des réserves et l'information concernant les réserves prouvées et probables de la compagnie. Ce groupe tient également à jour les estimations officielles des réserves pour les réserves prouvées et probables de la compagnie. Ce groupe assure en outre la formation du personnel affecté aux processus d'estimation des réserves et d'information les concernant au sein de L'Impériale.

Le groupe de gestion des réserves tient une base de données centralisée à jour contenant les estimations des réserves officielles de la compagnie. Des contrôles appropriés, notamment un accès restreint à la base de données et aux fonctions de mise à jour, sont mis en œuvre pour assurer l'intégrité des données qui y sont conservées. Un examen annuel des contrôles du système est effectué par l'audit interne. Les éléments clés entrant dans le processus d'estimation des réserves comprennent des évaluations techniques, des évaluations commerciales et du marché, des analyses du rendement des puits et des champs pétrolifères, ainsi que des directives d'approbation établies de longue date. Aucun changement ne peut être apporté aux estimations des réserves enregistrées dans la base de données centralisée, y compris l'ajout de toute nouvelle estimation initiale des réserves ou toutes révisions subséquentes, à moins que ces changements n'aient été scrupuleusement passés en revue et évalués par le personnel dûment autorisé au sein de l'organisation opérationnelle de base. De plus, tous changements aux estimations des réserves qui dépassent certains seuils doivent être examinés plus en détail et avalisés par l'organisation opérationnelle et le groupe de gestion des réserves, aboutissant à des révisions approuvées par la haute direction et le conseil d'administration de la compagnie.

L'évaluateur interne qualifié des réserves est un géoscientifique agréé en Alberta, au Canada, qui compte 23 ans d'expérience dans l'industrie du pétrole, dont 14 ans d'expérience pertinente dans les réserves. Au cours des 5 dernières années, cet évaluateur a consacré la majeure partie de son temps à l'évaluation des ressources. Dans ce poste, la personne assure la direction du groupe de gestion des réserves interne. Le personnel interne chargé de l'évaluation des réserves de la compagnie est composé de 20 personnes titulaires de titres professionnels, qui travaillent en moyenne depuis 13 ans dans le domaine de l'évaluation des ressources de la compagnie. L'équipe dirigeante interne de l'évaluation des réserves de la compagnie est composée de 12 personnes qui travaillent en moyenne depuis 10 ans dans le domaine de l'évaluation des ressources de la compagnie.

Les données relatives aux réserves étant fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront de ceux qui sont présentés et les écarts peuvent être importants. Cependant, les écarts devraient correspondre au classement des réserves selon la probabilité de leur récupération.

/s/ John R. Whelan

John R. Whelan
Président du conseil d'administration, président et président-directeur général

/s/ Daniel E. Lyons

Daniel E. Lyons
Vice-président principal – Finances et administration, et contrôleur

/s/ Sharon R. Driscoll

Sharon R. Driscoll
Administratrice

/s/ Miranda C. Hubbs

Miranda C. Hubbs
Administratrice

Le 18 février 2026