

RAPPORT DE GESTION

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019

Le présent rapport de gestion d'Obsidian Energy Ltd. (« Obsidian Energy », la « Société », « nous », « notre », « nos ») doit être lu à la lumière des états financiers consolidés audités de la Société pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018 (les « états financiers consolidés »). Le présent rapport de gestion est daté du 30 mars 2020. Tous les montants présentés dans ce rapport de gestion sont exprimés en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.

Pour obtenir des renseignements supplémentaires, y compris les états financiers consolidés et la notice annuelle d'Obsidian Energy, il y a lieu de consulter le site Web de la Société à l'adresse www.obsidianenergy.com, le site Web de SEDAR à l'adresse www.sedar.com pour le Canada et le site Web EDGAR à l'adresse www.sec.gov pour les États-Unis.

Certaines mesures financières employées dans ce rapport de gestion, comme les rentrées de fonds provenant de l'exploitation, les rentrées de fonds provenant de l'exploitation de base ou diluées par action, les produits nets, les produits bruts, la dette nette et le bénéfice avant impôts, intérêts et amortissement (« BAIIA ajusté »), ne comportent aucun sens normalisé selon les Normes internationales d'information financière (« IFRS ») et sont donc considérées comme des mesures non conformes aux PCGR. Par conséquent, elles pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Ce rapport de gestion présente également de l'information sur le pétrole et le gaz et des énoncés prospectifs. Se reporter à l'information présentée par la Société sous les rubriques « Mesures non conformes aux PCGR », « Information sur le pétrole et le gaz » et « Énoncés prospectifs » figurant à la fin du présent rapport de gestion.

Les montants par action inclus dans le présent rapport de gestion tiennent compte du regroupement des actions ordinaires à raison de 7 pour 1 avec prise d'effet le 5 juin 2019.

Sommaire des données financières de l'exercice

(en millions, sauf les montants par action)	Exercices clos les 31 décembre		
	2019	2018	2017
Ventes de pétrole et de gaz naturel et autres produits	418 \$	444 \$	450 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	77	99	125
De base et dilués par action	1,06	1,36	1,74
Rentrées de fonds provenant de l'exploitation	160	92	192
De base et diluées par action	2,20	1,26	2,67
Perte nette	(788)	(305)	(84)
De base et diluée par action	(10,81)	(4,22)	(1,17)
Dépenses d'investissement ¹⁾	103	168	141
Acquisitions (sorties) de biens, montant net	(11)	(13)	(110)
Dette ²⁾	461	419	359
Total de l'actif	1 904 \$	2 650 \$	3 008 \$

1) Incluant l'incidence des sommes reçues de coentrepreneurs en 2017.

2) Incluant les prélèvements sur la facilité de crédit consortiale et les billets de premier rang en circulation de la Société.

Depuis 2017, les activités de la Société sont davantage axées sur la formation de Cardium à la suite de sorties d'actifs et de l'achèvement de son programme d'interruption des actifs de Legacy au début de 2019, permettant de retirer de son portefeuille plusieurs biens ayant des flux de trésorerie négatifs. Cela s'est traduit par une baisse des ventes de pétrole et de gaz naturel en 2019 par rapport aux exercices précédents.

En 2019, la baisse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation par rapport aux périodes comparatives s'explique par la diminution de la taille de la Société et des activités plus ciblées. Les rentrées de fonds provenant de l'exploitation ont augmenté de façon importante comparativement à celles de 2018 en raison de la baisse des pertes réalisées au titre de la gestion des risques. En outre, à la fin de 2018, les écarts de prix volatils du pétrole brut ont entraîné la diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et des rentrées de fonds provenant de l'exploitation.

La perte nette comptabilisée pour chaque exercice est attribuable à une augmentation de la charge d'épuisement par bep. En 2019, la perte nette a également été touchée par des charges de dépréciation hors trésorerie des immobilisations corporelles en raison de la classification de notre participation dans le Peace River Oil Partnership (« PROP ») comme étant détenue en vue de la vente au deuxième trimestre et par des charges de dépréciation comptabilisées dans l'UGT Cardium en fonction de facteurs économiques et dans l'UGT Legacy alors que la Société s'affaire à interrompre les biens non rentables. En 2018, les pertes réalisées au titre de la gestion des risques liées aux couvertures en cours de la Société, à la dépréciation hors trésorerie des immobilisations corporelles et à l'accroissement des écarts de prix du pétrole brut, ce qui a entraîné la baisse des produits à la fin de 2018, ont également contribué à la perte.

En 2019, la Société s'est efforcée de ne pas dépenser plus que les rentrées de fonds provenant de l'exploitation et, étant donné la volatilité des prix des marchandises, les dépenses d'investissement ont été inférieures à celles des périodes comparatives. Depuis la mi-2018, la Société se concentre sur la mise en valeur du secteur de Willesden Green à la formation de Cardium.

Sommaire des données financières trimestrielles

(en millions, sauf les montants par action et la production) (non audité)

Trimestres clos les	31 déc. 2019	30 sept. 2019	30 juin 2019	31 mars 2019	31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 juin 2018	31 mars 2018
Ventes de pétrole et de gaz naturel et autres produits	112 \$	94 \$	109 \$	103 \$	82 \$	124 \$	122 \$	116 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	49	32	(3)	(1)	19	43	(20)	57
De base par action	0,67	0,44	(0,04)	(0,01)	0,26	0,59	(0,28)	0,79
Dilués par action	0,67	0,44	(0,04)	(0,01)	0,26	0,59	(0,28)	0,79
Rentrées de fonds provenant de l'exploitation ¹⁾	54	29	41	36	(2)	26	32	35
De base par action	0,74	0,40	0,56	0,50	(0,03)	0,36	0,44	0,49
Diluées par action	0,74	0,40	0,56	0,50	(0,03)	0,36	0,44	0,49
Bénéfice net (perte nette)	(544)	(28)	(162)	(54)	(113)	(31)	(96)	(65)
De base par action	(7,45)	(0,38)	(2,22)	(0,74)	(1,56)	(0,43)	(1,33)	(0,90)
Dilué par action	(7,45) \$	(0,38) \$	(2,22) \$	(0,74) \$	(1,56) \$	(0,43) \$	(1,33) \$	(0,90) \$
Production								
Pétrole léger (en b/j)	12 246	10 802	12 453	12 376	11 429	10 790	11 057	12 105
Pétrole lourd (en b/j)	3 718	3 991	4 059	4 096	4 784	4 833	5 172	4 751
LGN (en b/j)	2 095	2 192	2 201	2 122	2 788	2 222	2 322	2 307
Gaz naturel (en Mpi ³ /j)	52	51	55	54	65	60	61	62
Total (en bep/j)	26 639	25 505	27 835	27 651	29 905	27 777	28 697	29 443

1) Se reporter aux documents trimestriels antérieurs pour un rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et des rentrées de fonds provenant de l'exploitation.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et rentrées de fonds provenant de l'exploitation

(en millions, sauf les montants par action)	Exercices clos les 31 décembre	
	2019	2018
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	77 \$	99 \$
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	40	(68)
Dépenses de démantèlement	14	9
Règlements de contrats de location de bureaux déficitaires	2	13
Règlements de contrats de change dans le cours normal des activités	-	3
Perte de change réalisée – échéances des dettes	3	8
Perte de change réalisée – remboursement au titre des couvertures ¹⁾	-	18
Charges de restructuration ²⁾	4	8
Autres charges ³⁾	20	16
Monétisation d'un contrat de transport ⁴⁾	-	(14)
Rentrées de fonds provenant de l'exploitation	160 \$	92 \$
Par action – rentrées de fonds provenant de l'exploitation		
De base et diluées par action	2,20 \$	1,26 \$

- 1) En 2018, le swap de devises à la livre sterling en cours de la Société est arrivé à échéance, ce qui s'est traduit par une perte réalisée de 18 millions de dollars.
- 2) En 2018 et en 2019, compte non tenu de la composante hors trésorerie de la restructuration.
- 3) Compte tenu des frais juridiques liés aux réclamations en cours contre d'anciens employés de Penn West Petroleum Ltd. (« Penn West ») relativement au retraitement de certains résultats financiers de la Société en 2014. La Société a réglé la poursuite en instance engagée par la Securities and Exchange Commission des États-Unis en 2017.
- 4) En 2018, la Société a monétisé un contrat prévoyant la livraison physique de 15 Mpi³/j de gaz naturel à Northern Border Ventura pour un montant de 10,5 millions de dollars américains (14 millions de dollars canadiens).

En 2019, l'augmentation des rentrées de fonds provenant de l'exploitation par rapport à l'exercice correspondant est attribuable à la baisse des charges d'exploitation, des frais de transport, et des charges générales et administratives. La Société a mis l'accent sur plusieurs initiatives de réduction des coûts qui ont donné lieu à une structure de coûts moins élevée, particulièrement au deuxième semestre de 2019. Les résultats de 2018 ont également subi les incidences des pertes réalisées au titre de la gestion des risques liées aux contrats de pétrole brut et de l'accroissement des écarts de prix du pétrole brut.

En 2019, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont également bénéficié des réductions de coûts susmentionnées, mais ont toutefois été inférieurs à ceux de l'exercice précédent surtout en raison du moment des variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement.

Stratégie commerciale

Au troisième trimestre de 2019, le conseil d'administration de la Société a déterminé qu'il était dans l'intérêt de la Société et de ses parties prenantes de lancer un processus de recherche de solutions de rechange stratégiques. Le processus suit son cours. Ce processus d'examen stratégique consiste à évaluer les options stratégiques d'Obsidian Energy en vue de maximiser la valeur pour les actionnaires. De telles options stratégiques peuvent inclure, notamment, une vente aux entreprises, une fusion ou un autre regroupement d'entreprises, une cession de la totalité ou d'une partie des actifs de la Société, une restructuration du capital, un refinancement de sa structure du capital, ou toute combinaison de ce qui précède. Le conseil d'administration mène un vaste examen des options potentielles pour accroître la valeur pour les actionnaires et a embauché Tudor, Pickering, Holt & Co. comme conseiller financier dans le cadre de l'examen et de l'analyse des options stratégiques. Nous ne prévoyons fournir aucune mise à jour jusqu'à ce que le conseil d'administration approuve une opération définitive ou une option stratégique ou encore qu'il juge que des informations supplémentaires s'avèrent nécessaires ou appropriées.

Le processus d'examen stratégique n'a eu aucune incidence sur les activités de la Société, alors que nous continuons de travailler à la mise en valeur du secteur de Willesden Green à la formation de Cardium, qui permet de créer de la valeur grâce à cet actif de pétrole léger prévisible ayant un court délai de récupération et une faible diminution de production. La Société a adopté une approche axée sur la fabrication afin de développer pleinement les gisements de cette zone pétrolière, ce qui a donné lieu à de solides résultats de production et synergies de coûts sur le terrain. Nous continuons de nous concentrer sur nos efforts stratégiques et de mise en valeur à la formation de Cardium, la commercialisation de notre participation dans PROP et la participation au programme de fermeture de sites pour la remise en état, ce qui a notamment entraîné l'interruption de divers actifs de Legacy. En outre, la Société continuera d'évaluer les cessions d'actifs et d'autres transactions dans le cadre du processus d'examen stratégique.

Au cours des derniers mois, la Société a continué de mettre l'accent sur des initiatives de réduction des coûts, comme en témoignent les charges d'exploitation et les charges générales et administratives peu élevées au quatrième trimestre de 2019. De plus, après le 31 décembre 2019, la Société a conclu une entente avec le propriétaire de l'immeuble visant à réduire le montant net du loyer de la Société en vertu de son contrat de location visant des bureaux à un maximum de 0,8 million de dollars par mois (10 millions de dollars par année) pour la période allant du 1^{er} février 2020 au 31 janvier 2025, date d'échéance du bail. Cette entente a entraîné la réduction du montant annuel que doit payer la Société en vertu du contrat de location d'environ 7 millions de dollars par année. De plus, le propriétaire de l'immeuble a accepté d'indemniser la Société relativement à toutes les ententes de sous-location en vigueur.

Après le 31 décembre 2019, le secteur pétrolier et gazier a affiché une importante volatilité des prix des marchandises, particulièrement les prix du pétrole brut. Cette volatilité s'explique principalement par l'incertitude macroéconomique découlant de l'abandon des quotas de production et de l'augmentation des volumes de production par l'OPEP et la Russie, la baisse de la demande pour les marchandises en raison de la pandémie de COVID-19 et le manque potentiel de capacité de stockage forçant des arrêts de production. Au moment où les prix du pétrole brut ont chuté, nous avons achevé la plus grande partie de notre programme de forage pour le premier semestre de 2020, lequel devrait totaliser 54 millions de dollars, ce qui comprend le forage de 10 puits horizontaux, et d'autres dépenses opérationnelles et de démantèlement. Si la faiblesse des prix du pétrole brut persiste, la Société anticipe des dépenses d'investissement minimales pour le reste de l'exercice. Toutefois, nous disposons d'une souplesse opérationnelle nous permettant de lancer rapidement nos activités de forage dès que les prix du pétrole brut se redresseront.

Tandis qu'Obsidian Energy se tourne vers l'avenir, nous planifions nous concentrer sur la place de choix qu'occupe Cardium au sein du secteur et croyons que ce plan offre à toutes les parties prenantes une valeur durable prévisible pondérée en liquides et générée selon notre profil de production.

Conjoncture commerciale

Le tableau suivant présente les moyennes trimestrielles des prix de référence et des prix qu'Obsidian Energy a réalisés au cours des huit derniers trimestres :

	T4 2019	T3 2019	T2 2019	T1 2019	T4 2018	T3 2018	T2 2018	T1 2018
Prix de référence								
Pétrole brut WTI (\$ US/b)	56,96 \$	56,45 \$	59,81 \$	54,90 \$	58,81 \$	69,50 \$	67,88 \$	62,87 \$
Pétrole mixte peu sulfuré Edmonton Par (\$ CA/b)	67,99	68,40	73,81	66,52	42,97	81,92	80,62	72,15
Western Canada Select (\$ CA/b)	54,29	58,39	65,72	56,73	25,63	61,76	62,82	48,46
NYMEX au carrefour Henry (\$ US/kpi ³)	2,50	2,32	2,47	2,85	3,68	2,86	2,80	3,00
Indice AECO (\$ CA/kpi ³)	2,48	0,92	1,08	2,66	1,74	1,20	1,11	1,96
Taux de change (\$ CA/\$ US)	1,320	1,321	1,338	1,329	1,322	1,307	1,291	1,265
Prix de vente moyen¹⁾								
Pétrole léger (\$ CA/b)	70,57	68,14	72,20	64,88	37,88	82,70	78,50	68,66
Pétrole lourd (\$ CA/b)	41,80	40,44	42,63	30,62	7,70	45,30	46,81	31,34
LGN (\$ CA/b)	31,42	15,75	14,95	21,44	24,99	40,47	42,91	41,11
Total des liquides (\$ CA/b)	60,10	54,87	59,05	52,37	28,39	67,31	65,21	56,09
Gaz naturel (\$ CA/kpi ³)	2,55	1,05	1,18	2,41	2,46	1,87	1,62	2,87
Écarts par rapport aux prix de référence								
WTI – Pétrole léger peu sulfuré Edmonton (\$ US/b)	(5,37)	(4,66)	(4,63)	(4,85)	(26,30)	(6,83)	(5,45)	(5,90)
WTI – Pétrole lourd WCS (\$ US/b)	(15,83) \$	(12,24) \$	(10,68) \$	(12,22) \$	(39,42) \$	(22,25) \$	(19,27) \$	(24,51) \$

1) Exclut l'incidence des profits ou pertes de couverture réalisés.

Pétrole brut

Au quatrième trimestre de 2019, les prix du WTI se sont établis en moyenne à 56,96 \$ US le baril. Les prix du pétrole brut ont augmenté tout au long du trimestre, s'établissant en moyenne à 59,80 \$ US le baril en décembre en raison des tensions grandissantes au Moyen-Orient, de nouvelles réductions de la production par l'OPEP et de l'optimisme à l'égard d'un accord commercial entre les États-Unis et la Chine. En janvier 2020, les prix ont continué d'augmenter et ont été supérieurs à 60 \$ US le baril en raison de l'intensification des conflits entre les États-Unis et l'Iran. Ce conflit s'est finalement apaisé et l'attention s'est tournée vers les perspectives de la demande mondiale de pétrole brut en réponse aux répercussions de l'éclosion de la COVID-19 et aux préoccupations liées à l'approvisionnement, alors qu'ont pris fin les restrictions de l'OPEP à la fin mars et que l'Arabie saoudite et la Russie ont indiqué qu'elles pourraient augmenter la production. De ce fait, les prix du pétrole brut ont depuis diminué pour se situer à 20 \$ US le baril. Sur une base annuelle, le prix du WTI a été en moyenne de 57,03 \$ US le baril en 2019, en regard de 64,77 \$ US le baril en 2018.

Les écarts de prix du pétrole brut sont restés serrés pendant la majeure partie du quatrième trimestre de 2019. Toutefois, ils se sont élargis en décembre en raison de la hausse des stocks dans l'Ouest canadien attribuable à la mise en arrêt du pipeline Keystone et à la grève au CN. Pour le quatrième trimestre de 2019, les écarts de prix du pétrole léger se sont établis en moyenne à 5,37 \$ US le baril et les écarts de prix du pétrole lourd se sont établis en moyenne à 15,83 \$ US le baril.

En 2020, la Société a les couvertures de pétrole brut suivantes en vigueur sur une base moyenne pondérée :

	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin
WTI (\$ CA)	76,61	78,98	78,58	78,11	77,92	77,41
Total (en b/j)	8 250	7 750	7 000	4 000	3 000	2 000

Gaz naturel

Les prix du gaz du NYMEX au carrefour Henry ont débuté le quatrième trimestre de 2019 à 2,36 \$ US par MBTU et sont demeurés au niveau inférieur et moyen de la fourchette de 2,00 \$ US par MBTU avant d'atteindre brièvement un sommet de 2,87 \$ US par MBTU au début novembre. À la fin du mois de décembre, les prix ont alors diminué jusqu'à leur niveau le plus bas, soit 1,75 \$ US par MBTU, en raison des températures plus chaudes et d'un surplus de LGN. En Alberta, au début octobre, les restrictions liées à la capacité hors de la province ont eu des répercussions sur les prix AECO. À la mi-octobre, TC Énergie a mis en place un protocole de service temporaire jusqu'à la mi-novembre, qui a permis d'accroître les exportations et l'accès au stockage et entraîné une hausse des prix. Au quatrième trimestre de 2019, l'indice AECO (5A) s'est établi en moyenne à 2,48 \$ le kpi³. Sur une base annuelle, le prix de l'indice quotidien AECO (5A) s'est élevé en moyenne à 1,76 \$ le kpi³ en 2019, contre 1,42 \$ le kpi³ en 2018.

En 2020, la Société a les couvertures de gaz naturel suivantes en vigueur sur une base moyenne pondérée :

	Janvier	Février	Mars	T2	T3
AECO (\$ CA)	2,54	2,45	-	1,68	1,68
Total (en kpi ³ /j)	21 800	17 000	-	23 700	22 800

Prix de vente moyens

	Exercices clos les 31 décembre		
	2019	2018	Variation en %
Pétrole léger (par baril)	68,99 \$	66,60 \$	4
Pétrole lourd (par baril)	38,82	33,07	17
LGN (par baril)	20,77	36,69	(43)
Total des liquides (par baril)	56,63	53,94	5
(Perte) profit au titre de à la gestion des risques (par baril)	(0,98)	(10,72)	(91)
Total des liquides, prix net (par baril)	55,65	43,22	29
Gaz naturel (par kpi ³)	1,79	2,21	(19)
(Perte) profit au titre de à la gestion des risques (par kpi ³)	-	0,38	s. o.
Gaz naturel, prix net (par kpi ³)	1,79	2,59	(31)
Prix moyen pondéré (par bep)	41,60	39,45	5
(Perte) profit au titre de la gestion des risques (par bep)	(0,66)	(6,10)	(89)
Prix moyen pondéré net (par bep)	40,94 \$	33,35 \$	23

Indicateurs de performance

Obsidian Energy assure le suivi de sa performance en fonction des trois principaux points d'intérêt suivants en se fondant sur plusieurs facteurs qualitatifs et quantitatifs :

- Valeurs – La réalisation de nos programmes sur le terrain, en santé, en sécurité, en environnement et en réglementation et l'accent mis sur l'excellence d'exploitation
- Exécution – Des indicateurs de performance clés incluant l'obtention d'une structure de coûts de pointe au sein du secteur et un accent sur la génération de flux de trésorerie disponibles
- Durabilité – La gestion du portefeuille d'actifs, la saine gestion des opérations financières et l'objectif d'une production et de réserves durables ainsi qu'un rendement concurrentiel sur l'investissement à long terme pour les actionnaires

Valeurs

À Obsidian Energy, la santé, la sécurité et le bien-être de nos employés, contractants et parties prenantes œuvrant dans nos secteurs d'activité passent avant tout. Les lignes directrices, procédures et programmes en matière de sécurité mis en place par Obsidian Energy doivent respecter ou dépasser les exigences législatives, et les blessures et incidents graves sont signalés et font l'objet d'une enquête en conséquence. De plus, la Société s'engage à réduire au minimum les impacts environnementaux de ses activités grâce à ses programmes axés sur la communication avec les parties prenantes, la minimisation des répercussions, la conservation des ressources, et l'abandon et la remise en état des sites. Dans le cadre de ses activités, Obsidian Energy exige l'application des normes professionnelles les plus élevées et appuie une culture selon laquelle toute personne doit agir avec intégrité et respect. Ces principes constituent les normes d'exploitation de la Société.

Exécution

En 2019, la Société a atteint ses objectifs de performance clés alors qu'elle continuait de mettre l'accent sur l'exécution opérationnelle et d'accorder de l'importance aux initiatives de réduction des coûts.

- La production annuelle moyenne de 26 901 bep de la Société s'inscrivait à l'intérieur de la fourchette de production prévue de 26 750 à 27 250 bep par jour.
- Les dépenses d'investissement se sont établies à 103 millions de dollars en regard d'un montant prévu de 108 millions de dollars et les dépenses de démantèlement ont atteint 14 millions de dollars comparativement à un montant prévu de 12 millions de dollars.
- Les charges d'exploitation par bep se sont chiffrées à 13,42 \$, un niveau inférieur à la fourchette prévue de 13,50 \$ à 13,75 \$ par bep de la Société.
- Les charges générales et administratives par bep ont atteint 2,03 \$, un niveau inférieur à la fourchette prévue de 2,10 \$ à 2,35 \$ par bep de la Société.

En 2020, la Société s'efforcera de ne pas effectuer des dépenses d'investissement supérieures aux rentrées de fonds provenant de l'exploitation. Pour obtenir plus de renseignements sur les objectifs du premier semestre de 2020, veuillez vous reporter à la rubrique « Perspectives » ci-après.

Durabilité

En 2019, Obsidian Energy a continué de centrer ses efforts sur la mise en valeur du secteur de Willesden Green à la formation de Cardium. Cela a entraîné de solides résultats des réserves, la Société ayant remplacé 139 % de sa production de 2019 sur la base de ses réserves prouvées et probables. La Société a continué de mettre l'accent sur la mise en valeur au début de 2020. Pour le premier semestre de 2020, Obsidian Energy a établi un budget de dépenses d'investissement de 54 millions de dollars, lequel comprend des dépenses de démantèlement de 8 millions de dollars et le forage de 10 puits, qui ont tous été achevés. Si le contexte actuel des prix du pétrole se maintient, nous anticipons des dépenses d'investissement au titre de la mise en valeur minimales à l'avenir. La Société détient d'importants stocks de forage à la formation de Cardium et possède la souplesse opérationnelle lui permettant de modifier son programme d'investissement en fonction des prix des marchandises.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Production

	Exercices clos les 31 décembre		
Production quotidienne	2019	2018	Variation en %
Pétrole léger (en b/j)	11 966	11 342	6
Pétrole lourd (en b/j)	3 965	4 885	(19)
LGN (en b/j)	2 153	2 410	(11)
Gaz naturel (en Mpi ³ /j)	53	62	(15)
Production totale (en bep/j)	26 901	28 953	(7)

L'augmentation de la production de pétrole léger par rapport à celle de la période correspondante est attribuable à l'attention continue portée à la formation de Cardium et aux bons résultats de production réalisés dans le cadre de notre programme de mise en valeur. En outre, la Société dispose d'un programme actif d'optimisation qui a permis d'atténuer les baisses de production de base.

La production a diminué par rapport à celle des périodes correspondantes en raison de ce qui suit :

- À la fin de 2018 et au début de 2019, la Société a achevé son programme d'interruption des actifs de Legacy, ce qui a entraîné le retrait de son portefeuille de plusieurs biens ayant des flux de trésorerie négatifs et la réduction des volumes de production, particulièrement en ce qui a trait au gaz naturel.
- Les baisses de production de gaz naturel et de pétrole lourd dans nos autres secteurs ont entraîné une diminution de la production en raison des dépenses d'investissement restreintes alors que la Société mettait l'accent sur la mise en valeur du pétrole léger à la formation de Cardium.

La production moyenne des principaux secteurs de mise en valeur et du secteur des actifs de Legacy de la Société s'établit comme suit :

	Exercices clos les 31 décembre		
Production quotidienne (en bep/j)	2019	2018	Variation en %
Cardium	20 706	20 303	2
Peace River	4 452	4 942	(10)
Alberta Viking	987	1 682	(41)
Legacy	756	2 026	(63)
Total	26 901	28 953	(7)

Produits nets

Exercices clos les 31 décembre				
	2019			2018
	Liquides (b)	Gaz naturel (kpi ³)	Combiné (bep)	Combiné (bep)
Produits nets d'exploitation :				
Prix de vente	56,63 \$	1,79 \$	41,60 \$	39,45 \$
Perte au titre de la gestion des risques ¹⁾	(0,98)	-	(0,66)	(6,10)
Redevances	(4,51)	(0,04)	(3,11)	(3,40)
Transport	(3,30)	(0,28)	(2,76)	(3,39)
Charges d'exploitation ²⁾	(16,70)	(1,11)	(13,42)	(13,89)
Produits nets	31,14 \$	0,36 \$	21,65 \$	12,67 \$
	(b/j)	(Mpi ³ /j)	(bep/j)	(bep/j)
Production	18 084	53	26 901	28 953

1) Pertes réalisées au titre de la gestion des risques sur les contrats des marchandises.

2) En 2019, comprennent l'avantage des frais de traitement de tiers totalisant 8 millions de dollars (11 millions de dollars en 2018).

En 2019, les produits nets de la Société ont été supérieurs à ceux de l'exercice précédent, en raison principalement de la baisse des pertes réalisées au titre de la gestion des risques. Les initiatives de réduction des coûts, notamment le programme d'interruption des actifs de Legacy de la Société, ont permis de réduire les coûts en 2019, ce qui a aussi contribué à la hausse des produits nets.

Ventes de pétrole et de gaz naturel et produits bruts

Le rapprochement des ventes de pétrole et de gaz naturel et autres produits et des produits bruts s'établit comme suit :

Exercices clos les 31 décembre		
(en millions)	2019	2018
Ventes de pétrole et de gaz naturel et autres produits	418 \$	444 \$
Perte réalisée au titre de la gestion des risques ¹⁾	(6)	(65)
Moins : frais de traitement	(8)	(11)
Moins : autres produits	(2)	(14)
Produits bruts	402 \$	354 \$

1) Correspond aux profits et pertes réalisés au titre de la gestion des risques sur les contrats des marchandises.

Les ventes de pétrole et de gaz naturel et autres produits ont diminué en 2019, surtout en raison de la baisse des volumes de production, en partie contrebalancée par une hausse des prix du pétrole brut réalisés. L'augmentation des produits bruts par rapport à la période correspondante est principalement attribuable à la baisse des pertes réalisées au titre de la gestion des risques.

Variation des produits bruts

(en millions)	
Produits bruts – du 1 ^{er} janvier au 31 décembre 2018	354 \$
Diminution de la production de liquides	(4)
Augmentation des prix des liquides ¹⁾	76
Diminution de la production de gaz naturel	(8)
Diminution des prix du gaz naturel ¹⁾	(16)
Produits bruts – du 1 ^{er} janvier au 31 décembre 2019 ²⁾	402 \$

1) Compte tenu des profits et pertes réalisés au titre de la gestion des risques sur les contrats des marchandises.

2) Compte non tenu des frais de traitement et des autres produits.

Redevances

	Exercices clos les 31 décembre	
	2019	2018
Redevances (en millions)	31 \$	36 \$
Taux de redevance moyen ¹⁾	8 %	9 %
\$/bep	3,11 \$	3,40 \$

1) Compte non tenu de l'incidence des activités de gestion des risques et des autres produits.

En 2019, la baisse des redevances par rapport à celles de la période correspondante s'explique surtout par la diminution des volumes de production attribuable au programme d'interruption des actifs de Legacy de la Société.

Charges

(en millions)	Exercices clos les 31 décembre	
	2019	2018
Charges d'exploitation ¹⁾	131 \$	147 \$
Transport	27	36
Frais de financement	40	21
Rémunération fondée sur des actions	5 \$	6 \$

(par bep)	Exercices clos les 31 décembre	
	2019	2018
Charges d'exploitation ¹⁾	13,42 \$	13,89 \$
Transport	2,76	3,39
Frais de financement	4,13	1,96
Rémunération fondée sur des actions	0,47 \$	0,58 \$

1) Comprennent l'avantage des frais de traitement de tiers totalisant 8 millions de dollars en 2019 (11 millions de dollars en 2018).

Charges d'exploitation

Au début de 2019, la Société a achevé son programme d'interruption des actifs Legacy, ce qui a entraîné le retrait de plusieurs biens ayant des flux de trésorerie négatifs de son portefeuille et la réduction des charges d'exploitation. Dans le cadre de plusieurs initiatives, la Société a poursuivi ses efforts visant à réduire davantage sa structure de coûts, y compris la rationalisation de ses actifs. Nous continuerons de déployer ces efforts en 2020.

Transport

La Société maintiendra plusieurs points de vente dans le secteur de Peace River afin d'accroître les prix réalisés. Cette augmentation des prix est en partie contrebalancée par des frais de transport supplémentaires. Les variations par rapport aux périodes comparables sont principalement attribuables à la mise en œuvre d'IFRS 16 puisque certains engagements liés au transport (6 millions de dollars ou 0,61 \$ par bep en 2019) sont désormais classés en tant que contrats de location en vertu de la nouvelle norme. Par conséquent, les sorties de fonds ont été comptabilisées au titre des obligations locatives plutôt qu'au titre des frais de transport.

Frais de financement

Les frais de financement se composent de ce qui suit :

(en millions)	Exercices clos les 31 décembre	
	2019	2018
Intérêts sur la dette à long terme	33 \$	21 \$
Désactualisation des obligations locatives	7	-
Frais de financement	40 \$	21 \$

La structure de la dette d'Obsidian Energy comprend du financement à court terme en vertu de sa facilité de crédit consortiale et du financement à long terme sous forme de billets de premier rang. L'augmentation des frais de financement par rapport à la période correspondante est principalement attribuable à la hausse des soldes prélevés sur la facilité de crédit consortiale. La hausse s'explique entre autres par la réduction des crédettes par rapport à 2018 attribuable à une diminution du programme d'investissement en 2019. L'accroissement des taux d'intérêt demandés par les prêteurs, combiné à la hausse du montant prélevé, a également contribué à l'augmentation des frais. En outre, la Société a adopté IFRS 16 le 1^{er} janvier 2019, ce qui a entraîné la comptabilisation d'une désactualisation des obligations locatives de la Société s'élevant à 7 millions de dollars dans les frais de financement pour 2019. L'information comparative n'a pas été retraitée.

Les taux d'intérêt sur toute partie non couverte de la facilité de crédit consortiale de la Société sont tributaires des fluctuations des taux à court terme du marché monétaire étant donné que les prélèvements sur la facilité de crédit consortiale sont généralement effectués sous forme d'instruments à court terme. Au 31 décembre 2019, 87 % des instruments d'emprunt en cours de la Société (80 % en 2018) étaient exposés au risque de variation des taux d'intérêt à court terme.

La Société a conclu une facilité de crédit consortiale fondée sur des réserves assujettie à une réévaluation semestrielle de la capacité d'emprunt, habituellement en mai et en novembre de chaque année. Après le 31 décembre 2019, la Société a conclu une convention modificatrice avec son consortium bancaire en vertu de laquelle la capacité d'emprunt aux termes de la facilité de crédit consortiale et le montant pouvant être prélevé aux termes de la facilité de crédit consortiale ont été fixés respectivement à 550 millions de dollars et 450 millions de dollars. De plus, la convention modificatrice est assortie des modalités suivantes :

- La période de renouvellement en vertu de la convention a été prolongée jusqu'au 31 mai 2021, la date finale de remboursement étant reportée au 30 novembre 2021.
- Une date de reconfirmation de la période de renouvellement surviendra le 22 juin 2020, moment auquel les prêteurs pourraient devancer la date finale de la période de renouvellement pour l'établir au 30 juin 2020, la date finale de remboursement étant également devancée simultanément au 1^{er} avril 2021.
- La date prévue de la prochaine réévaluation de la capacité d'emprunt surviendra le 30 novembre 2020.

En outre, après le 31 décembre 2019, la Société a convenu avec les porteurs de ses billets de premier rang de reporter ou de devancer les dates d'échéance des billets exigibles le 16 mars 2020, le 29 mai 2020, le 2 décembre 2020, le 2 décembre 2022 et le 2 décembre 2025 au 30 novembre 2021. En vertu de cette convention, les dates d'échéance des billets de premier rang seront devancées au 1^{er} avril 2021 si la capacité d'emprunt n'est pas confirmée de nouveau aux termes de la facilité de crédit consortiale le 22 juin 2020.

En septembre 2019, la Société annonçait la mise en œuvre d'un processus officiel de recherche de solutions de rechange stratégiques afin d'optimiser la valeur pour les actionnaires; ce processus est toujours en cours. Ces solutions de rechange stratégiques peuvent notamment comprendre la vente d'une entreprise, une fusion ou tout autre regroupement d'entreprises, une cession de la totalité ou d'une partie des actifs de la Société, une restructuration du capital, un refinancement de sa structure du capital ou toute combinaison des éléments susmentionnés. La Société poursuit la mise en œuvre de ce processus, sans toutefois pouvoir en garantir le dénouement. Le dénouement de ce processus ainsi que divers facteurs, notamment la réglementation et le contexte des prix des marchandises, donnent lieu à des risques et des incertitudes entourant les reconfirmations de la période de renouvellement et les modalités des prochains renouvellements de la facilité de crédit consortiale.

Au 31 décembre 2019, la valeur comptable des billets de premier rang de la Société s'élevait à 62 millions de dollars (82 millions de dollars en 2018). Le tableau qui suit présente un résumé des billets de premier rang en circulation au 31 décembre 2019 :

	Date d'émission	Montant (en millions)	Échéance initiale ¹⁾	Taux d'intérêt moyen ²⁾	Durée moyenne pondérée jusqu'à l'échéance
Billets de 2008	29 mai 2008	4 \$ US	8 à 12 ans	6,90 %	0,4
Billets du T1 2010	16 mars 2010	10 \$ US	5 à 15 ans	6,35 %	0,2
Billets du T4 2010	2 décembre 2010	21 \$ US	5 à 15 ans	5,44 %	2,0
Billets de 2011	30 novembre 2011	12 \$ US	5 à 10 ans	5,29 %	1,9

1) Après le 31 décembre 2019, la Société et les porteurs des billets de premier rang ont convenu de modifier les dates d'échéance des billets de premier rang échéant en 2020, en 2022 et en 2025 pour les fixer à novembre 2021.

2) Par suite des modifications apportées aux modalités qui sont demeurées en vigueur jusqu'au 1^{er} janvier 2020, le taux d'intérêt moyen de la Société a temporairement augmenté de 50 points de bas.

Rémunération fondée sur des actions

La charge de rémunération fondée sur des actions est liée au régime d'options sur actions (le « régime d'options »), au régime d'unités d'actions de négociation restreinte et d'unités d'actions liées à la performance (« UANRP »), au régime de droits différés à la valeur d'actions (« DDVA ») et au régime d'unités d'actions liées à la performance (« UAP »).

La charge de rémunération fondée sur des actions se composait des éléments suivants :

(en millions)	Exercices clos les 31 décembre	
	2019	2018
Régime UANRP – méthode de mise en équivalence	5 \$	7 \$
Régime UAR	-	(1)
Rémunération fondée sur des actions	5 \$	6 \$

Le cours des actions utilisé aux fins du calcul de la juste valeur des UANRP selon la méthode du report variable et des obligations liées aux DDVA et aux UAP au 31 décembre 2019 s'établissait à 0,93 \$ l'action (3,57 \$ en 2018). La charge de rémunération fondée sur des actions liée au régime de DDVA et le régime d'options était négligeable.

Charges générales et administratives

	Exercices clos les 31 décembre	
(en millions, sauf les montants par bep)	2019	2018
Frais bruts	36 \$	44 \$
Par bep	3,63	4,19
Frais nets	20	24
Par bep	2,03 \$	2,24 \$

En 2019, la Société s'est penchée davantage sur les initiatives de réduction des coûts, et la rationalisation de ses activités a mené à des réductions du personnel, à des économies liées aux technologies de l'information et à une baisse des frais du siège social connexes. Cela s'est traduit par une diminution des frais bruts et des frais nets par rapport aux périodes correspondantes.

Charges de restructuration et autres charges

	Exercices clos les 31 décembre	
(millions, sauf les montants par bep)	2019	2018
Restructuration	4 \$	16 \$
Par bep	0,37	1,51
Autres	23	16
Par bep	2,41 \$	1,51 \$

Les montants pris en compte dans les charges de restructuration sont surtout liés aux indemnités de départ versées par la Société après avoir réduit son personnel dans le cadre d'une plus grande rationalisation de ses activités.

En 2018, la Société a utilisé la totalité de la couverture d'assurance disponible dans le cadre des réclamations en cours contre les anciens employés de Penn West découlant du retraitement de certains résultats financiers de la Société en 2014 alors que la Société se dénommait Penn West. Une action intentée par la Securities and Exchange Commission (« SEC ») des États-Unis contre Penn West avait déjà été réglée. La Société a versé des indemnités à deux anciens employés aux termes des ententes en matière d'indemnités dans le cadre des actions en cours intentées par la SEC découlant du même retraitement. Le 18 juillet 2019, la Société a avisé les deux anciens employés qu'elle n'était pas d'avis qu'ils respectaient les critères au titre des indemnités, que les montants exigés à ce jour à l'égard des indemnités étaient, en tout état de cause, déraisonnables et qu'elle ne donnerait pas suite à la question des indemnités. Parallèlement, la Société a entrepris des procédures devant la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta contre les deux anciens employés visant à obtenir une déclaration qu'ils n'avaient aucun autre droit aux indemnités, une injonction les obligeant à rembourser la totalité des montants avancés à ce jour à l'égard des indemnités, une injonction d'évaluation du caractère raisonnable des montants versés à ce jour à titre d'indemnités et d'autres dispenses. En réponse, les deux anciens employés ont déposé une requête préliminaire de manière à limiter les preuves admissibles dans le cadre des poursuites. Dans le cadre de la requête préliminaire, le juge a statué que les anciens employés ont droit à ce que la cause se poursuive en attendant la conclusion des actions en cours intentées à leur égard par la SEC et tout appel en découlant. La Société a interjeté appel de la décision des juges dans le cadre de la requête préliminaire devant la Cour d'appel de l'Alberta. Cet appel devrait être entendu en décembre 2020.

Épuisement, amortissement, dépréciation et désactualisation

	Exercices clos les 31 décembre	
(en millions, sauf les montants par bep)	2019	2018
Épuisement et amortissement	246 \$	288 \$
Charges d'épuisement et d'amortissement par bep	25,03	27,22
Dépréciation des immobilisations corporelles	658	107
Dépréciation des immobilisations corporelles par bep	66,99	10,11
Désactualisation	9	10
Charge de désactualisation par bep	0,97 \$	0,95 \$

La charge d'épuisement et d'amortissement de la Société a diminué en raison de la baisse de la production à la suite de la cession d'actifs ainsi que de la dépréciation comptabilisée dans l'actif PROP au deuxième trimestre de 2019.

Au 31 décembre 2019, la Société a réalisé une évaluation afin de déterminer s'il existait des indices de dépréciation ou de reprise de perte de valeur. Étant donné que la valeur de l'actif net de la Société était supérieure à sa capitalisation boursière, la Société a conclu qu'il existait un indice de dépréciation, entraînant des tests de dépréciation de l'ensemble de ces UGT (Cardium, Peace River, Viking et Legacy). Après la réalisation des tests, la Société a inscrit une charge de dépréciation hors trésorerie au titre des immobilisations corporelles dans l'UGT Cardium de 450 millions de dollars, en raison surtout des prix des marchandises inférieurs aux prévisions et de la volatilité soutenue dans le secteur pétrolier et gazier qui ont entraîné une augmentation du taux d'actualisation employé dans le cadre du test. De plus, la Société a comptabilisé une charge de dépréciation de 78 millions de dollars dans ses UGT autres que Cardium, plus particulièrement dans l'UGT Legacy, du fait qu'elle n'affecte pas de capital à ce secteur.

Au deuxième trimestre de 2019, la Société a classé sa participation dans l'actif PROP comme étant détenue en vue de la vente étant donné que nous avons entrepris un processus de cession de l'actif. Étant donné que la valeur comptable dépasse la juste valeur estimative qui sera reçue dans le cadre du processus de vente, une charge de dépréciation hors trésorerie de 130 millions de dollars a été comptabilisée. La Société poursuit le processus de vente de sa participation.

Impôt

Au 31 décembre 2019, la Société présentait un montant net de l'actif d'impôt différé d'environ 270 millions de dollars. La Société n'ayant pas comptabilisé l'économie d'impôt correspondant à l'excédent des écarts temporaires déductibles sur les écarts temporaires imposables, la charge (recouvrement) d'impôt différé est de néant au trimestre considéré.

Comptes fiscaux

	Aux 31 décembre	
(en millions)	2019	2018
Fraction non amortie du coût en capital (FNACC)	248 \$	344 \$
Frais d'aménagement au Canada (FAC)	92	101
Frais d'exploration au Canada (FEC)	2	3
Pertes autres qu'en capital	2 195	2 076
Autres	10	9
Total	2 547 \$	2 533 \$

Le solde total des comptes fiscaux a augmenté en raison du programme de mise en valeur de Cardium déployé par la Société en 2019 et en 2018.

Conversion des devises

Obsidian Energy constate des profits ou pertes de change latents relativement à la conversion en dollars canadiens des billets de premier rang non garantis libellés en dollars américains et des intérêts courus sur ceux-ci aux cours de change en vigueur à la date de clôture. Les profits et les pertes de change latents sont comptabilisés au moment du remboursement des billets de premier rang.

Les profits et les pertes de change réalisés et latents se répartissent comme suit :

(en millions)	Exercices clos les 31 décembre	
	2019	2018
Perte de change réalisée sur les échéances des dettes	(3) \$	(8) \$
Profit de change latent	6	-
Profit de change latent (perte de change latente)	3 \$	(8) \$

En 2019, la Société a remboursé des billets de premier rang d'un montant de 17 millions de dollars (32 millions de dollars en 2018) et a inscrit une perte de change réalisée de 3 millions de dollars (8 millions de dollars en 2018).

Perte nette

(en millions, sauf les montants par action)	Exercices clos les 31 décembre	
	2019	2018
Perte nette	(788) \$	(305) \$
De base et diluée par action	(10,81) \$	(4,22) \$

En 2019, la perte nette découle essentiellement des charges de dépréciation hors trésorerie comptabilisées au titre des immobilisations corporelles découlant du classement de notre participation dans PROP comme étant détenue en vue de la vente au deuxième trimestre ayant donné lieu à une charge de dépréciation. De plus, des charges de dépréciation ont été inscrites dans les UGT Cardium et Legacy dans le cadre des tests de dépréciation effectués le 31 décembre 2019.

En 2018, la perte nette était surtout attribuable aux pertes réalisées au titre de la gestion des risques liées aux couvertures sur les ventes de pétrole brut, à la dépréciation hors trésorerie des immobilisations corporelles et à l'accroissement des écarts de prix du pétrole brut, ce qui a entraîné une baisse des produits à la fin de 2018.

Dépenses d'investissement

(en millions)	Exercices clos les 31 décembre	
	2019	2018
Forage et complétion de puits	74 \$	95 \$
Équipements de puits et installations	28	70
Terrains et activités géologiques et géophysiques	-	2
Charges du siège social	1	1
Dépenses d'investissement	103	168
Sorties de biens, montant net	(11)	(13)
Total des dépenses d'investissement	92 \$	155 \$

En 2019, la Société a continué de mettre l'accent sur les activités de mise en valeur de Cardium, tout particulièrement dans le secteur de Willesden Green. Les 23 puits bruts forés en 2019 étaient situés dans ce secteur, et des dépenses d'investissement de 9 millions de dollars ont été engagées hors de Cardium aux fins d'entretien et d'optimisation.

En 2019, la Société a restreint les dépenses d'investissement et s'est limitée à des dépenses totales qui ne dépassent pas les rentrées de fonds provenant de l'exploitation, ce qui s'est traduit par une diminution par rapport aux niveaux de 2018.

Forage

Exercices clos les 31 décembre				
	2019		2018	
(nombre de puits)	Puits bruts	Puits nets	Puits bruts	Puits nets
Pétrole	23	18,7	38	24,5
Gaz et condensats	-	-	3	2,2
Injecteurs, puits stratigraphiques et puits de service	3	0,4	7	6,1
Total	26	19,1	48	32,8
Taux de réussite ¹⁾	100 %		100 %	

1) Le taux de réussite fait abstraction des puits stratigraphiques et des puits de service.

Risque environnemental et risque lié aux changements climatiques

Le secteur pétrolier et gazier comporte un certain nombre de risques et de dangers qui menacent l'environnement et il est assujéti aux règlements des différents paliers de gouvernement. Les lois environnementales portent notamment sur les contrôles de l'exploitation, les exigences de remise en état des lieux et les restrictions en matière d'émission de diverses substances produites dans le cadre de l'exploitation pétrolière et gazière. Pour respecter ces lois, il pourrait falloir engager des dépenses additionnelles et le non-respect de ces exigences pourrait entraîner l'imposition d'amendes ou de sanctions qui pourraient, au total et aux termes de certaines hypothèses, être importantes.

Obsidian Energy est résolue à gérer l'incidence de ses activités sur l'environnement au moyen de ses programmes environnementaux, qui comprennent la conservation des ressources, la gestion de l'eau, ainsi que l'abandon, la remise en état et l'assainissement des sites. Obsidian Energy a volontairement adhéré au programme ABC du gouvernement de l'Alberta, ce qui a permis à la Société d'accélérer ses activités d'abandon, notamment à l'endroit des biens inactifs de façon plus économique. La Société maintiendra en vigueur son adhésion au programme ABC en 2020. En outre, les activités sont constamment suivies afin de réduire autant que possible leur incidence sur l'environnement et les changements climatiques et d'affecter suffisamment de fonds à la remise en état et à d'autres activités destinées à atténuer l'incidence sur les zones dans lesquelles la Société mène des activités.

Situation de trésorerie et sources de financement

Dettes nettes

La dette nette correspond au total de la dette à long terme et du fonds de roulement négatif, comme suit :

Exercices clos les 31 décembre		
(en millions)	2019	2018
Dettes à long terme		
Partie courante de la dette à long terme	434 \$	17 \$
Partie non courante de la dette à long terme	27	402
Total	461	419
Insuffisance du fonds de roulement ¹⁾		
Trésorerie	(3)	(2)
Liquidités soumises à restrictions	(2)	-
Débiteurs	(66)	(53)
Autres	(12)	(12)
Découvert bancaire	-	2
Créditeurs et charges à payer	117	143
Total	34	78
Dettes nettes	495 \$	497 \$

1) Comprend les montants classés comme détenus en vue de la vente.

La dette nette est demeurée relativement stable en regard de celle de 2018, la Société s'étant limitée à des dépenses totales qui ne dépassent pas les rentrées de fonds liées à l'exploitation.

Au 31 décembre 2019, la date de remboursement de la facilité de crédit était fixée au 30 novembre 2020. Étant donné que cette date est à moins de un an après la date de clôture, l'encours de la facilité de crédit consortiale a été présenté à titre de passif courant. Après le 31 décembre 2019, la Société a renégocié sa facilité de crédit consortiale, reportant la date de remboursement au 30 novembre 2021. Une date de reconfirmation de la période de renouvellement surviendra le 22 juin 2020, moment auquel les prêteurs pourraient devancer la date finale de remboursement pour l'établir au 1^{er} avril 2021, si la capacité d'emprunt n'est pas confirmée de nouveau.

De surcroît, après le 31 décembre 2019, la Société a convenu avec les porteurs de billets de premier rang de modifier les dates d'échéance des billets de premier rang venant à terme en 2020, en 2022 et en 2025 au 30 novembre 2021. Si la capacité d'emprunt n'est pas confirmée de nouveau aux termes de la facilité de crédit consortiale le 22 juin 2020, les dates d'échéance des billets de premier rang seront devancées au 1^{er} avril 2021.

Situation de trésorerie

La Société dispose d'une facilité de crédit consortiale garantie fondée sur des réserves, assortie d'une capacité d'emprunt sous-jacente de 550 millions de dollars et d'une limite d'emprunt de 450 millions de dollars. Pour une analyse détaillée des instruments d'emprunt de la Société, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Frais de financement » du présent rapport de gestion.

La Société gère activement son portefeuille d'emprunt et examine des occasions de réduire ou de diversifier la structure de ses capitaux d'emprunt. La direction tient compte à la fois des risques d'exploitation et des risques financiers et prend des mesures appropriées visant à atténuer l'exposition de la Société à certains risques. La direction entretient des liens étroits avec les prêteurs et mandataires de la Société afin de suivre l'évolution des marchés du crédit. Ces mesures et ces plans visent à renforcer la capacité à maintenir la marge de manœuvre financière et le programme d'investissement de la Société, à appuyer sa capacité à saisir les occasions dont recèle le marché et à réaliser ses stratégies commerciales à plus long terme.

La Société doit respecter plusieurs clauses restrictives relativement à sa facilité de crédit consortiale et à ses billets de premier rang. Au 31 décembre 2019, la Société respectait toutes ces clauses restrictives de nature financière, qui sont présentées ci-dessous :

	Limite	31 décembre 2019
Ratio de la dette de premier rang sur le BAIIA ajusté ¹⁾	Inférieur à 4,25:1	2,57
Ratio du total de la dette sur le BAIIA ajusté ¹⁾	Inférieur à 4,25:1	2,57
Ratio de la dette de premier rang sur la structure du capital	Inférieur à 50 %	30 %
Ratio du total de la dette sur la structure du capital	Inférieur à 55 %	30 %

- 1) Le BAIIA ajusté, comme il est défini dans les conventions de prêts d'Obsidian Energy, ne tient pas compte de l'apport au BAIIA des actifs vendus au cours des 12 mois précédents et est utilisé aux fins des calculs des clauses restrictives liées à notre facilité bancaire consortiale et aux billets de premier rang. Pour prendre connaissance de l'exposé à ce sujet, veuillez vous reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR ».

Au premier trimestre de 2019, en raison de l'incidence de l'élargissement des différentiels de prix du pétrole brut au quatrième trimestre de 2018, la Société a conclu des conventions modificatrices avec les porteurs de ses billets de premier rang visant à modifier temporairement ses clauses restrictives de nature financière pour tous les trimestres de 2019. Les ratios de la dette de premier rang sur le BAIIA ajusté et de la dette totale sur le BAIIA ajusté ont été fixés de nouveau durant cette période et calculés sur une période continue à compter du 1^{er} janvier 2019. Chacun de ces deux ratios doit être inférieur ou équivalent à 4,25:1 en 2019, le ratio de la dette de premier rang sur le BAIIA ajusté passant à 3:1 à compter du 1^{er} janvier 2020 et le ratio de la dette totale sur le BAIIA ajusté passant à 4:1 à compter du 1^{er} janvier 2020 (soit les ratios maximums requis avant la conclusion des conventions modificatrices). Dans le cadre des conventions modificatrices, la Société a convenu de verser 50 points de base supplémentaires sur le taux d'intérêt annuel si la clause restrictive est inférieure ou équivalente à 3,00:1, 100 points de base supplémentaires si la clause restrictive est supérieure à 3,00:1 mais inférieure ou équivalente à 4,00:1 et 125 points de base supplémentaires si la clause restrictive est supérieure à 4,00:1 mais inférieure ou équivalente à 4,25:1. Le 31 décembre 2019, les ratios de la dette de premier rang sur le BAIIA ajusté et de la dette totale sur le BAIIA ajusté s'établissaient à 2,57.

Après le 31 décembre 2019, la Société a conclu des conventions modificatrices avec les porteurs de ses billets de premier rang et son consortium bancaire en vue de mettre à jour ses clauses restrictives de nature financière comme suit :

- À compter du 1^{er} janvier 2020, les clauses restrictives visant les ratios de la dette de premier rang et la dette totale sur le BAIIA ajusté ont été éliminées.
- Le maximum des ratios de la dette de premier rang et de la dette totale sur la structure du capital sera augmenté de manière permanente à 75 %.

Au 31 décembre 2019, Obsidian Energy se conformait à toutes les clauses restrictives de nature financière qui lui sont imposées par sa facilité de crédit consortiale et ses billets de premier rang, et elle disposait de liquidités suffisantes aux termes de sa facilité de crédit consortiale. Compte tenu des prix à terme au 27 mars 2020, la Société prévoit à l'heure actuelle qu'elle dispose de liquidités suffisantes aux termes de sa facilité de crédit consortiale. En outre, compte tenu des dernières prévisions de la Société, nous nous attendons à disposer de liquidités suffisantes dans l'éventualité de nouvelles réductions des prix à terme (de l'ordre de 10 \$ US le baril), compte tenu de la capacité aux termes de la facilité de crédit consortiale et de la possibilité de mettre en place d'autres mesures proactives à l'égard desquelles la Société a un contrôle. Par contre, en raison des fluctuations importantes des prix des marchandises attribuables à la pandémie de COVID-19, de la possible hausse de la production des pays membres de l'OPEP et de la Russie, et du manque éventuel de capacité de stockage forçant les interruptions de production, de prochaines baisses significatives des prix des marchandises peuvent survenir, ce qui aurait une incidence sur les flux de trésorerie futurs et pourrait donner lieu à des incertitudes quant à la suffisance des liquidités de la Société en 2020. La Société pourrait ainsi devoir obtenir du financement additionnel afin d'accroître ses liquidités, ce qui n'est pas assuré à l'heure actuelle. Ainsi, il existe une incertitude significative susceptible de jeter un doute important sur la capacité de la Société à poursuivre son exploitation.

Instruments financiers

Au 31 décembre 2019, les instruments financiers suivants de la Société étaient en cours. La juste valeur est établie en comparant des renseignements recueillis auprès de tiers à des données de marché observables. Obsidian Energy atténue le risque de crédit en mettant en œuvre des procédures de gestion du risque de contrepartie selon lesquelles elle ne fait affaire qu'avec des institutions dont relève sa facilité de crédit consortiale ou avec des sociétés ayant une note de solvabilité élevée, et en obtenant des garanties financières dans certaines circonstances.

	Volume nominal	Durée résiduelle	Prix	Juste valeur (en millions)
Pétrole brut				
Swaps sur le WTI	8 000 b/j	Janvier 2020	76,48 \$ /b	- \$
Swaps sur le WTI	5 000 b/j	Février 2020	77,37 \$ /b	-
Swaps sur le WTI	5 000 b/j	Mars 2020	77,38 \$ /b	-
Swaps sur le WTI	4 000 b/j	Avril 2020	78,11 \$ /b	-
Swaps sur le WTI	3 000 b/j	Mai 2020	77,92 \$ /b	-
Swaps sur le WTI	2 000 b/j	Juin 2020	77,41 \$ /b	-
Swaps – AECO				
Swaps – AECO	21 800 kpi ³ /j	Janvier 2020	2,54 \$ /kpi ³	-
Swaps – AECO	17 000 kpi ³ /j	Février 2020	2,45 \$ /kpi ³	-
Total				- \$

Après le 31 décembre 2019, la Société a conclu les swaps supplémentaires de pétrole brut et AECO suivants :

Prix de référence	Volume nominal	Durée	Prix
WTI	1 650 b/j	T1 2020	81,73 \$ par baril
AECO	23 700 kpi ³ /j	T2 2020	1,68 \$ kpi ³
AECO	22 800 kpi ³ /j	T3 2020	1,68 \$ kpi ³

Les composantes de la gestion des risques inscrites aux états du résultat net consolidés sont les suivantes :

	Exercices clos les 31 décembre	
	2019	2018
Réalisé		
Règlement des contrats sur marchandises	(6) \$	(65) \$
Règlements de contrats de change	-	(20)
Total du profit (de la perte) réalisé au titre de la gestion des risques	(6)	(85)
Latent		
Contrats sur marchandises	(9)	43
Contrats de change	-	(2)
Swaps de devises	-	18
Total du profit (de la perte) latent au titre de la gestion des risques	(9)	59
Profit (perte) au titre de la gestion des risques	(15) \$	(26) \$

Perspectives

Pour le premier trimestre de 2020, la Société a continué de consacrer ses efforts à la mise en valeur de l'actif prévisible de pétrole léger de Cardium. Les conditions du marché ont été volatiles tout au long du premier trimestre de 2020, et pour faire face à cette volatilité, la Société a réduit ses dépenses à compter du mois de mars. Compte tenu du contexte actuel des prix des marchandises, nous limitons les dépenses d'investissement et commençons à interrompre la production de certains biens de pétrole lourd actuellement non rentables, ce qui, selon nos estimations, devrait avoir une incidence sur la production du premier semestre de 2020 d'environ 600 bep par jour. Si les niveaux actuels des prix du pétrole persistent, nos dépenses d'investissement seront minimales. Nous fournissons nos prévisions pour le deuxième semestre de 2020 en tenant compte des résultats du premier trimestre de 2020 au mois de mai.

Mesures		Fourchette de prévisions – S1 2020
Production moyenne ^{1), 2)}	bep/j	26 500 à 27 100
Dépenses d'investissement	En millions	46
Dépenses de démantèlement	En millions	8
Charges d'exploitation	\$/bep	11,90 \$ à 12,30 \$
Charges générales et administratives	\$/bep	1,70 \$ à 1,90 \$

1) Ajustée pour la vente d'actifs de 115 bep par jour.

2) Selon l'hypothèse que le programme obligatoire de réduction de production de pétrole brut et de bitume du gouvernement de l'Alberta aura une incidence négligeable sur nos activités de 2020, étant donné que les puits situés à l'extérieur des régions et des formations désignées des sables bitumineux dont la date de démarrage du forage est le 8 novembre 2019 ou après sont exemptés du programme de réduction.

Les perspectives qui suivent fournissent aux actionnaires des renseignements relatifs aux attentes d'Obsidian Energy en date du 30 mars 2020 à l'égard de la production moyenne, du taux de croissance de la production, des dépenses d'investissement, des dépenses de démantèlement, des charges d'exploitation, et des charges générales et administratives pour le premier semestre de 2020. Le lecteur est prié de noter que ces renseignements peuvent ne pas convenir à d'autres fins. Ces renseignements constituent des énoncés prospectifs. Le lecteur est invité à prendre connaissance des hypothèses, des risques et de l'exposé figurant sous la rubrique « Énoncés prospectifs » et est prié de noter que de nombreux facteurs sont susceptibles de se répercuter sur la Société et sa capacité à respecter ses prévisions, y compris les fluctuations des prix des marchandises, les changements apportés au programme obligatoire de réduction de production de pétrole brut et de bitume du gouvernement de l'Alberta, et les activités d'acquisition et de cession.

Tous les communiqués peuvent être obtenus sur le site Web d'Obsidian Energy à l'adresse www.obsidianenergy.com, auprès de SEDAR à l'adresse www.sedar.com et auprès d'EDGAR à l'adresse www.sec.gov.

Analyse de sensibilité

La sensibilité estimée à des variations de certaines hypothèses clés des rentrées de fonds provenant de l'exploitation présentées dans les 12 mois suivant la date du présent rapport de gestion, y compris les contrats de gestion des risques conclus à ce jour, est établie en fonction des résultats prévus présentés à la rubrique « Perspectives » ci-dessus.

		Incidence sur les rentrées de fonds	
Variable	Variation	En millions de dollars	\$ par action
Prix du baril de liquides	WTI – 1,00 \$ US	6	0,08
Production de liquides	1 000 b/j	5	0,07
Prix du kpi ³ de gaz naturel	AECO – 0,10 \$	2	0,03
Production de gaz naturel	10 Mpi ³ /j	5	0,07
Taux d'intérêt effectif	1 %	4	0,05
Cours de change (\$ US/\$ CA)	0,01 \$	1	0,02

Obligations contractuelles et engagements

Obsidian Energy s'est engagée à effectuer certains versements au cours des cinq prochaines années civiles et par la suite, comme suit :

	2020	2021	2022	2023	2024	Par la suite	Total
Dette à long terme ¹⁾	- \$	461 \$	- \$	- \$	- \$	- \$	461 \$
Transport	9	7	5	3	2	8	34
Infrastructure électrique	7	2	-	-	-	-	9
Obligations relatives aux intérêts	26	24	-	-	-	-	50
Location de bureaux (avant recouvrements) ²⁾	24	25	25	25	25	2	126
Obligation locative	1	1	1	-	-	6	9
Passif relatif au démantèlement ³⁾	13	6	1	1	1	85	107
Total	80 \$	526 \$	32 \$	29 \$	28 \$	101 \$	796 \$

- 1) Compte tenu des ententes conclues après le 31 décembre 2019, le montant de 2021 comprend 399 millions de dollars qui proviennent de la facilité de crédit consortiale dont le renouvellement est prévu en 2021. Par le passé, la Société a renouvelé avec succès sa facilité de crédit consortiale.
- 2) Les engagements futurs à l'égard de la location ci-dessus seront diminués des recouvrements au titre de la sous-location totalisant 75 millions de dollars. Après le 31 décembre 2019, la Société a conclu une entente avec le propriétaire de l'immeuble visant à réduire le montant annuel net à payer par la Société aux termes de son contrat de location visant des bureaux à un maximum de 0,8 million de dollars par mois (10 millions de dollars par année) pour la période allant du 1^{er} février 2020 au 31 janvier 2025, date d'échéance du contrat de location. Cela s'est traduit par une diminution du montant d'engagement, qui est présenté dans le tableau ci-dessus.
- 3) Ces montants représentent les dépenses futures actualisées en dollars courants de remise en état et d'abandon qui devraient être engagées au cours de la durée de vie des biens de la Société.

Après le 31 décembre 2019, la Société a conclu des conventions visant à prolonger la période de renouvellement de sa facilité de crédit consortiale jusqu'au 31 mai 2021 et à repousser la date de fin de remboursement au 30 novembre 2021, et si les prêteurs ne reconfirment pas la période de renouvellement le 22 juin 2020, la période de renouvellement sera devancée au 30 juin 2020 et la date de remboursement, au 1^{er} avril 2021. De plus, des billets de premier rang totalisant 47 millions de dollars américains de la Société viendront à échéance en 2021. Si la Société ne parvient pas à renouveler ou à remplacer la facilité de crédit consortiale ou à obtenir une autre forme de financement pour une partie ou la totalité des montants arrivant à échéance des billets de premier rang, il est possible qu'elle doive chercher à obtenir d'autres sources de financement, notamment d'autres formes d'ententes de capitaux propres ou d'emprunt, le cas échéant.

La Société est partie à des litiges et à des réclamations qui surviennent dans le cours normal de ses activités et comptabilise des provisions pour les réclamations, au besoin.

Instruments de capitaux propres

Actions ordinaires émises :	
Au 31 décembre 2019	73 011 488
Émissions dans le cadre du régime UARP	10 833
Au 30 mars 2020	73 022 321
Options en cours :	
Au 31 décembre 2019	89 178
Renonciation	(42 156)
Au 30 mars 2020	47 022

Faits saillants du quatrième trimestre

Le tableau suivant présente les principales données financières et les principales données d'exploitation du quatrième trimestre :

	Trimestres clos les 31 décembre		
	2019	2018	Variation en %
Données financières (en millions, sauf les montants par action et par bep)			
Ventes de pétrole et de gaz naturel et autres produits	112 \$	82 \$	37
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	49	19	>100
De base et dilués par action	0,67	0,26	>100
Rentrées de fonds provenant de l'exploitation	54	(2)	s. o.
De base et diluées par action	0,74	(0,03)	s. o.
Perte nette	(544)	(113)	>100
De base et diluée par action	(7,45)	(1,56)	>100
Dépenses d'investissement	34	41	(17)
Dépenses de démantèlement	6	4	50
Charges générales et administratives par bep	1,68 \$	1,95 \$	(14)
Données d'exploitation			
Production quotidienne			
Pétrole léger (en b/j)	12 246	11 429	7
Pétrole lourd (en b/j)	3 718	4 784	(22)
LGN (en b/j)	2 095	2 788	(25)
Gaz naturel (en Mpi ³ /j)	52	65	(20)
Production totale (en bep/j)	26 639	29 905	(11)
Produits nets du siège social par bep			
Prix de vente	45,67 \$	23,42 \$	95
Profit (perte) au titre de la gestion des risques	0,66	(3,84)	s. o.
Prix de vente net	46,33	19,58	>100
Redevances	(3,79)	(2,33)	63
Charges d'exploitation	(12,75)	(11,82)	8
Transport	(2,56)	(3,45)	(26)
Produits nets	27,23 \$	1,98 \$	>100
Produits nets des liquides			
Prix de vente	60,10 \$	28,39 \$	>100
Profit (perte) au titre de la gestion des risques	0,97	(6,39)	s. o.
Prix de vente net	61,07	22,00	>100
Redevances	(4,97)	(2,93)	70
Charges d'exploitation	(16,83)	(17,42)	(3)
Transport	(3,06)	(4,00)	(24)
Produits nets	36,21 \$	(2,35) \$	s. o.
Produits nets du gaz naturel			
Prix de vente	2,55 \$	2,46 \$	4
Profit (perte) au titre de la gestion des risques	-	0,10	s. o.
Prix de vente net	2,55	2,56	-
Redevances	(0,22)	(0,21)	5
Charges d'exploitation	(0,69)	(0,34)	>100
Transport	(0,25)	(0,41)	(39)
Produits nets	1,39 \$	1,60 \$	(13)

Données financières

Les ventes de pétrole et de gaz naturel et autres produits, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et les rentrées de fonds provenant de l'exploitation ont augmenté au quatrième trimestre de 2019 en regard du trimestre correspondant de 2018, en raison surtout d'une hausse des prix réalisés sur les marchandises. Au trimestre correspondant, l'élargissement des écarts de prix du pétrole brut a entraîné une baisse du prix de vente réalisé du pétrole brut. Au quatrième trimestre de 2019, la Société a réalisé plusieurs initiatives de réduction des coûts fructueuses, notamment en ce qui concerne les charges d'exploitation et les charges générales et administratives, qui ont également contribué aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et aux rentrées de fonds provenant de l'exploitation. À la période correspondante de 2018, la Société a monétisé son contrat de livraison physique à Northern Border Ventura pour un produit total de 14 millions de dollars, ce qui a contribué positivement aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.

La perte nette au quatrième trimestre de 2019 découle principalement des charges d'épuisement et des charges de dépréciation hors trésorerie des immobilisations corporelles de nos UGT Cadium et Legacy. La dépréciation pour Cadium est principalement attribuable à une baisse des prix prévus des marchandises et à la volatilité continue dans le secteur pétrolier et gazier qui nous ont forcés à hausser notre taux d'actualisation, tandis que la dépréciation pour Legacy résulte du fait que la Société s'est concentrée sur la fermeture de plusieurs biens non rentables dans la région. En 2018, la perte nette a surtout été attribuable aux charges de dépréciation hors trésorerie des immobilisations corporelles liées aux actifs de Legacy et Peace River de la Société.

Données d'exploitation

Les produits nets du siège social et des liquides ont augmenté par rapport au trimestre correspondant du fait surtout d'une hausse des prix réalisés et de la baisse des pertes réalisées au titre de la gestion des risques liées aux activités de couverture.

Au cours du quatrième trimestre de 2019, les activités d'investissement sont demeurées axées sur la mise en valeur dans Cadium, notamment à Willesden Green, avec le forage de huit puits.

La production en 2019 a diminué par rapport à la période correspondante, en raison du programme d'interruption de production à Legacy, d'une restriction des dépenses dans les secteurs de Peace River et Alberta Viking et des activités de cession mineures. Au quatrième trimestre de 2019, la production moyenne dans les principaux secteurs de mise en valeur se présentait comme suit :

Trimestres clos les 31 décembre			
Production quotidienne (en bep/j)	2019	2018	Variation en %
Cadium	20 950	21 395	(2)
Peace River	4 230	5 245	(19)
Alberta Viking	849	1 430	(41)
Legacy	610	1 835	(67)
Total	26 639	29 905	(11)

Appréciation des contrôles et procédures de communication de l'information

Les contrôles et procédures de communication de l'information de la Société sont conçus pour fournir l'assurance raisonnable que l'information devant être présentée par la Société dans nos documents annuels, nos documents intermédiaires ou d'autres rapports déposés ou transmis en vertu des lois sur les valeurs mobilières est enregistrée, traitée, condensée et présentée dans les délais prescrits par ces lois. Ils comprennent les contrôles et procédures conçus pour garantir que l'information que doit présenter la Société dans ses documents annuels, ses documents intermédiaires ou d'autres rapports déposés ou transmis en vertu des lois sur les valeurs mobilières qui s'appliquent est recueillie puis communiquée à la direction de la Société, y compris au chef de la direction par intérim et au chef des finances, selon le cas, pour prendre des décisions en temps opportun concernant la communication de l'information.

Au 31 décembre 2019, une appréciation de l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information d'Obsidian Energy a été effectuée en interne par la direction sous la supervision et avec la participation du chef de la direction par intérim et du chef des finances, selon la définition énoncée dans la règle 13a-15 de la loi des États-Unis intitulée *Securities Exchange Act of 1934* (la « Exchange Act ») ainsi que, au Canada, dans le *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs* (le « Règlement 52-109 »). D'après cette appréciation, le chef de la direction par intérim et le chef des finances ont déterminé que les contrôles et procédures de communication de l'information au 31 décembre 2019 étaient efficaces.

Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière (le « CIIF ») est un processus conçu pour fournir l'assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de publication de l'information financière, conformément aux IFRS. Il incombe à la direction d'Obsidian Energy, y compris notre chef de la direction par intérim et notre chef des finances, d'établir et de maintenir un CIIF adéquat, selon la définition de ce contrôle donnée dans la règle 13a-15 de la Exchange Act ainsi que dans le Règlement 52-109. Une faiblesse importante du CIIF de la Société existe si une déficience ou une combinaison de déficiences de notre CIIF fait qu'il est raisonnablement possible qu'une inexactitude importante dans nos états financiers annuels ou nos rapports financiers intermédiaires ne soit pas prévenue ou détectée en temps opportun.

En date du 31 décembre 2019, une appréciation de l'efficacité du CIIF de la Société a été effectuée en interne par la direction, sous la supervision et avec la participation du chef de la direction par intérim et du chef des finances de la Société. L'appréciation a été effectuée conformément aux critères établis dans le rapport *Internal Control – Integrated Framework* (2013) publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission (« COSO »). D'après cette appréciation, le chef de la direction par intérim et le chef des finances ont déterminé que le CIIF était efficace au 31 décembre 2019.

Changements au contrôle interne à l'égard de l'information financière

La haute direction d'Obsidian Energy a évalué si tout changement apporté au CIIF de la Société au cours du trimestre ouvert le 1^{er} octobre 2019 et clos le 31 décembre 2019 a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur le CIIF de la Société. Aucun changement au CIIF de la Société n'a été apporté au cours du trimestre.

Nouvelles prises de position comptables

En janvier 2016, l'IASB a publié IFRS 16, *Contrats de location*, qui remplace IAS 17, *Contrats de location*. IFRS 16 prescrit plusieurs nouvelles exigences concernant la comptabilisation et l'évaluation des contrats de location et la présentation de l'information s'y rapportant. L'un des principes clés de la norme prévoit un modèle comptable unique pour les preneurs qui exige qu'ils comptabilisent des actifs et des passifs à l'égard de tous les contrats de location dont la durée est de plus de 12 mois. Le traitement comptable pour les bailleurs, qui classent les contrats de location comme des contrats de location simple ou des contrats de location-financement, demeure pratiquement inchangé par rapport à la norme précédente. La nouvelle norme est en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019.

L'adoption initiale d'IFRS 16 par Obsidian Energy le 1^{er} janvier 2019 a donné lieu à une modification de sa méthode comptable relative aux contrats de location, tel qu'il est indiqué ci-après. La Société a appliqué l'approche rétrospective modifiée à l'adoption d'IFRS 16 en vertu de laquelle l'effet cumulatif de l'application initiale est comptabilisé dans les résultats non distribués au 1^{er} janvier 2019. Par conséquent, les données comparatives n'ont pas été retraitées et elles continuent à être présentées conformément à IAS 17 et IFRIC 4.

À l'adoption d'IFRS 16, la Société a déterminé que la norme s'appliquait à certains contrats de location visant des bureaux et des véhicules, engagements liés au transport et baux de surface :

- Les contrats de location visant des bureaux englobent l'ensemble de l'espace de bureaux loué. Une partie de cet espace de bureaux a été sous-louée à d'autres parties afin de réduire l'exposition nette de la Société en vertu des contrats de location.
- Les engagements liés au transport se rapportent aux coûts futurs d'accès aux pipelines.
- Les contrats de location de véhicules ont trait aux engagements relatifs à l'utilisation de véhicules.
- Les baux de surface permettent l'accès aux terrains et à la superficie environnante d'une installation de traitement du gaz naturel ou du pétrole.

Par suite de l'adoption de cette norme, la Société a réaffecté les charges suivantes dans les états consolidés des résultats en 2019 aux frais de financement et aux charges d'épuisement, d'amortissement, de dépréciation et de désactualisation :

- Réduction des charges générales et administratives de 1 million de dollars avec augmentation correspondante des frais de financement et des charges d'épuisement, d'amortissement, de dépréciation et de désactualisation
- Réduction des charges d'exploitation de 2 millions de dollars avec augmentation correspondante des frais de financement et des charges d'épuisement, d'amortissement, de dépréciation et de désactualisation
- Réduction des frais de transport de 6 millions de dollars avec augmentation correspondante des frais de financement et des charges d'épuisement, d'amortissement, de dépréciation et de désactualisation
- Augmentation des frais de financement de 7 millions de dollars attribuable aux changements mentionnés ci-dessus attribuable à la désactualisation des passifs relatifs aux contrats de location

Pour en savoir plus sur les incidences de l'adoption d'IFRS 16 sur la Société, se reporter à la note 3 des états financiers consolidés audités de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2019.

Financement hors bilan

Obsidian Energy a conclu des arrangements de financement hors bilan sous forme de contrats de location simple. Les paiements exigibles aux termes de ces contrats sont présentés sous la rubrique « Obligations contractuelles et engagements ».

Estimations comptables critiques

Les principales méthodes comptables d'Obsidian Energy sont énoncées à la note 3 de nos états financiers consolidés audités. Pour établir les résultats financiers, Obsidian Energy doit effectuer certaines estimations comptables critiques, comme suit :

Épuisement et dépréciation

Les frais de mise en valeur des réserves de pétrole et de gaz naturel sont capitalisés et une charge d'épuisement est portée en diminution des produits connexes tirés de la production de pétrole et de gaz naturel selon le mode des unités de production en fonction des réserves prouvées et probables estimées établies selon les prix prévus des marchandises.

Les réserves de la Société ont été évaluées par Sproule Associates Limited (« SAL »), un cabinet d'ingénierie qualifié indépendant spécialisé en évaluation de réserves. Les estimations des réserves d'Obsidian Energy sont établies conformément au Règlement 51-101. Par nature, l'évaluation des réserves de pétrole et de gaz naturel est fondée sur des extrapolations et des modèles complexes, de même que sur d'autres hypothèses importantes portant sur l'ingénierie, les réservoirs, les capitaux, les prix et les coûts. Les estimations des réserves constituent une importante composante du calcul de l'épuisement ainsi que du calcul de la valeur recouvrable dans le cadre de tests de dépréciation. L'établissement de la valeur recouvrable comprend l'estimation du plus élevé des montants entre la juste valeur d'un actif diminuée des coûts de la vente, ou la valeur d'utilité. La valeur d'utilité correspond à la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs calculés selon un taux d'actualisation approprié. Dans la mesure où la valeur recouvrable, qui peut être fondée en partie sur ses réserves, est inférieure à la valeur comptable des immobilisations corporelles, une dépréciation est comptabilisée.

Passif relatif au démantèlement

Le passif relatif au démantèlement correspond à la valeur actualisée des obligations légales, contractuelles, juridiques ou implicites de la Société en matière de mise hors service d'actifs non courants, y compris les puits, les installations et les pipelines. Le passif est constaté au bilan et la valeur comptable de l'actif connexe est augmentée d'un montant correspondant. Le passif inscrit augmente au fil du temps au moyen de charges de désactualisation portées en résultat. Les révisions apportées au montant estimé ou au calendrier des obligations sont comptabilisées prospectivement à titre d'augmentations ou de diminutions du passif inscrit et de l'actif connexe. Les dépenses réelles de démantèlement sont imputées au passif à mesure que les coûts sont engagés. Les montants incorporés dans le coût des actifs connexes sont amortis par imputation en résultat de la même manière que le sont l'épuisement ou l'amortissement de l'immobilisation sous-jacente. L'incidence de ces normes comptables est expliquée à la note 9 afférente aux états financiers consolidés audités d'Obsidian Energy.

Obligation locative visant des bureaux

L'obligation locative visant des bureaux correspond à la valeur actualisée nette des paiements de loyers futurs requis par la Société aux termes de contrats de location non résiliables moins les recouvrements aux termes de contrats de sous-location en vigueur. Le passif est constaté au bilan, la variation correspondante étant portée en résultat. Le passif inscrit augmente au fil du temps au moyen de charges de désactualisation portées en résultat. Les révisions apportées au montant estimé ou au calendrier des obligations sont comptabilisées prospectivement à titre d'augmentations ou de diminutions du passif inscrit. Les paiements de loyers actuels moins les recouvrements au titre des contrats de sous-location sont imputés au passif à mesure que les coûts sont engagés. L'incidence de ces normes comptables est expliquée à la note 9 afférente aux états financiers consolidés audités d'Obsidian Energy.

Instruments financiers

Les instruments financiers figurant aux bilans se composent des débiteurs, de la juste valeur des instruments financiers dérivés, des passifs courants et de la dette à long terme. Exception faite des billets de premier rang, la juste valeur de ces instruments financiers se rapproche de leur valeur comptable en raison de leur échéance à court terme, de leur évaluation à la valeur de marché et du taux d'intérêt pratiqué sur le marché qui s'applique à la dette bancaire. La juste valeur estimative des billets de premier rang est présentée à la note 7 afférente aux états financiers consolidés audités de la Société.

Les variations des prix des marchandises sous-jacents influent directement sur les produits que tire Obsidian Energy de la vente de pétrole brut, de liquides du gaz naturel et de gaz naturel. Pour gérer notre programme d'investissement prévu à même nos rentrées de fonds provenant de l'exploitation, des instruments financiers, y compris des swaps et des tunnels, peuvent être utilisés de temps à autre.

Presque tous les débiteurs de la Société sont auprès de clients du secteur pétrolier et gazier et sont assujettis au risque de crédit normal du secteur. Obsidian Energy peut avoir recours à l'occasion à divers types d'instruments financiers pour réduire le risque auquel l'exposent les fluctuations des prix du pétrole et du gaz naturel, des coûts de l'électricité, des taux de change et des taux d'intérêt. L'utilisation de ces instruments nous expose à des risques de crédit liés à la possibilité de manquement de la part des contreparties aux instruments dérivés. La Société atténue ce risque au moyen de procédures limitant le risque de contrepartie, notamment en faisant uniquement affaire avec des institutions financières qui sont des parties à sa facilité de crédit ou qui ont une note de solvabilité élevée, de même qu'en obtenant des garanties financières dans certaines circonstances.

Impôt différé

L'impôt différé est comptabilisé selon de la méthode du report variable, selon laquelle les différences temporaires sont calculées en présumant que les actifs et passifs financiers seront réglés à leur valeur comptable. L'impôt différé est calculé sur les différences temporaires à l'aide des taux d'impôt quasi adoptés qui devraient s'appliquer lorsque les actifs et passifs d'impôt différé seront réalisés ou réglés.

Mesures non conformes aux PCGR

Certaines mesures financières figurant dans le présent rapport de gestion, dont les rentrées de fonds provenant de l'exploitation, les rentrées de fonds provenant de l'exploitation de base et diluées par action, les produits nets, les produits bruts, la dette nette et le BAIIA ajusté, ne sont pas définies et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS, et sont donc considérées comme des mesures non conformes aux PCGR. Par conséquent, elles pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Les rentrées de fonds provenant de l'exploitation correspondent aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, les dépenses de démantèlement, les règlements au titre de contrats de location déficitaires visant des bureaux, les incidences des transactions de financement liées à des contrats de change et au remboursement de dettes, les frais de restructuration et certaines autres charges, et sont représentatives des flux de trésorerie liés aux activités poursuivies. Les rentrées de fonds provenant de l'exploitation servent à évaluer la capacité de la Société de financer ses programmes d'investissement prévus. Se reporter à la rubrique « Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et rentrées de fonds provenant de l'exploitation » précédente qui présente un rapprochement entre les rentrées de fonds provenant de l'exploitation et les flux de trésorerie liés à l'exploitation, la plus proche mesure prescrite par les IFRS. Les produits nets correspondent au montant, par unité de production, des produits moins les redevances, les charges d'exploitation, les frais de transport et les profits et pertes réalisés au titre de la gestion des risques, et ils sont utilisés dans le cadre de décisions d'affectation du capital et du classement économique de projets. Se reporter aux rubriques « Résultats d'exploitation – produits nets » et « Faits saillants du quatrième trimestre – exploitation » précédentes qui présentent un calcul des produits nets de la Société pour l'exercice 2019 et le quatrième trimestre de 2019. Les produits bruts correspondent aux ventes de pétrole et de gaz naturel et autres produits incluant les profits et les pertes réalisés au titre de la gestion des risques sur les contrats sur marchandises et excluent les frais de traitement et autres produits et sont utilisés pour évaluer les montants en trésorerie réalisés sur les ventes de marchandises. Se reporter à la rubrique « Ventes de pétrole et de gaz naturel et produits bruts » précédente qui présente un rapprochement entre les produits bruts et les ventes de pétrole et de gaz naturel et autres produits, la plus proche mesure prescrite par les IFRS. La dette nette correspond au total de la dette à long terme et du fonds de roulement négatif et est utilisée par la Société pour évaluer

ses liquidités. La rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement – dette nette » précédente présente un calcul de la dette nette de la Société. Le BAIIA ajusté correspond aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant l'incidence des variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, les dépenses de démantèlement, les frais de financement, les profits et pertes réalisés sur les couvertures de change sur les paiements anticipés, les profits et pertes de change réalisés sur le remboursement anticipé de la dette, les dépenses de restructuration et autres charges. Le BAIIA ajusté, comme il est défini dans les conventions d'emprunt d'Obsidian Energy, exclut l'apport du BAIIA provenant des actifs vendus au cours des 12 mois précédents et est utilisé dans le calcul des clauses restrictives d'Obsidian Energy relatives à notre facilité bancaire consortiale et à nos billets de premier rang. De plus, en vertu de la facilité bancaire consortiale, les profits et pertes de change réalisés liés aux échéances de la dette sont exclus du calcul.

Information sur le pétrole et le gaz

Le nombre de barils équivalents de pétrole (« bep ») pourrait être trompeur, particulièrement s'il est utilisé hors contexte. Le ratio de conversion voulant qu'un bep corresponde à six mille pieds cubes de gaz naturel pour un baril de pétrole brut s'inspire d'une méthode de conversion du contenu énergétique équivalent qui s'applique essentiellement au bec du brûleur et ne représente pas une équivalence de valeur à la tête de puits. Étant donné que le ratio de valeur fondé sur le prix actuel du pétrole brut en regard du prix du gaz naturel s'écarte considérablement du ratio de conversion d'équivalence énergétique de 6:1, le ratio de conversion de 6:1 peut être trompeur en tant qu'indicateur de valeur.

Énoncés prospectifs

Certains énoncés que renferme le présent document constituent des énoncés ou des renseignements prospectifs (collectivement, les « énoncés prospectifs »). Plus particulièrement, le présent document contient des énoncés prospectifs portant notamment sur les sujets suivants : l'objectif et les options possibles dans le cadre du processus de recherche d'options stratégiques, et le moment où nous pourrions fournir une mise à jour sur ce processus; le fait que nous continuerons à nous concentrer sur la mise en valeur du secteur Willesden Green de Cardium, pour créer de la valeur grâce à cet actif de pétrole léger prévisible ayant un court délai de récupération et une faible décroissance; le fait que nous continuerons à nous concentrer sur nos plans stratégiques et de mise en valeur pour Cardium, sur la commercialisation de notre participation dans la PROP et sur notre participation au programme ABC; le fait que nous continuerons à évaluer la cession d'actifs et d'autres transactions dans le cadre du processus d'examen stratégique; les engagements futurs en matière de location et le fait d'être indemnisés en cas de sous-location par le propriétaire; le fait que si le contexte actuel des faibles prix du pétrole brut perdure, nous prévoyons des dépenses d'investissement minimales pour le reste de l'année, mais nous avons la flexibilité opérationnelle nécessaire si les prix du pétrole brut se redressent; la conviction que le plan de la Société de se concentrer sur la position de chef de file de Cardium offre un profil de croissance prévisible axé sur la création d'une valeur durable, pondérée en fonction des liquides, pour toutes les parties prenantes; le fait que les politiques, procédures et programmes de sécurité élaborés par Obsidian Energy doivent satisfaire ou dépasser les exigences législatives et que toutes les blessures et tous les incidents graves doivent être signalés et faire l'objet d'une enquête; le fait que la Société s'est engagée à réduire au minimum les incidences de ses activités sur l'environnement, ses programmes étant axés sur la communication avec les parties prenantes, la réduction des incidences, la conservation des ressources et l'abandon, la remise en état et l'assainissement des sites; le fait que la Société limitera les dépenses d'investissement pour les financer à même les rentrées de fonds provenant de l'exploitation; la conviction que la Société a la souplesse opérationnelle voulue et est prête à procéder à de nouveaux forages pour augmenter son programme d'investissement, selon les prix des marchandises; le fait que nous continuerons à rechercher des initiatives visant à réduire davantage notre structure de coûts, notamment en rationalisant nos actifs; les dates prévues de reconfirmation et d'échéance, le cas échéant, de la facilité de crédit, ainsi que les dates d'échéance des billets de premier rang et d'autres dates possibles si la facilité de crédit n'est pas reconfirmée en juin 2020; les modifications des clauses restrictives de nature financière et les délais applicables dans le cadre de conventions modificatrices; le fait que l'appel des anciens employés de Penn West sera probablement entendu en décembre 2020; le fait que la Société continue à mettre en œuvre un processus de vente officiel de notre participation dans la PROP; le fait que la conformité à certaines lois environnementales pourrait entraîner des charges additionnelles et que le non-respect de ces lois pourrait donner lieu à des amendes ou sanctions qui pourraient au total, et selon certaines hypothèses, être importantes; le fait que nous sommes déterminés à gérer l'incidence de nos activités sur l'environnement au moyen de nos

programmes environnementaux, qui comprennent la conservation des ressources, la gestion de l'eau, ainsi que l'abandon, la remise en état et l'assainissement des sites; le fait que nous maintiendrons le programme ABC pour 2020; le fait que la Société continuera de surveiller de près ses activités afin de réduire au minimum leur incidence sur l'environnement et d'affecter suffisamment de fonds à la remise en état et à d'autres activités destinées à atténuer l'incidence sur les secteurs où la Société exerce ses activités; le fait que la direction tient compte à la fois des risques d'exploitation et des risques financiers et prend des mesures appropriées pour atténuer l'exposition de la Société à certains risques et que la direction entretient des liens étroits avec les prêteurs et mandataires de la Société afin de suivre l'évolution des marchés du crédit, et que ces mesures et ces plans visent à renforcer la capacité de la Société à maintenir sa flexibilité financière et ses programmes d'investissement, ainsi que sa capacité à saisir des occasions sur le marché et à réaliser ses stratégies commerciales à plus long terme; l'incidence prévue sur la production du premier semestre en raison des activités d'interruption de la production; le moment où nous présenterons nos prévisions pour le second semestre de 2020; les prévisions du premier semestre de 2020, dont celles relatives à la production moyenne, aux dépenses d'investissement et de démantèlement, ainsi qu'aux charges d'exploitation et aux charges générales et administratives; le fait que le programme de réduction obligatoire de la production de pétrole brut et de bitume en Alberta aura peu d'incidence sur nos activités de 2020; le fait que selon les prévisions actuelles de la Société, même si d'autres réductions de prix devaient se produire (de l'ordre de 10 \$ US le baril), nous prévoyons disposer de liquidités suffisantes grâce à notre facilité de crédit consortiale et à notre capacité de prendre d'autres mesures proactives dans les limites du contrôle de la Société; le fait qu'en raison de l'importante volatilité des prix des marchandises attribuable à la pandémie de COVID-19, l'augmentation potentielle de l'offre de production de l'OPEP et de la Russie, et le manque potentiel de stocks forçant l'arrêt de la production pourraient entraîner des baisses importantes des prix des marchandises dans l'avenir, ce qui pourrait avoir une incidence sur les flux de trésorerie futurs et causer de l'incertitude à savoir si la Société disposera de liquidités suffisantes en 2020; et l'analyse de sensibilité et les obligations et engagements contractuels à venir. En outre, les énoncés se rapportant aux « réserves » ou aux « ressources » sont réputés prospectifs puisqu'ils reposent sur l'assertion implicite, fondée sur certaines estimations et hypothèses, que les réserves et ressources décrites existent bel et bien dans les quantités prévues ou estimées et pourront être exploitées de manière rentable.

Relativement aux énoncés prospectifs contenus dans le présent document, la Société a formulé des hypothèses à l'égard, entre autres, des éléments suivants : le fait que nous aurons la capacité de poursuivre nos activités et de réaliser nos actifs et de nous acquitter de nos obligations dans le cours normal des affaires; le fait que la Société ne conclut pas la cession ou l'acquisition de biens de production d'importance ou de redevances ou autres intérêts autres que ceux mentionnés aux présentes (à condition que les prévisions prospectives énoncées aux présentes, y compris à la rubrique « Perspectives », ne tiennent pas compte de la vente proposée de notre participation dans la PROP); l'incidence des réductions de production de pétrole brut et de bitume imposées par le gouvernement de l'Alberta; l'incidence d'événements régionaux et/ou mondiaux liés à la santé sur la demande d'énergie; les politiques énergétiques mondiales à venir; le fait que nous sommes en mesure d'aller de l'avant grâce aux différentes dates de reconfirmation et de nouvel examen de la facilité de crédit et de payer les billets de premier rang aux nouvelles dates d'échéance négociées; notre capacité de mettre en œuvre nos programmes, tel qu'il est décrit aux présentes et dans d'autres documents d'information et l'incidence qu'aura une mise en œuvre réussie de ces programmes sur notre Société et sur nos parties prenantes; que l'environnement actuel des prix des marchandises et des taux de change va se poursuivre ou s'améliorer; le niveau des dépenses d'investissement futures; les prix futurs du pétrole brut, des liquides de gaz naturel et du gaz naturel et les écarts de prix entre le pétrole léger, le pétrole moyen et le pétrole lourd, ainsi qu'entre les prix canadiens, WTI et mondiaux du pétrole et du gaz naturel; la production future de pétrole brut, de liquides de gaz naturel et de gaz naturel; les cours de change et les taux d'intérêt futurs; les niveaux d'endettement futurs; notre capacité à réaliser nos programmes d'investissement comme prévu sans répercussions négatives importantes dues à divers facteurs indépendants de notre volonté, notamment les conditions météorologiques, l'accès aux infrastructures et les retards dans l'obtention des autorisations réglementaires et des consentements des tiers; notre capacité à obtenir du matériel en temps voulu pour mener à bien nos activités de mise en valeur et le coût de ce matériel; notre capacité à commercialiser notre pétrole et notre gaz naturel auprès des clients actuels et de nouveaux clients; notre capacité à obtenir du financement selon des modalités acceptables, y compris notre capacité à renouveler ou à remplacer notre facilité bancaire consortiale et notre capacité à financer le remboursement de nos billets de premier rang à l'échéance; et notre capacité à accroître la production et les réserves grâce à nos activités de mise en valeur et d'exploitation.

Bien que la Société estime que les attentes véhiculées par les énoncés prospectifs exprimés dans le présent document, de même que les hypothèses qui les sous-tendent sont raisonnables, rien ne garantit que ces attentes se concrétiseront. Le lecteur est prié de ne pas se fier indûment à ces énoncés prospectifs, car rien ne garantit que les plans, les intentions ou les attentes qui les sous-tendent se produiront. Par nature, les énoncés prospectifs comprennent de nombreuses hypothèses, de nombreux risques connus et inconnus ainsi que de nombreuses incertitudes qui contribuent à la possibilité que les énoncés prospectifs figurant dans le présent document soient inexacts, ce qui pourrait faire en sorte que notre performance et nos résultats financiers réels des périodes futures diffèrent de manière considérable des estimations ou des projections relatives à la performance ou aux résultats futurs exprimés ou suggérés par ces énoncés prospectifs. Ces risques et incertitudes comportent notamment les facteurs suivants : la possibilité que nous ne puissions pas poursuivre nos activités et réaliser nos actifs et nous acquitter de nos obligations dans le cours normal des affaires; la possibilité que la Société ne soit pas en mesure de poursuivre avec succès la mise en œuvre d'une partie ou de l'ensemble de ses plans d'affaires et stratégies, et la possibilité qu'une partie ou la totalité des avantages que la Société prévoit obtenir pour son compte et ses parties prenantes par suite de la mise en œuvre réussie de ces plans et stratégies ne se matérialisent pas; la possibilité que la Société ne soit pas en mesure de conclure la cession d'actifs à des conditions favorables ou ne le puisse pas du tout, y compris la cession proposée de sa participation dans la PROP; l'incidence que tout programme d'aide gouvernementale pourrait avoir sur la Société en rapport, entre autres, avec la pandémie de COVID-19 et d'autres événements régionaux et/ou mondiaux liés à la santé; l'incidence sur la demande d'énergie d'événements régionaux et/ou mondiaux liés à la santé; la possibilité que la Société ne soit pas en mesure de renouveler ses facilités de crédit à des conditions acceptables, ou ne le puisse pas du tout, ou de financer le remboursement de ses billets de premier rang à leur échéance ou d'obtenir un financement par emprunt pour remplacer ses facilités de crédit ou ses billets de premier rang, ou les deux; la possibilité que nous ne respectons pas une ou plusieurs des clauses restrictives prévues par les accords conclus avec le consortium de banques et les détenteurs de nos billets de premier rang; la conjoncture économique et politique générale au Canada, aux États-Unis et ailleurs dans le monde et, en particulier, l'effet de cette conjoncture sur les prix des marchandises et sur notre accès aux capitaux; les conditions du secteur, y compris les fluctuations des prix du pétrole brut, des liquides de gaz naturel et du gaz naturel, les écarts de prix du pétrole brut et du gaz naturel produits au Canada par rapport à d'autres marchés et les contraintes en matière de transport, dont les contraintes liées à la capacité des pipelines et des chemins de fer; les fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt; des événements opérationnels ou environnementaux imprévus qui pourraient réduire la production, l'interrompre ou la retarder (y compris le froid extrême pendant les mois d'hiver, les incendies de forêt et les inondations); l'incidence des réductions de la production existante ou nouvelle; ainsi que les autres facteurs décrits sous la rubrique « Facteurs de risque » de notre notice annuelle et décrits dans les documents que nous avons déposés, qui peuvent être consultés à l'adresse www.sedar.com pour le Canada et à l'adresse www.sec.gov pour les États-Unis. Le lecteur doit savoir que la liste précédente de facteurs ne se prétend pas exhaustive.

Les énoncés prospectifs contenus dans le présent document ne sont valables qu'à la date de ce document. Sauf pour ce qui est expressément stipulé par les lois sur les valeurs mobilières pertinentes, la Société se dégage de toute obligation de mettre à jour publiquement les énoncés prospectifs. Les énoncés prospectifs contenus dans le présent document sont expressément visés par cette mise en garde.

Renseignements supplémentaires

Des renseignements supplémentaires sur Obsidian Energy, notamment sa notice annuelle, se trouvent sur le site Web de la Société à l'adresse www.obsidianenergy.com, sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com et sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov.