

RAPPORT DE GESTION

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020

Le présent rapport de gestion d'Obsidian Energy Ltd. (« Obsidian Energy », la « Société », « nous », « notre », « nos ») doit être lu avec les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020 et les états financiers consolidés audités et du rapport de gestion de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2019. Le présent rapport de gestion est daté du 30 octobre 2020. Tous les montants présentés dans ce rapport de gestion sont exprimés en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.

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 flux de trésorerie disponibles, les produits nets, les produits bruts et la dette nette, 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 trimestrielles

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

Trimestres clos les	30 sept. 2020	30 juin 2020	31 mars 2020	31 déc. 2019	30 sept. 2019	30 juin 2019	31 mars 2019	31 déc. 2018
Ventes de pétrole et de gaz naturel et autres produits	77 \$	52 \$	84 \$	112 \$	94 \$	109 \$	103 \$	82 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	34	2	33	49	32	(3)	(1)	19
De base par action	0,46	0,03	0,45	0,67	0,44	(0,04)	(0,01)	0,26
Dilués par action	0,46	0,03	0,45	0,67	0,44	(0,04)	(0,01)	0,26
Rentrées de fonds provenant de l'exploitation ¹⁾	30	25	37	54	29	41	36	(2)
De base par action	0,41	0,34	0,51	0,74	0,40	0,56	0,50	(0,03)
Diluées par action	0,41	0,34	0,51	0,74	0,40	0,56	0,50	(0,03)
Résultat net (perte nette)	(4)	(22)	(746)	(544)	(28)	(162)	(54)	(113)
De base par action	(0,05)	(0,30)	(10,22)	(7,45)	(0,38)	(2,22)	(0,74)	(1,56)
Dilué par action	(0,05) \$	(0,30) \$	(10,22) \$	(7,45) \$	(0,38) \$	(2,22) \$	(0,74) \$	(1,56) \$
Production								
Pétrole léger (en b/j)	10 952	12 800	12 512	12 246	10 802	12 453	12 376	11 429
Pétrole lourd (en b/j)	2 823	1 966	3 644	3 718	3 991	4 059	4 096	4 784
LGN (en b/j)	2 244	2 278	2 239	2 095	2 192	2 201	2 122	2 788
Gaz naturel (en Mpi ³ /j)	54	53	52	52	51	55	54	65
Total (en bep/j)	25 031	25 872	27 092	26 639	25 505	27 835	27 651	29 905

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)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	34 \$	32 \$	69 \$	28 \$
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(12)	(13)	(1)	46
Dépenses de démantèlement	1	5	9	8
Règlements de contrats de location de bureaux déficitaires	2	-	7	2
Perte de change réalisée – échéances des dettes	-	-	-	3
Charges de restructuration	-	-	-	3
Coûts de transaction	3	-	3	-
Autres charges ¹⁾	2	5	5	16
Rentrées de fonds provenant de l'exploitation	30 \$	29 \$	92 \$	106 \$
Par action				
De base par action	0,41 \$	0,40 \$	1,26 \$	1,46 \$
Diluées par action	0,41 \$	0,40 \$	1,26 \$	1,46 \$

1) Comprennent principalement les frais juridiques liés aux réclamations contre d'anciens employés de Penn West Petroleum Ltd. (« Penn West ») relativement au retraitement de certains résultats financiers de la Société en 2014.

Au cours du troisième trimestre de 2020, les rentrées de fonds provenant de l'exploitation et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont été légèrement supérieurs à ceux de la période correspondante, la baisse des produits découlant des prix du pétrole brut moins élevés ayant été contrebalancée par la baisse de la structure de coûts de la Société par suite de la mise en place des initiatives visant à réduire les charges d'exploitation et les charges générales et administratives.

Pour les neuf premiers mois de 2020, les rentrées de fonds provenant de l'exploitation ont été plus faibles que celles de 2019, surtout en raison de la baisse du prix du pétrole brut (particulièrement au cours du deuxième trimestre de 2020) découlant de l'incidence de la pandémie de COVID-19 et de ses effets potentiels sur l'offre et la demande, qui a été en partie contrebalancée par la baisse de la structure de coûts.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont augmenté au cours des neuf premiers mois de 2020, par rapport à ceux de la période correspondante, surtout en raison de l'incidence des variations des éléments du fonds de roulement.

Stratégie commerciale

Depuis mars 2020, le secteur pétrolier et gazier a affiché une importante volatilité des prix des marchandises, particulièrement du pétrole brut. Cela provient principalement de facteurs macroéconomiques liés à la pandémie de COVID-19 et des enjeux d'offre et de demande en découlant. Quand les prix du pétrole brut ont commencé à chuter en mars, nous avons achevé la plus grande partie de notre programme de forage pour le premier semestre de 2020, qui a totalisé 49 millions de dollars, y compris le forage de 10 puits horizontaux, et d'autres dépenses d'optimisation et de démantèlement. Étant donné l'environnement actuel de faible prix du pétrole brut, la Société prévoit des dépenses d'investissement minimales pour le reste de l'exercice et estime actuellement les dépenses totales à 64 millions de dollars pour 2020, y compris les dépenses d'investissement et de démantèlement. Comme au troisième trimestre de 2020, les activités d'investissement pour le quatrième trimestre de 2020 seront axées sur des activités d'optimisation très efficaces en matière de capital. Aucune activité de forage n'est prévue pour le reste de 2020, mais nous disposons d'une souplesse opérationnelle nous permettant de lancer rapidement nos activités de forage advenant que les prix du pétrole brut justifient l'investissement.

La Société a examiné activement son portefeuille au début de mars en tenant compte de l'évolution probable des prix des marchandises du moment et a interrompu la production jugée non rentable. Cela a réduit la production moyenne au deuxième trimestre de 2020 d'environ 2 100 bep/j. Cette réduction concernait surtout la production de pétrole lourd et la production connexe de gaz des secteurs de Peace River et Viking et certains puits de pétrole léger dans le secteur de Cardium. Alors que les prix du pétrole brut remontaient en mai et en juin, la Société a redémarré la plus grande partie de sa production qui était interrompue; à l'heure actuelle, une production d'environ 300 bep/j demeure interrompue, surtout dans le pétrole lourd. La Société continuera d'évaluer sur le plan économique et de rajuster, au besoin, sa base de production en fonction de la volatilité des prix des marchandises.

En 2020, la Société a continué de mettre l'accent sur des initiatives de réduction des coûts et de mettre en œuvre des mesures temporaires de réduction des coûts en raison des baisses des prix du pétrole occasionnées par la COVID-19. Les réductions des coûts d'exploitation prévues pour 2020 s'élèvent à 24 millions de dollars grâce à ces initiatives et à l'interruption de la production. Nous avons également réalisé des économies de 6 millions de dollars au chapitre des charges générales et administratives pour les neuf premiers mois de 2020 par rapport à la période correspondante de 2019.

La Société continue d'assurer le suivi des programmes d'aide appropriés des gouvernements. Jusqu'à présent, nous avons tiré parti de la Subvention salariale d'urgence du Canada (« SSUC »). La SSUC permet aux sociétés admissibles de recevoir une subvention en fonction du salaire des employés, sous réserve d'un montant maximal. Le programme a été prolongé jusqu'à 2021, et nous continuerons d'évaluer notre admissibilité à la SSUC modifiée au fur et à mesure que des précisions sont mises de l'avant. En outre, la Société a obtenu des subventions totalisant 17 millions de dollars dans le cadre du programme Alberta Site Rehabilitation (« ASR ») et une allocation supplémentaire de 4 millions de dollars dans le cadre de sa participation au programme de fermeture de sites pour la remise en état (le « programme ABC »). Ces attributions permettront à la Société d'étendre ses activités d'abandon à l'endroit des puits, des pipelines et des installations ainsi que ses activités de remise en état de sites connexes à compter du quatrième trimestre de 2020, et de réduire ainsi ses passifs relatifs au démantèlement. Nous continuerons de participer activement avec le gouvernement de l'Alberta au développement du programme ASR, et des autres programmes fédéraux et provinciaux, à mesure que les nouveautés sont annoncées.

Tandis qu'Obsidian Energy se tourne vers l'avenir, nous planifions nous concentrer sur la position de chef de file qu'occupe Cardium au sein du secteur et atteindre notre objectif de devenir une entité consolidante dans Cardium. Nous croyons que ce plan offre à toutes les parties prenantes une valeur durable prévisible générée selon notre profil de production axé sur les liquides. À cette fin, le 21 septembre 2020, la Société a officiellement présenté une offre en vue d'acheter toutes les actions ordinaires émises et en circulation (les « actions de Bonterra ») de Bonterra Energy Corp. (« Bonterra ») moyennant une contrepartie de deux actions ordinaires d'Obsidian Energy pour chaque action de Bonterra. La Société est d'avis que le regroupement des deux sociétés entraînera la création du champion dans Cardium, favorisant la réalisation de synergies importantes dont l'effet combiné permettra de générer des flux de trésorerie supérieurs, de réduire le niveau d'endettement, de baisser encore davantage son seuil de rentabilité par baril de WTI en \$ US et, ultimement, de remettre des liquidités aux actionnaires. Les avantages spécifiques qui devraient découler de ce regroupement sont bien supérieurs à ceux qu'Obsidian Energy ou Bonterra pourrait générer seule. Les avantages de cette transaction comprennent notamment les suivants :

- la taille accrue de l'entité issue du regroupement fera de nous l'un des 20 principaux producteurs de pétrole de l'Ouest canadien, avec des mesures financières améliorées, une présence accrue sur les marchés de capitaux et un meilleur positionnement pour la consolidation future de Cardium;
- l'entité issue du regroupement disposera d'une plateforme opérationnelle solide dotée d'une base de production à faible décroissance, d'une structure de coûts peu élevés et de produits nets élevés;
- avec l'amélioration de l'efficacité, nous prévoyons que l'entité issue du regroupement réalisera des synergies de réduction des coûts de plus de 100 millions de dollars sur trois ans, ce qui entraînera une augmentation des rentrées de fonds provenant de l'exploitation;
- les flux de trésorerie disponibles plus élevés permettront le remboursement accéléré de la dette (laquelle dette devrait diminuer pour correspondre à un ratio dette sur le BAIIA de 2:1 d'ici la fin de l'exercice 2022), la diminution du risque de crédit, l'amélioration de l'accès au capital et, ultimement, le rétablissement de dividendes en espèces ou d'un programme de rachat d'actions.

L'offre est en vigueur jusqu'à 17 h (heure normale des Rocheuses) le 4 janvier 2021, à moins qu'elle ne soit prolongée, devancée ou retirée. Veuillez consulter la note d'information relative à une offre publique d'achat datée du 21 septembre 2020 pour obtenir plus de renseignements. La Société fera part de toute mise à jour concernant l'offre s'il y a lieu.

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.

	T3 2020	T2 2020	T1 2020	T4 2019	T3 2019	T2 2019	T1 2019	T4 2018
Prix de référence								
Pétrole brut WTI (\$ US/b)	40,93 \$	27,85 \$	46,17 \$	56,96 \$	56,45 \$	59,81 \$	54,90 \$	58,81 \$
Pétrole mixte peu sulfuré Edmonton Par (\$ CA/b)	49,83	29,55	51,62	67,99	68,40	73,81	66,52	42,97
Western Canada Select (\$ CA/b)	42,41	22,42	34,11	54,29	58,39	65,72	56,73	25,63
NYMEX au carrefour Henry (\$ US/MBTU)	2,00	1,72	1,95	2,50	2,32	2,47	2,85	3,68
Indice AECO (\$ CA/kpi ³)	2,24	1,99	2,22	2,48	0,92	1,08	2,66	1,74
Taux de change (\$ CA/\$ US)	1,332	1,386	1,345	1,320	1,321	1,338	1,329	1,322
Différentiels des prix de référence								
WTI – Pétrole léger peu sulfuré Edmonton (\$ US/b)	(3,51)	(6,14)	(7,58)	(5,37)	(4,66)	(4,63)	(4,85)	(26,30)
WTI – Pétrole lourd WCS (\$ US/b)	(9,08)	(11,47)	(20,53)	(15,83)	(12,24)	(10,68)	(12,22)	(39,42)
Prix de vente moyen¹⁾								
Pétrole léger (\$ CA/b)	50,84	29,20	50,59	70,57	68,14	72,20	64,88	37,88
Pétrole lourd (\$ CA/b)	29,54	5,98	20,07	41,80	40,44	42,63	30,62	7,70
LGN (\$ CA/b)	22,11	11,65	22,52	31,42	15,75	14,95	21,44	24,99
Total des liquides (\$ CA/b)	43,06	24,18	41,13	60,10	54,87	59,05	52,37	28,39
Gaz naturel (\$ CA/kpi ³)	2,40 \$	2,14 \$	2,20 \$	2,55 \$	1,05 \$	1,18 \$	2,41 \$	2,46 \$

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

Pétrole brut

Les prix moyens du WTI se sont chiffrés à 40,93 \$ US le baril au troisième trimestre de 2020, contre 27,85 \$ US le baril au deuxième trimestre de 2020. L'amélioration des prix du pétrole brut est principalement attribuable au prolongement des mesures de réduction de la production par l'OPEP et au redressement partiel de la demande découlant de l'assouplissement de certaines restrictions liées à la COVID-19.

Les différentiels de prix se sont amenuisés par rapport à ceux du premier semestre de 2020 et ont été relativement stables au cours du troisième trimestre de 2020, les différentiels du pétrole mixte peu sulfuré (« MSW ») atteignant en moyenne 3,51 \$ US le baril et ceux du pétrole brut lourd Western Canadian Select (« WCS »), 9,08 \$ US le baril. L'amenuisement des différentiels est principalement attribuable à l'augmentation de la capacité de raffinage, la demande s'étant partiellement améliorée, ainsi qu'à la baisse de l'offre en raison de l'interruption de la production et de la prolongation de la saison de maintenance des exploitants de sables bitumineux dans l'Ouest canadien.

La Société a les contrats prévoyant la livraison physique de pétrole brut suivants :

	T4 2020	T1 2021
WTI en \$ CA/b	56,64 \$	55,54 \$
b/j	530	542

Gaz naturel

Les prix du NYMEX au carrefour Henry ont été volatils au cours du troisième trimestre de 2020, commençant à 1,69 \$ US par MBTU et atteignant un sommet de 2,57 \$ US par MBTU en août, étant donné que les niveaux de production ont été inférieurs aux prévisions en raison de l'interruption de la production et de la baisse des activités de forage. En septembre, les prix ont diminué, atteignant un creux de 1,33 \$ US par MBTU en raison des prévisions de températures plus chaudes que la moyenne automnale.

En Alberta, les prix de l'indice AECO (5A) ont évolué de la même façon que ceux du NYMEX au carrefour Henry, débutant le troisième trimestre à 1,87 \$ par kpi³, atteignant un sommet de 2,82 \$ par kpi³ au début septembre, puis diminuant à un creux de 1,32 \$ par kpi³ à la fin du trimestre. Le prix moyen de l'indice AECO (5A) au troisième trimestre s'est établi à 2,24 \$ par kpi³ pour la période.

La Société a les couvertures de gaz naturel suivantes en vigueur sur une base moyenne pondérée :

Nov. 2020 à mars 2021	
AECO en \$ CA/kpi ³	2,94
Total (en kpi ³ /j)	23 700

Prix de vente moyens

	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2020	2019	Variation en %	2020	2019	Variation en %
Pétrole léger (par baril)	50,84 \$	68,14 \$	(25)	43,14 \$	68,44 \$	(37)
Pétrole lourd (par baril)	29,54	40,44	(27)	19,99	37,89	(47)
LGN (par baril)	22,11	15,75	40	18,73	17,31	8
Total des liquides (par baril)	43,06	54,87	(22)	36,14	55,47	(35)
Profit (perte) au titre de la gestion des risques (par baril)	-	0,90	(100)	4,79	(1,64)	s. o.
Total des liquides, prix net (par baril)	43,06	55,77	(23)	40,93	53,83	(24)
Gaz naturel (par kpi ³)	2,40	1,05	>100	2,25	1,55	45
Perte au titre de la gestion des risques (par kpi ³)	(0,19)	-	s. o.	(0,09)	-	s. o.
Gaz naturel, prix net (par kpi ³)	2,21	1,05	>100	2,16	1,55	39
Prix moyen pondéré (par bep)	32,74	38,64	(15)	28,43	40,24	(29)
Profit (perte) au titre de la gestion des risques (par bep)	(0,42)	0,60	s. o.	2,98	(1,10)	s. o.
Prix moyen pondéré net (par bep)	32,32 \$	39,24 \$	(18)	31,41 \$	39,14 \$	(20)

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Production

Production quotidienne	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2020	2019	Variation en %	2020	2019	Variation en %
Pétrole léger (en b/j)	10 952	10 802	1	12 084	11 871	2
Pétrole lourd (en b/j)	2 823	3 991	(29)	2 811	4 048	(31)
LGN (en b/j)	2 244	2 192	2	2 254	2 172	4
Gaz naturel (en Mpi ³ /j)	54	51	6	53	53	-
Production totale (en bep/j)	25 031	25 505	(2)	25 995	26 989	(4)

Au cours du troisième trimestre de 2020, la Société n'a réalisé aucune activité de mise en valeur en raison de la pandémie de COVID-19 et de la faiblesse du prix des marchandises, ce qui a entraîné une légère diminution de la production imputable à la baisse de la production de base.

Pour les neuf premiers mois de 2020, en raison du contexte de faible prix du pétrole brut, la Société a interrompu la production jugée temporairement non rentable, ce qui réduit la production moyenne d'environ 2 100 bep/j, surtout du pétrole lourd provenant du secteur de Peace River, au cours du deuxième trimestre de 2020. Cette réduction a contribué à la baisse par rapport à la période de comparaison. À l'heure actuelle, une production d'environ 300 bep/j demeure interrompue. La Société continuera d'évaluer notre production et de l'ajuster au besoin dans ce contexte de volatilité des prix des marchandises.

La production de pétrole léger a poursuivi sa hausse par rapport aux périodes de comparaison, alors que les résultats de la Société provenant de son programme d'aménagement de Cardium de 2020 ont continué à surpasser les attentes. Par conséquent, notre production à Cardium a augmenté par rapport aux niveaux de l'année dernière. La baisse de la production de pétrole lourd a réduit la production totale de la Société, en raison des dépenses d'investissement restreintes, de notre décision d'interrompre temporairement la production à certains puits de pétrole lourd et de notre décision de repousser la réparation de certains puits non rentables.

La production moyenne des secteurs de la Société s'établit comme suit :

Production quotidienne (en bep/j)	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2020	2019	Variation en %	2020	2019	Variation en %
Cardium	20 661	19 426	6	21 615	20 622	5
Peace River	3 196	4 519	(29)	3 123	4 528	(31)
Alberta Viking	825	1 051	(22)	845	1 034	(18)
Legacy	349	509	(31)	412	805	(49)
Total	25 031	25 505	(2)	25 995	26 989	(4)

Produits nets

Trimestres clos les 30 septembre				
	2020			2019
	Liquides (b)	Gaz naturel (kpi ³)	Combiné (bep)	Combiné (bep)
Produits nets d'exploitation :				
Prix de vente	43,06 \$	2,40 \$	32,74 \$	38,64 \$
Profit (perte) au titre de la gestion des risques ¹⁾	-	(0,19)	(0,42)	0,60
Redevances	(1,81)	(0,12)	(1,42)	(3,12)
Transport	(2,70)	(0,19)	(2,13)	(2,72)
Charges d'exploitation ²⁾	(14,74)	(0,89)	(11,36)	(14,65)
Produits nets	23,81 \$	1,01 \$	17,41 \$	18,75 \$
	(b/j)	(Mpi ³ /j)	(bep/j)	(bep/j)
Production	16 019	54	25 031	25 505

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

2) Comprennent l'avantage des frais de traitement de tiers totalisant 2 millions de dollars (2 millions de dollars en 2019).

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre				
	2020			2019
	Liquides (b)	Gaz naturel (kpi ³)	Combiné (bep)	Combiné (bep)
Produits nets d'exploitation :				
Prix de vente	36,14 \$	2,25 \$	28,43 \$	40,24 \$
Profit (perte) au titre de la gestion des risques ¹⁾	4,80	(0,09)	2,98	(1,10)
Redevances	(2,10)	(0,05)	(1,48)	(2,89)
Transport	(2,40)	(0,21)	(2,01)	(2,83)
Charges d'exploitation ²⁾	(13,59)	(0,83)	(10,65)	(13,64)
Produits nets	22,85 \$	1,07 \$	17,27 \$	19,78 \$
	(b/j)	(Mpi ³ /j)	(bep/j)	(bep/j)
Production	17 149	53	25 995	26 989

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

2) Comprennent l'avantage des frais de traitement de tiers totalisant 5 millions de dollars (6 millions de dollars en 2019).

Pour le trimestre et les neuf premiers mois de 2020, les produits nets ont été plus faibles que ceux des périodes de comparaison, l'incidence de la pandémie de COVID-19 et ses effets sur l'offre et la demande donnant lieu à des prix réalisés moins élevés en 2020. Cette diminution a été en partie contrebalancée par la baisse des charges d'exploitation par suite de plusieurs initiatives réussies de réduction des coûts, le recul des taux de redevance entraîné par la baisse des prix du pétrole brut et la hausse des profits réalisés au titre de la gestion des risques sur les couvertures de pétrole brut, particulièrement au cours du premier semestre de 2020.

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 :

(en millions)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Ventes de pétrole et de gaz naturel et autres produits	77 \$	94 \$	213 \$	306 \$
Profit (perte) réalisé au titre de la gestion des risques ¹⁾	-	1	22	(8)
Moins : Frais de traitement	(2)	(2)	(5)	(6)
Moins : Produits de financement	-	(1)	-	(2)
Moins : Autres produits	-	-	(6)	-
Produits bruts	75 \$	92 \$	224 \$	290 \$

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 et les produits bruts ont diminué par rapport à ceux des périodes de comparaison par suite de la baisse des prix du pétrole brut découlant de la pandémie de COVID-19, de la diminution des volumes de production attribuable à l'interruption temporaire par la Société de la production jugée non rentable au cours du deuxième trimestre de 2020 et du report des dépenses d'investissement liées à la mise en valeur. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par les profits de couverture sur le pétrole brut et par les prix plus élevés tirés du gaz naturel en 2020, comparativement à 2019.

Variation des produits bruts

(en millions)	
Produits bruts – du 1 ^{er} janvier au 30 septembre 2019	290 \$
Diminution de la production de liquides	(7)
Diminution des prix des liquides ¹⁾	(69)
Diminution de la production de gaz naturel	-
Augmentation des prix du gaz naturel ¹⁾	10
Produits bruts – du 1 ^{er} janvier au 30 septembre 2020 ²⁾	224 \$

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

2) Exclut les frais de traitement et les autres produits.

Redevances

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Redevances (en millions)	4 \$	8 \$	11 \$	22 \$
Taux de redevance moyen ¹⁾	4 %	8 %	5 %	7 %
\$/bep	1,42 \$	3,12 \$	1,48 \$	2,89 \$

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

Pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2020, les redevances ont diminué par rapport à celles de la période de comparaison, principalement en raison de la baisse des prix du pétrole brut.

Charges

(en millions)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Charges d'exploitation	28 \$	36 \$	81 \$	106 \$
Transport	5	6	14	21
Frais de financement	7	12	28	31
Rémunération fondée sur des actions	1 \$	1 \$	2 \$	3 \$

(par bep)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Charges d'exploitation ¹⁾	11,36 \$	14,65 \$	10,65 \$	13,64 \$
Transport	2,13	2,72	2,01	2,83
Frais de financement	3,18	4,91	3,99	4,11
Rémunération fondée sur des actions	0,30 \$	0,38 \$	0,24 \$	0,48 \$

1) Comprennent l'avantage des frais de traitement de tiers totalisant 2 millions de dollars (2 millions de dollars en 2019) pour le troisième trimestre de 2020 et 5 millions de dollars (6 millions de dollars en 2019) pour les neuf premiers mois de 2020.

Charges d'exploitation

En 2020, la Société a continué de faire avancer plusieurs initiatives de réduction des coûts et a également réagi rapidement au contexte de faible prix des marchandises découlant de la pandémie de COVID-19, qui a eu comme conséquence l'interruption temporaire de la production jugée non rentable par la Société. Cette décision a permis de réduire les charges d'exploitation à partir du deuxième trimestre et partiellement au troisième trimestre de 2020, une grande partie de la production interrompue ayant repris par suite de l'amélioration des prix du pétrole. De plus, la Société a tiré parti du programme SSUC qui a réduit de 1,8 million de dollars les charges d'exploitation et dont l'incidence sur les charges d'exploitation a été de 0,25 \$ par bep pour les neuf premiers mois de 2020. La Société a réduit encore plus ses charges d'exploitation en réduisant temporairement les salaires des employés sur le terrain à compter du 1^{er} mai.

Les résultats de 2020 comprennent également l'incidence totale du programme d'interruption des actifs de Legacy de la Société, qui a été achevé en 2019.

Transport

La Société poursuivra la distribution à de multiples points de vente dans le secteur de Peace River afin d'accroître les prix réalisés. L'accroissement des prix réalisés est en partie contrebalancé par des frais de transport supplémentaires.

En 2020, la Société a temporairement interrompu les activités de production de divers puits de pétrole lourd situés à Peace River à partir du deuxième trimestre et pour une partie du troisième trimestre, ce qui a entraîné une réduction des frais de transport par rapport à ceux des périodes de comparaison.

Financement

Les frais de financement se composent de ce qui suit :

(en millions)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Intérêt sur la dette à long terme	5 \$	8 \$	19 \$	22 \$
Honoraires des conseillers	2	2	8	3
Désactualisation des obligations locatives	-	2	1	6
Financement	7 \$	12 \$	28 \$	31 \$

La structure de la dette d'Obsidian Energy comprend des emprunts à court terme en vertu de notre facilité de crédit consortiale et du financement à long terme sous forme de billets de premier rang. Les frais de financement ont diminué en regard de ceux des périodes de comparaison surtout en raison de la baisse des taux d'intérêt sur la facilité de crédit consortiale de la Société, en partie contrebalancée par la prolongation récente accordée par la banque et les honoraires de divers conseillers.

Les taux d'intérêt sur 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 30 septembre 2020, 86 % des instruments d'emprunt en cours de la Société (87 % au 31 décembre 2019) étaient exposés aux variations des taux d'intérêt à court terme.

La Société maintient une facilité de crédit consortiale fondée sur des réserves d'une capacité d'emprunt disponible et d'un montant pouvant être prélevé de respectivement 550 millions de dollars et de 450 millions de dollars. La période de renouvellement de la facilité de crédit consortiale se termine le 29 janvier 2021 et la date finale de remboursement est fixée au 30 novembre 2021. La facilité de crédit consortiale est assujettie à une réévaluation semestrielle de la capacité d'emprunt, habituellement en mai et en novembre de chaque année. Les deux dernières conventions modificatrices sont décrites ci-dessous.

- a) En septembre 2020, la Société a conclu une convention modificatrice avec ses prêteurs. En vertu de la convention, la facilité de crédit consortiale a continué d'être disponible et pouvait être renouvelée jusqu'au 31 octobre 2020, sous réserve de prolongations futures, la date finale de remboursement étant fixée au 30 novembre 2021. En lien avec la prolongation, les prêteurs avaient l'option de réévaluer la capacité d'emprunt le 31 octobre 2020.
- b) Après le 30 septembre 2020, la Société a conclu une convention modificatrice avec ses prêteurs en vertu de laquelle la période de renouvellement de la facilité de crédit consortiale est prolongée jusqu'au 29 janvier 2021, sous réserve de prolongations futures. La date finale de remboursement continue d'être le 30 novembre 2021. En lien avec la prolongation, les prêteurs ont l'option de réévaluer la capacité d'emprunt le 29 janvier 2021. De plus, les prêteurs ont décidé de ne pas réévaluer la capacité d'emprunt le 31 octobre 2020 et le 30 novembre 2020.

En 2020, la Société a convenu avec les porteurs de ses billets de premier rang de reporter ou de devancer au 30 novembre 2021 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.

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, et ce processus est toujours en cours. Ces options 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 de ce qui précède. Le 21 septembre 2020, la Société a officiellement présenté une offre en vue d'acheter toutes les actions ordinaires émises et en circulation de Bonterra moyennant une contrepartie de deux actions ordinaires d'Obsidian Energy pour chaque action de Bonterra. L'offre est en vigueur jusqu'à 17 h (heure normale des Rocheuses) le 4 janvier 2021, à moins qu'elle ne soit prolongée, devancée ou retirée. La Société évalue d'autres solutions stratégiques, sans toutefois pouvoir en garantir le dénouement. Le dénouement de ce processus ainsi que divers facteurs, notamment la réglementation gouvernementale 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 30 septembre 2020, la valeur comptable des billets de premier rang libellés en dollars américains de la Société s'élevait à 63 millions de dollars (62 millions de dollars au 31 décembre 2019). La hausse de la valeur comptable découle du recul du dollar canadien par rapport au dollar américain aux dates de clôture de comparaison. Le tableau qui suit présente un résumé des billets de premier rang en circulation au 30 septembre 2020 :

	Date d'émission	Montant (en millions)	Échéance initiale	Taux d'intérêt moyen	Durée moyenne pondérée jusqu'à l'échéance
Billets de 2008	29 mai 2008	4 \$ US	8 à 12 ans	6,40 %	1,2
Billets du T1 2010	16 mars 2010	10 \$ US	5 à 15 ans	5,85 %	1,2
Billets du T4 2010	2 décembre 2010	21 \$ US	5 à 15 ans	4,94 %	1,2
Billets de 2011	30 novembre 2011	12 \$ US	5 à 10 ans	4,79 %	1,2

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 »), aux unités d'actions restreintes (« UAR ») attribuées aux termes du régime d'unités d'actions de négociation restreinte et liées à la performance (« UARP »), au régime de droits différés à la valeur d'actions (« DDVA ») et aux unités d'actions liées à la performance (« UAP ») attribuées aux termes du régime d'UARP.

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

(en millions)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
UAR	1 \$	1 \$	2 \$	3 \$
Rémunération fondée sur des actions	1 \$	1 \$	2 \$	3 \$

Le cours de l'action utilisé aux fins du calcul de la juste valeur des obligations liées aux UAP et aux régimes de DDVA s'élevait à 0,49 \$ par action au 30 septembre 2020 (1,10 \$ en 2019). La charge de rémunération fondée sur des actions liée au régime de DDVA, au régime d'UAP et au régime d'options était négligeable pour les deux périodes.

Charges générales et administratives

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en millions, sauf les montants par bep)	2020	2019	2020	2019
Charges brutes	5 \$	9 \$	17 \$	29 \$
Par bep	2,29	3,72	2,41	3,85
Charges nettes	3	5	10	16
Par bep	1,40 \$	2,25 \$	1,47 \$	2,15 \$

En 2019, la Société s'est penchée davantage sur les activités d'aménagement à Cardium, ce qui 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. L'incidence totale de ces changements est réalisée en 2020, ce qui a entraîné une baisse des charges brutes et des charges nettes par rapport à celles de 2019.

En 2020, la Société a tiré parti du programme SSUC, ce qui a réduit les charges générales et administratives nettes d'environ 0,1 million de dollars, ou 0,05 \$ par bep, au troisième trimestre et de 0,6 million de dollars, ou 0,08 \$ par bep, pour les neuf premiers mois de 2020. De plus, en réponse à la conjoncture de faibles prix des marchandises découlant de la pandémie de COVID-19, le 1^{er} mai, la Société a réduit davantage les charges générales et d'administration en réduisant temporairement le salaire de tous les employés du siège social, en suspendant la cotisation correspondante de la Société au régime de retraite des employés et en réduisant les honoraires des membres du conseil d'administration de 10 %.

Charges de restructuration et autres charges

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en millions, sauf les montants par bep)	2020	2019	2020	2019
Restructuration	- \$	- \$	- \$	3 \$
Par bep	-	-	-	0,44
Autres	2	6	6	18
Par bep	0,36 \$	2,88 \$	0,81 \$	2,57 \$

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 la Société ne pouvait pas chercher à obtenir une déclaration à l'effet que les anciens employés n'avaient plus le droit à des avances ou des indemnités, car ils n'avaient pas agi avec intégrité et de bonne foi au mieux des intérêts de la Société, et qu'elle n'avait pas de motifs raisonnables de croire que les gestes ayant mené à la poursuite de la SEC étaient légaux, jusqu'après que les anciens employés aient eu la possibilité de se

défendre contre les allégations les visant dans le cadre de la poursuite de la SEC. La demande de la Société a été autorisée à aller de l'avant en raison de motifs subsidiaires liés au caractère raisonnable et approprié des frais, coûts et dépenses réclamés par les deux anciens employés.

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.

Le 28 avril 2020, la Cour de district du district Sud de New York a approuvé la convention de règlement conclue entre la SEC et les deux anciens employés. Aux termes de la convention de règlement, dans laquelle les anciens employés n'admettent ni ne réfutent les allégations déposées contre eux par la SEC, les deux anciens employés acceptent de verser un certain montant d'argent. La Société évalue actuellement l'incidence des conventions de règlement conclues avec la SEC sur les réclamations des anciens employés relativement aux avances et à l'indemnisation.

Même si la Société conteste devant le tribunal les avances et obligations d'indemnisation envers les anciens employés, elle continue de comptabiliser les charges engagées par les anciens employés qui sont présentées dans les autres charges dans le tableau ci-dessus.

Coûts de transaction

(en millions, sauf les montants par bep)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Coûts de transaction	3 \$	- \$	3 \$	- \$
Par bep	1,20 \$	- \$	0,39 \$	- \$

En septembre 2020, la Société a officiellement présenté une offre en vue d'acheter toutes les actions de Bonterra moyennant une contrepartie de deux actions ordinaires d'Obsidian Energy pour chaque action de Bonterra, ce qui a entraîné la comptabilisation de certains coûts de transaction au troisième trimestre de 2020.

Épuisement, amortissement, dépréciation et désactualisation

(en millions, sauf les montants par bep)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Épuisement et amortissement	28 \$	56 \$	104 \$	191 \$
Charges d'épuisement et d'amortissement par bep	12,00	23,38	14,58	25,82
Dépréciation des immobilisations corporelles	-	-	763	130
Dépréciation des immobilisations corporelles par bep	-	-	107,02	17,64
Désactualisation	1	2	6	7
Charge de désactualisation par bep	0,81 \$	0,99 \$	0,90 \$	0,99 \$

La charge d'épuisement et d'amortissement de la Société a diminué par rapport à celle des périodes de comparaison, principalement en raison de la comptabilisation de charges de dépréciation hors trésorerie au premier trimestre de 2020 et au quatrième trimestre de 2019. Ces charges de dépréciation ont été comptabilisées en raison surtout de la baisse des prix des marchandises prévus et de la hausse des taux d'actualisation, ce qui s'explique par la volatilité soutenue des prix des marchandises et de la valeur de marché dans le secteur pétrolier et gazier.

Au cours du premier trimestre de 2020, la Société a soumis l'ensemble de ses unités génératrices de trésorerie (« UGT ») à des tests de dépréciation du fait de la faiblesse des prix des marchandises, attribuable surtout à l'incidence de la pandémie de COVID-19 et aux préoccupations relatives aux problèmes potentiels d'offre et de demande. Par suite de ces tests, la Société a comptabilisé une dépréciation hors trésorerie totalisant 763 millions de dollars, dont un montant de 702 millions de dollars à l'égard de son UGT Cardium, un montant de 58 millions de dollars à l'égard de son UGT Peace River et un montant de 19 millions de dollars à l'égard de ses actifs communs. De plus, une reprise de perte de valeur de 16 millions de dollars a été comptabilisée à l'égard de l'UGT Legacy de la Société du fait que cette dernière a augmenté son taux d'actualisation utilisé pour évaluer son passif relatif au démantèlement en raison des conditions qui prévalaient sur le marché. Les pertes de valeur liées aux immobilisations corporelles peuvent être reprises au cours des périodes futures si les prévisions des prix des marchandises s'améliorent de façon significative.

Impôts

Au 30 septembre 2020, la Société était en position d'actif net d'impôt différé non comptabilisé d'environ 447 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 (le recouvrement) d'impôt différé est de néant pour le trimestre considéré.

Conversion des devises

Obsidian Energy comptabilise des profits ou pertes de change latents à la conversion en dollars canadiens, au moyen des cours de change en vigueur à la date de clôture, des billets de premier rang non garantis libellés en dollars américains et des intérêts courus sur ceux-ci. Les profits et pertes de change réalisés 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)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Perte de change réalisée	- \$	- \$	- \$	3 \$
Perte (profit) de change latent	(2)	1	1	(5)
Perte (profit) de change	(2) \$	1 \$	1 \$	(2) \$

Perte nette

(en millions, sauf les montants par action)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Résultat net (perte nette)	(4) \$	(28) \$	(772) \$	(244) \$
De base par action	(0,05)	(0,38)	(10,55)	(3,35)
Dilué par action	(0,05) \$	(0,38) \$	(10,55) \$	(3,35) \$

Au cours du troisième trimestre de 2020, la perte nette a été moindre que celle de la période de comparaison surtout en raison de la baisse de la dotation aux amortissements pour épuisement et de la réduction des charges d'exploitation, le tout en partie contrebalancé par la baisse des produits découlant principalement de la diminution des prix du pétrole brut en raison de la pandémie de COVID-19.

Pour les neuf premiers mois de 2020, la perte nette est principalement attribuable aux charges de dépréciation hors trésorerie comptabilisées au titre des immobilisations corporelles étant donné la baisse des prix des marchandises prévus en raison de l'incidence de la pandémie de COVID-19 et des répercussions potentielles sur l'offre et la demande.

Dépenses d'investissement

(en millions)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Forage et complétion des puits	3 \$	21 \$	34 \$	50 \$
Équipements de puits et installations	2	6	12	18
Acquisition et maintien de terrains	-	-	-	1
Dépenses d'investissement	5	27	46	69
Sorties de biens, montant net	-	-	-	(11)
Total des dépenses d'investissement	5 \$	27 \$	46 \$	58 \$

Compte tenu des prix des marchandises peu élevés en raison de la pandémie de COVID-19, les dépenses d'investissement de la Société ont été minimales pour le troisième trimestre de 2020.

Au début de 2020, la Société a continué de mettre l'accent sur la mise en valeur de Cardium, tout particulièrement dans le secteur de Willesden Green. Les dix puits bruts qui ont été forés au premier trimestre se situent dans ce secteur et tous ces puits ont été mis en production du mois de mars au mois de mai 2020.

En réponse à la conjoncture de faibles prix des marchandises, la Société prévoit des dépenses d'investissement modérées de 9 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2020. Les activités seront surtout consacrées à l'optimisation et à des projets d'infrastructure mineurs ainsi qu'au démantèlement. La Société dispose d'une souplesse opérationnelle lui permettant de lancer rapidement ses activités de forage advenant que les prix du pétrole brut justifient l'investissement.

Forage

(nombre de puits)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre			
	2020		2019	
	Frais bruts	Frais nets	Frais bruts	Frais nets
Pétrole	12	10	15	11
Injecteurs, puits stratigraphiques et puits de service	1	-	3	-
Total	13	10	18	11
Taux de réussite ¹⁾	100 %		100 %	

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

La Société n'a foré aucun puits au troisième trimestre de 2020.

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 est déterminée à maintenir en vigueur son adhésion au programme ABC au moins en 2020 et en 2021. Le gouvernement de l'Alberta a récemment annoncé la suspension des exigences en matière de dépenses du programme ABC pour 2020 et la Société prévoit que le montant de 9 millions de dollars qu'elle a déjà engagé en 2020 sera appliqué à sa cible dans le cadre du programme pour 2021. 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.

Jusqu'à présent, la Société a obtenu des subventions totalisant 17 millions de dollars dans le cadre du programme ASR et une allocation supplémentaire de 4 millions de dollars dans le cadre de sa participation au programme ABC. Ces attributions permettront à la Société d'étendre ses activités d'abandon à l'endroit des puits, des pipelines et des installations ainsi que ses activités de remise en état de sites connexes à compter du quatrième trimestre de 2020 et de réduire ainsi ses passifs relatifs au démantèlement.

Situation de trésorerie et sources de financement

Dettes nettes

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

(en millions)	30 septembre 2020	Aux 31 décembre 2019
Dettes à long terme		
Partie courante de la dette à long terme	- \$	434 \$
Partie non courante de la dette à long terme	458	27
Total	458	461
Insuffisance du fonds de roulement ¹⁾		
Trésorerie	(6)	(3)
Liquidités soumises à restrictions	(1)	(2)
Débiteurs	(36)	(66)
Charges payées d'avance et autres	(16)	(12)
Créditeurs et charges à payer	80	117
Total	21	34
Dettes nettes	479 \$	495 \$

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

La dette nette a diminué depuis le 31 décembre 2019, étant donné que la diminution des prix des marchandises découlant de l'incidence de la COVID-19, qui a généré une baisse des produits, a été plus que contrebalancée par des profits de couverture réalisés, une structure de coûts de la Société moins élevée (particulièrement au titre des charges d'exploitation et des charges générales et administratives) et des dépenses d'investissement moins élevées. La dette à long terme est demeurée relativement stable d'une période à l'autre.

Au 30 septembre 2020, la facilité de crédit de la Société a été classée comme passif non courant puisque la date de remboursement est fixée au 30 novembre 2021, soit au-delà des 12 mois suivant la date de clôture.

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 et des modifications de nature financière récemment apportées, se reporter à la rubrique « 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 approprié de la Société, à appuyer ses activités en cours et sa capacité à réaliser ses stratégies commerciales à plus long terme.

Au premier trimestre de 2020, 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 du total de la dette sur la structure du capital a été augmenté de manière permanente à 75 %.

Au 30 septembre 2020, la Société se conformait à toutes les clauses restrictives de nature financière suivantes :

	Limite	30 septembre 2020
Ratio de la dette de premier rang sur la structure du capital	Inférieur à 75 %	59 %
Ratio du total de la dette sur la structure du capital	Inférieur à 75 %	59 %

Au 30 septembre 2020, Obsidian Energy disposait de liquidités suffisantes aux termes de sa facilité de crédit consortiale pour respecter ses obligations courantes. Compte tenu des prix des marchandises à terme au 22 octobre 2020, la Société prévoit à l'heure actuelle qu'elle dispose de liquidités suffisantes aux termes de sa facilité de crédit consortiale pour financer ses activités, y compris les dépenses d'investissement prévues. La Société continue de générer des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et des rentrées de fonds provenant de l'exploitation positifs en fonction des prix récents des marchandises, comme en témoignent ses résultats du troisième trimestre et des neuf premiers mois de 2020. De plus, compte tenu des dernières prévisions de la Société, elle dispose de liquidités suffisantes dans l'éventualité où d'autres réductions des prix des marchandises à terme devaient survenir en raison de la capacité d'emprunt disponible et de la possibilité de mettre en place d'autres mesures proactives à l'égard desquelles la Société a un contrôle. Toutefois, compte tenu de la nature à court terme des périodes de prolongation de la facilité de crédit de la Société et en raison des fluctuations importantes des prix des marchandises depuis mars 2020 attribuables principalement à l'incidence de la pandémie de COVID-19 sur la demande de marchandises et les niveaux de production des pays membres de l'OPEP, 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 au cours de 12 prochains mois. La Société pourrait ainsi devoir obtenir du financement additionnel afin d'accroître ses liquidités, dont la disponibilité n'est pas assurée 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 30 septembre 2020, 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 limite son risque de crédit en mettant en œuvre des procédures de gestion du risque de contrepartie selon lesquelles elle ne fait affaire qu'avec les 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)
Swaps financiers sur l'AECO				
Swaps sur l'AECO	23 700 kpi ³ /j	Nov. 2020 à mars 2021	2,94 \$/ kpi ³	- \$
Total				- \$

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

(en millions)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Profit (perte) réalisé				
Règlement de contrats sur marchandises	- \$	1 \$	22 \$	(8) \$
Total du profit (de la perte) réalisé au titre de la gestion des risques	- \$	1 \$	22 \$	(8) \$
Profit (perte) latent				
Contrats sur marchandises	- \$	3 \$	- \$	(5) \$
Total du profit (de la perte) latent au titre de la gestion des risques	-	3	-	(5)
Profit (perte) au titre de la gestion des risques	- \$	4 \$	22 \$	(13) \$

De plus, les contrats prévoyant la livraison physique suivants de la Société étaient en cours au 30 septembre 2020.

	Volume nominal	Durée résiduelle	Prix
Contrats prévoyant la livraison physique de pétrole brut			
WTI	530 b/j	Oct. à déc. 2020	56,64 \$/b

Après le 30 septembre 2020, la Société a conclu un contrat additionnel prévoyant la livraison physique de 542 barils de pétrole brut par jour entre janvier et mars 2021 à un prix de 55,54 \$ le baril.

Perspectives

Pour le deuxième semestre de 2020, la Société prévoit des activités d'investissement modérées compte tenu du prix actuel des marchandises. Les dépenses d'investissement seront consacrées à des projets d'optimisation hautement efficaces et à des activités de démantèlement. La Société a augmenté ses prévisions relatives aux dépenses d'investissement de 2 millions de dollars pour le deuxième semestre de 2020 en raison de l'ajout de projets d'infrastructure mineurs, sinon ses prévisions demeurent inchangées. Les estimations actuelles de nos mesures clés pour le deuxième semestre de 2020 et l'exercice 2020 se présentent comme suit :

Mesures		Fourchette de prévisions – Deuxième semestre de 2020	Fourchette de prévisions – Exercice 2020
Production moyenne ^{1), 2)}	bep/j	24 000 – 24 500	25 000 – 25 500
Dépenses d'investissement	millions \$	12	53
Dépenses de démantèlement	millions \$	3	11
Charges d'exploitation ³⁾	\$/bep	12,00 \$ – 12,50 \$	11,10 \$ – 11,50 \$
Charges générales et administratives ³⁾	\$/bep	1,50 \$ – 1,65 \$	1,50 \$ – 1,60 \$

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

2) Pour le deuxième semestre de 2020, le point médian de la fourchette de prévisions correspond à 10 840 barils par jour de pétrole léger, à 2 995 barils par jour de pétrole lourd, à 2 000 barils par jour de LGN et à 50 500 kpi³ par jour de gaz naturel. Pour l'exercice 2020, le point médian de la fourchette de prévisions correspond à 11 680 barils par jour de pétrole léger, à 2 885 barils par jour de pétrole lourd, à 2 135 barils par jour de LGN et à 51 300 kpi³ par jour de gaz naturel.

3) La Société s'attend à ce que l'incidence liée à la SSUC soit mineure au quatrième trimestre de 2020 en raison des récents prix des marchandises et des critères en vigueur du programme, lesquels sont susceptibles de changer.

Les perspectives dans la présente rubrique fournissent aux actionnaires des renseignements relatifs aux attentes d'Obsidian Energy en date du 30 octobre 2020 à l'égard de la production moyenne, des dépenses d'investissement, des dépenses de démantèlement, des charges d'exploitation et des charges générales et administratives pour le deuxième semestre de 2020 et l'exercice 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, toute décision prise pour interrompre davantage la production ou reprendre la production de biens dont les activités avaient été interrompues, l'incidence de la pandémie de COVID-19 sur l'offre et la demande de marchandises, particulièrement le pétrole brut, les changements au programme obligatoire de réduction de production de pétrole brut et de bitume du gouvernement de l'Alberta, ou l'admissibilité aux programmes d'aide gouvernementale et la possibilité d'en recevoir des paiements, 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 pour 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.

Variable	Variation	Incidence sur les rentrées de fonds	
		millions \$	\$ par action
Prix du baril de liquides	WTI – 1,00 \$ US	6	0,07
Production de liquides	1 000 b/j	9	0,12
Prix du kpi ³ de gaz naturel	AECO – 0,10 \$	1	0,02
Production de gaz naturel	10 Mpi ³ /j	2	0,03
Taux d'intérêt effectif	1 %	4	0,05
Taux de change (\$ US/\$ CA)	0,01 \$	2	0,03

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⁾	- \$	458 \$	- \$	- \$	- \$	- \$	458 \$
Transport	2	7	5	3	2	7	26
Infrastructure électrique	2	6	2	-	-	-	10
Obligations relatives aux intérêts	5	19	-	-	-	-	24
Location de bureaux	2	10	10	10	10	1	43
Obligation locative	1	5	3	1	-	6	16
Passif relatif au démantèlement ²⁾	3	7	7	1	1	41	60
Total	15 \$	512 \$	27 \$	15 \$	13 \$	55 \$	637 \$

1) Le montant de 2021 comprend 395 millions de dollars liés à la facilité de crédit consortiale dont le renouvellement est prévu en novembre 2021.

2) Ces montants représentent les dépenses futures, compte tenu de l'inflation et actualisées, de remise en état et d'abandon qui devraient être engagées au cours de la durée de vie des biens de la Société.

La période de renouvellement de notre facilité de crédit consortiale se poursuit jusqu'au 29 janvier 2021 et la date finale de remboursement a été repoussée au 30 novembre 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 30 septembre 2020	73 506 743
Émissions dans le cadre du régime d'UAR	5 911
Au 30 octobre 2020	73 512 654
Options en cours :	
Au 30 septembre 2020 et au 30 octobre 2020	961 954

Changements au contrôle interne à l'égard de l'information financière (« CIIF »)

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} juillet 2020 et clos le 30 septembre 2020 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.

Obsidian Energy a recours au document intitulé *Internal Control - Integrated Framework (2013)* publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission (le « COSO ») pour la conception et l'évaluation du contrôle interne à l'égard de l'information financière.

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 ».

Mesures non conformes aux PCGR

Certaines mesures financières employées dans ce rapport de gestion, y compris les rentrées de fonds provenant de l'exploitation, les rentrées de fonds provenant de l'exploitation de base ou diluées par action, les flux de trésorerie disponibles, les produits nets, les produits bruts et la dette nette, ne comportent aucun sens normalisé 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, les coûts de transaction 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 flux de trésorerie disponibles correspondent aux rentrées de fonds provenant de l'exploitation diminuées des dépenses d'investissement et les dépenses de démantèlement. 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 au calcul des produits nets de la Société sous la rubrique « Résultats d'exploitation – Produits nets » ci-dessus. Les produits bruts correspondent aux ventes de pétrole et de gaz naturel et autres produits incluant les profits et pertes réalisés au titre de la gestion des risques sur les contrats sur marchandises et excluent les frais de traitement, les produits de financement 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 de l'insuffisance du fonds de roulement 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.

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 du pétrole brut en regard du prix du gaz naturel peut s'écarter considérablement, de temps à autre, 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 »). Le présent document contient en particulier des énoncés prospectifs portant notamment sur les sujets suivants : le fait que la Société prévoit des dépenses d'investissement minimales pour le reste de l'exercice et l'estimation actuelle établie pour 2020, y compris les dépenses d'investissement et les dépenses de démantèlement; le fait que la Société continuera d'évaluer sur le plan économique et de rajuster, au besoin, sa base de production en fonction de la volatilité des prix des marchandises; le fait que la Société continue d'assurer le suivi des programmes d'aide appropriés des gouvernements pour déterminer son admissibilité à ceux-ci et continuera d'évaluer son admissibilité au programme SSUC modifié au fur et à mesure que des précisions sont mises de l'avant; la façon dont le programme ASR permettra à la Société d'étendre ses activités d'abandon, d'ajuster leur calendrier et de participer activement dans ce type d'initiative; notre plan de nous concentrer sur la position de chef de file qu'occupe Cardium au sein du secteur et d'atteindre notre objectif de devenir une entité consolidante dans Cardium, lequel plan offre à toutes les parties prenantes une valeur durable prévisible générée selon notre profil de production axé sur les liquides; les avantages et les synergies découlant de l'offre en vue d'acheter toutes les actions de Bonterra et le fait que ces éléments sont bien supérieurs à ceux que chaque entité pourrait générer seule; les dates prévues de reconfirmation et de remboursement, le cas échéant, de la facilité de crédit et la date de l'option offerte au prêteur de réévaluer la capacité d'emprunt de cette dernière, ainsi que les dates d'échéance des billets de premier rang; le dénouement éventuel du processus de recherche de solutions de rechange stratégiques ainsi que divers facteurs, notamment la réglementation gouvernementale et le contexte des prix des marchandises, pouvant donner lieu à des risques et des incertitudes entourant les reconfirmations de la période renouvelable et les modalités des prochains renouvellements de la facilité de crédit consortiale; le contexte entourant le fait que l'appel d'anciens membres du personnel de Penn West sera vraisemblablement entendu en décembre 2020; la possibilité que les pertes de valeur liées aux immobilisations corporelles puissent être reprises au cours des périodes futures à condition que les prévisions relatives aux prix des marchandises s'améliorent considérablement; la priorité en matière d'investissement au quatrième trimestre de 2020 et la souplesse opérationnelle pour lancer rapidement les activités de forage advenant que les prix du pétrole brut justifient l'investissement; le fait que la conformité à certaines lois environnementales pourrait entraîner des dépenses 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 résolus 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 notre participation au programme ABC en 2020 et en 2021; le fait que la suspension du programme ABC se poursuivra en 2020 et que les montants engagés en 2020 aux termes de celui-ci pourront être affectés à notre cible pour 2021; le fait que la Société continuera de surveiller de près ses activités afin de réduire au minimum son 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; les modifications des clauses restrictives de nature financière et les délais applicables dans le cadre des conventions modificatrices; 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 qu'elle 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, à l'appui de la continuité de ses activités et de la réalisation de ses stratégies commerciales à plus long terme; nos couvertures; le fait que la Société prévoit disposer de liquidités suffisantes aux termes de sa facilité de crédit consortiale

pour financer ses activités et, en fonction des prix à terme, ne s'attend pas à déployer un programme d'investissement axé sur la mise en valeur; le fait qu'en raison de la volatilité importante des prix des marchandises attribuable à la pandémie de COVID-19 et du manque éventuel de capacité de stockage forçant les interruptions de production, de nouvelles 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 pour les 12 prochains mois, et, qu'en conséquence, la Société soit tenue d'obtenir, pour accroître ses liquidités, d'autres sources de financement, dont la disponibilité est incertaine à l'heure actuelle; les prévisions pour le deuxième semestre de 2020 et de l'exercice 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; et l'analyse de sensibilité et les obligations et engagements contractuels à venir.

Relativement aux énoncés prospectifs contenus dans le présent document, la Société a formulé des hypothèses à l'égard, entre autres, des éléments suivants : les avantages que la Société et ses parties prenantes prévoient obtenir de l'acquisition proposée de Bonterra; le fait que la Société sera en mesure de poursuivre son exploitation et de réaliser ses actifs et de s'acquitter de ses obligations dans le cours normal des activités; le fait que la Société ne conclut pas la cession ou l'acquisition de biens de production d'importance ou de redevances ou autres participations dans ces actifs autres que ceux mentionnés aux présentes (dans la mesure où, sauf indication contraire, les énoncés prospectifs contenus dans les présentes, y compris dans la rubrique « Perspectives », ne tiennent pas compte de la transaction proposée); l'incidence d'événements régionaux et/ou mondiaux liés à la santé, dont la pandémie persistante de COVID-19, sur la demande d'énergie et les prix des marchandises; le fait que l'exploitation et la production de la Société ne seront pas perturbées par des circonstances découlant de la pandémie de COVID-19 et des réponses des gouvernements et du public à la pandémie; les politiques énergétiques mondiales à venir, y compris le maintien de la capacité des pays membres de l'OPEP, de la Russie et d'autres pays à convenir, de temps à autre, de quotas de production ou à y adhérer; notre admissibilité (ou notre capacité de demeurer admissible) aux nouveaux programmes ou aux programmes actuels des gouvernements dans le contexte de la pandémie de COVID-19 (dont la SSUC et le programme ASR) et notre capacité à obtenir une aide financière aux termes de ceux-ci ainsi que l'incidence de ces programmes sur notre situation financière; notre capacité de mettre en œuvre nos plans, décrits aux présentes et dans d'autres documents d'information, et l'incidence qu'aura une mise en œuvre réussie de ces plans sur notre Société et sur nos parties prenantes; le niveau des dépenses d'investissement et de démantèlement futures; les charges d'exploitation et les charges générales et administratives futures; les prix futurs du pétrole brut, des liquides de gaz naturel et du gaz naturel et les différentiels 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; les activités de couverture futures; la production future de pétrole brut, de liquides de gaz naturel et de gaz naturel, y compris le fait que nous n'ayons pas à interrompre à nouveau la production en raison d'une baisse soutenue des prix des marchandises ou d'une érosion continue de ceux-ci, et nos attentes quant à leur redressement de sorte que la production des actifs dont les activités ont été interrompues puisse être relancée; les taux 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 liées à divers facteurs indépendants de notre volonté, notamment les phénomènes météorologiques extrêmes, les incendies de forêt, 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 avec succès 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 prolonger, s'il y a lieu, les périodes de renouvellement et de remboursement de notre facilité de crédit, notre capacité à maintenir notre capacité d'emprunt actuelle aux termes de notre facilité de crédit, 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 notre exploitation et réaliser nos actifs et nous acquitter de nos obligations dans le cours normal des activités; 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 d'effectuer une ou plusieurs des transactions potentielles recherchées conformément à son processus d'examen des solutions de rechange stratégiques, y compris l'acquisition proposée de Bonterra à des conditions favorables, ou que la Société et ses parties prenantes n'obtiennent pas les avantages prévus d'une telle transaction qui est réalisée (y compris les avantages liés à l'acquisition de Bonterra décrits aux présentes); la possibilité que la Société ne soit plus ou pas admissible à un ou à plusieurs programmes d'aide gouvernementale en rapport avec la pandémie de COVID-19 et d'autres événements régionaux et/ou mondiaux liés à la santé, que l'incidence de ces programmes soit moins importante que prévu, que les avantages de l'un ou de plusieurs de ces programmes soient réduits ou que l'un ou plusieurs de ces programmes aient pris fin; l'incidence des événements régionaux et/ou mondiaux liés à la santé sur la demande énergétique et les prix des marchandises, notamment la pandémie de COVID-19 actuelle et les réponses des gouvernements et du public à celle-ci, y compris le risque que l'effondrement de la demande énergétique ou l'ampleur de la baisse de la demande dépassent nos attentes; le risque que la baisse importante de la valeur des sociétés pétrolières et gazières et de leurs titres et que la perte de confiance générale à l'égard du secteur pétrolier et gazier, entraînée par la pandémie de COVID-19, persistent ou s'accroissent; le risque que la pandémie de COVID-19 ait une incidence négative sur la situation financière des contreparties contractuelles de la Société et sur leur capacité à respecter leurs obligations contractuelles; la possibilité que les périodes de renouvellement ou de remboursement de notre facilité de crédit ne puissent être prolongées et que la date d'échéance de nos billets de premier rang ne puisse être reportée de nouveau, s'il y a lieu, que la capacité d'emprunt aux termes de notre facilité de crédit soit réduite, 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, du moins selon des conditions acceptables, le remboursement de nos billets de premier rang à leur échéance ou d'obtenir un financement par emprunt ou par capitaux propres pour remplacer nos facilités de crédit ou nos billets de premier rang, ou les deux; la possibilité que nous ne respections pas une ou plusieurs des clauses restrictives de nature financière prévues par les accords conclus avec nos prêteurs et les détenteurs de nos billets de premier rang; la possibilité que nous soyons forcés d'interrompre davantage la production ou de prolonger les interruptions de production en vigueur, soit parce que les prix des marchandises n'ont pas augmenté ou qu'ils ont diminué davantage, soit en raison de changements apportés aux programmes de réduction gouvernementaux en vigueur ou de l'imposition de nouveaux programmes; les risques que les pays membres de l'OPEP, la Russie et d'autres pays ne s'entendent pas sur les quotas de production ou qu'ils respectent, de temps à autre, les quotas de production qui sont suffisants pour équilibrer les données fondamentales de l'offre et de la demande du pétrole brut; 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 différentiels 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); la possibilité que les mesures d'économie de carburant, les exigences en matière de combustibles de remplacement, la demande croissante des consommateurs pour des produits de substitution aux hydrocarbures et les progrès technologiques en matière d'économie de carburant et de production d'énergie renouvelable puissent réduire de façon permanente la demande de pétrole et de

gaz naturel ou nuire en permanence à la capacité de la Société, ou entraîner son incapacité, à obtenir du financement à des conditions acceptables, et la possibilité que la totalité ou une partie de ces risques soient accrus en raison de la réaction des gouvernements et des consommateurs à la pandémie actuelle de COVID-19 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.