

TORC OIL & GAS LTD.

ANNEXE 51-102A4

DÉCLARATION D'ACQUISITION D'ENTREPRISE

Rubrique 1 Identification de la société

1.1 Dénomination et adresse

TORC Oil & Gas Ltd. (« **TORC** » ou la « **société** »)
525 - 8th Avenue S.W., bureau 1800
Calgary (Alberta) T2P 1G1

1.2 Membre de la haute direction

Le nom du membre de la haute direction de TORC qui est bien renseigné à propos de l'acquisition significative et de la présente déclaration est M. Jason Zabinsky, vice-président, Finances et chef des finances de TORC et son numéro de téléphone professionnel est le 403-930-4120.

Rubrique 2 Détails de l'acquisition

2.1 Nature de l'entreprise acquise

Le 15 juin 2015, TORC a mené à terme l'acquisition de certains éléments d'actif contenant des liquides et du pétrole léger (l'« **actif acquis** ») qu'elle avait annoncée le 27 avril 2015 (l'« **acquisition** »), conformément à une convention d'achat et de vente intervenue le 26 avril 2015 entre TORC et le vendeur (le « **vendeur** ») de l'actif acquis (la « **convention relative à l'acquisition** »).

L'actif acquis est situé au sud-est de la Saskatchewan, environ 200 kilomètres au sud-est de Regina et au Manitoba, environ 200 kilomètres à l'est de Regina. L'actif acquis comprend une participation directe moyenne d'environ 92 % dans 116 631 acres bruts (107 862 acres nets) de terrains non développés au 29 avril 2015. La production tirée de l'actif acquis se compose quant à 98 % de pétrole brut et de liquides de gaz naturel et quant à 2 % de gaz naturel. Les terrains comprennent 624 puits bruts de pétrole producteurs (377 puits nets) et 613 puits bruts de pétrole non producteurs (437 puits nets) au 31 mars 2015. Les principales installations comprennent, notamment des installations de production de pétrole exploitées à Ingoldsby, à Macoun, à Manson, à Pinto, à Steelman et à Wapella.

La totalité des réserves associées à l'actif acquis se trouve dans les provinces de la Saskatchewan et du Manitoba. Aucune réserve de pétrole lourd n'est associée à l'actif acquis. Les données relatives aux réserves et certaines autres informations sur le pétrole et le gaz relatives à l'actif acquis sont données à l'annexe A à la présente déclaration d'acquisition d'entreprise.

Une partie de l'actif acquis était visée par des DDPR au moment de la signature de la convention relative à l'acquisition (les « **terrains visés par des DDPR** »). Conformément aux conditions de la convention relative à l'acquisition, le vendeur était tenu d'envoyer des avis aux titulaires d'un DDPR. Ces tiers disposaient d'un délai après la réception de l'avis pour renoncer à leurs DDPR ou pour les exercer et acquérir les terrains visés par des DDPR auprès du vendeur au même prix d'achat que celui que TORC avait convenu de payer pour ces terrains. Ces avis ont été envoyés et les DDPR ont tous fait l'objet d'une renonciation ou ont expiré.

2.2 Date d'acquisition

La clôture de l'acquisition a eu lieu le 15 juin 2015 et sa date d'effet est le 1^{er} mai 2015.

2.3 Contrepartie

Conformément à la convention relative à l'acquisition, l'actif acquis a été acheté moyennant une contrepartie au comptant totale d'environ 430 millions de dollars (avant ajustements postérieurs à la clôture).

2.4 Effet sur la situation financière

La société a financé la contrepartie pour l'actif acquis avec une partie du produit net qu'elle a tiré d'un placement par voie de prise ferme de 28 520 000 reçus de souscription de la société (les « **reçus de souscription** ») au prix de 10,10 \$ le reçu de souscription, y compris 3 720 000 reçus de souscription émis à l'exercice de l'option de surallocation attribuée aux preneurs fermes du placement, et de la vente de 14 850 000 reçus de souscription au prix de 10,10 \$ le reçu de souscription à l'Office d'investissement du régime de pensions du Canada dans le cadre d'un placement privé parallèle non effectué par l'entremise d'un courtier. Le produit net total que TORC a tiré du financement par voie de prise ferme et du placement privé parallèle s'est élevé à environ 425 millions de dollars.

Sauf divulgation contraire publique de TORC et dans le cours normal de ses affaires, TORC n'a actuellement aucun projet ni proposition de changement important dans les activités commerciales de TORC ou concernant l'actif acquis qui pourrait avoir un effet significatif sur la performance financière ou la situation financière de TORC, notamment aucun projet de vendre, de louer ou d'échanger la totalité ou une partie importante de la participation de TORC dans l'actif acquis ni d'apporter des changements importants à l'entreprise de TORC.

Prière de se reporter aux états des résultats d'exploitation et aux états financiers pro forma joints à la présente déclaration d'acquisition d'entreprise en annexes B et C respectivement. L'information financière dans les présentes a été préparée conformément aux principes comptables généralement reconnus fixés par l'Institut Canadien des Comptables Agréés et permis en vertu du *Règlement 52-107 sur les principes comptables et normes d'audit acceptables* (qui, depuis le 1^{er} janvier 2011, sont conformes aux Normes internationales d'information financière en leur version publiée par le Conseil des normes comptables internationales). Sauf indication contraire, dans la présente déclaration d'acquisition d'entreprise, le numéraire est exprimé en dollars canadiens.

Les états pro forma des résultats d'exploitation de TORC pour l'exercice terminé le 31 décembre 2014 sont inclus en annexe C à la présente déclaration d'acquisition d'entreprise, compte tenu de l'acquisition comme si l'acquisition avait pris effet au commencement de cet exercice.

2.5 Évaluations antérieures

Aucune opinion en matière d'évaluation n'a été obtenue au cours des 12 derniers mois par TORC ni, pour autant que sache TORC, par le vendeur de l'actif acquis et exigée en vertu de la législation en valeurs mobilières ou par une Bourse canadienne ou un marché canadien à l'appui de la valeur de la contrepartie payée par TORC pour l'actif acquis.

2.6 Parties à l'opération

L'acquisition n'est pas faite avec une personne informée, une personne ayant des liens avec la société ni avec un membre du même groupe que celle-ci au sens de la législation en valeurs mobilières.

2.7 Date de la déclaration

Le 22 juin 2015.

Rubrique 3 États financiers

Les états financiers suivants et toute autre information prescrits par la Partie 8 du Règlement 51-102 sont joints à la présente déclaration d'acquisition d'entreprise et en font partie intégrante :

Annexe B « États des résultats d'exploitation – Acquisition » L'état des résultats d'exploitation audité de l'actif acquis pour l'exercice terminé le 31 décembre 2014 et l'état des résultats d'exploitation non audité de l'actif acquis pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013.

Annexe C « États pro forma des résultats d'exploitation » L'état pro forma des résultats d'exploitation de TORC pour l'exercice terminé le 31 décembre 2014 compte tenu de l'acquisition.

MISE EN GARDE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS : La présente déclaration d'acquisition d'entreprise renferme des énoncés prospectifs, notamment des énoncés prospectifs concernant les prix des marchandises et les réserves associées, produits des activités ordinaires nets futurs et estimations de la production future de l'actif acquis, les frais de développement prévus de l'actif acquis et les sources de financement de ces frais, l'expiration prévue des droits des terrains associés à l'actif acquis, et les frais d'abandon et de remise en état prévus. Les énoncés concernant les réserves sont de par leur nature des énoncés prospectifs, puisqu'ils supposent l'appréciation implicite, fondée sur certaines estimations et hypothèses, selon laquelle les réserves peuvent être exploitées de façon rentable à l'avenir. Nul ne saurait présumer que les produits des activités ordinaires nets futurs estimatifs sont représentatifs de la juste valeur marchande de l'actif acquis. Les volumes des réserves de pétrole, de liquides de gaz naturel et de gaz naturel indiqués dans les présentes ne sont que des estimations et rien ne garantit que les réserves estimatives seront récupérées. Les réserves réelles de pétrole brut, de liquides de gaz naturel et de gaz naturel peuvent être supérieures ou inférieures aux estimations indiquées dans les présentes. De plus, on reconnaît la nature prospective d'un énoncé à l'emploi de termes comme « prévision », « initial », « prévu », « potentiel », « non audité » et « futur » ou à l'emploi de verbes comme « pouvoir », « estimer », « prévoir », « croire », « continuer » et « s'attendre à » et à l'emploi d'expressions analogues. Les résultats réels pourraient être sensiblement différents de ceux prévus dans ces énoncés prospectifs en raison de différents risques décrits dans les présentes et sous la rubrique « Facteurs de risque » dans la notice annuelle de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2014, dont on peut obtenir copie sous le profil de TORC sur le site Internet de SEDAR à l'adresse www.sedar.com. À moins que la législation ne l'y oblige, TORC décline toute obligation de mettre à jour ou de réviser publiquement de l'information prospective à la lumière de nouveaux événements ou de nouvelles circonstances.

L'abréviation « bep » s'entend de baril équivalent pétrole en fonction d'un ratio de conversion du gaz naturel de 6 kpi³ pour 1 b de pétrole. L'abréviation « kpi³(e) » s'entend d'un millier de pieds cubes d'équivalent de gaz en fonction d'un ratio de conversion de 1 b de pétrole pour 6 kpi³ de gaz naturel. Les bep et kpi³(e) peuvent être trompeurs, surtout si on les emploie de façon isolée. Le ratio de conversion du bep de 6 kpi³ : 1 b ou le ratio de conversion de kpi³(e) de 1b : 6 kpi³ repose sur une méthode de conversion de l'équivalence d'énergie applicable surtout à la pointe du brûleur et ne représente pas une équivalence de la valeur à la tête du puits. Étant donné que le ratio de valeur établi en fonction du prix en vigueur du pétrole brut par rapport à celui du gaz naturel est sensiblement différent du ratio de conversion d'équivalence énergétique de 6 kpi³ : 1 b, il pourrait être trompeur d'utiliser un ratio de conversion de 6 kpi³ : 1 b comme indicateur de valeur.

ANNEXE A

DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRE INFORMATION SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ CONCERNANT L'ACTIF ACQUIS

ABRÉVIATIONS

Pétrole et liquides de gaz naturel

b	baril
b	barils
b/j	barils de pétrole par jour
BEP ou bep	barils d'équivalent pétrole
bep/j	barils d'équivalent pétrole par jour
kb	millier de barils
LGN	liquides de gaz naturel
kbrs	millier de barils de pétrole de réservoir de stockage
kbep	millier de barils d'équivalent pétrole
Mbep	million de barils d'équivalent pétrole

Gaz naturel

Gpi ³	milliard de pieds cubes
kpi ³	millier de pieds cubes
kpi ³ /j	millier de pieds cubes par jour
kpi ³ (e)	millier de pieds cubes (équivalent de gaz naturel)
Mpi ³	million de pieds cubes
Mpi ³ /j	million de pieds cubes par jour
m ³	mètres cubes
MBTU	million d'unités thermales britanniques
GJ	gigajoule

Autres

°API	une indication de la densité des produits liquides du pétrole selon une échelle de densité précise
psi	livres par pouce carré
m	mètre(s)
ha	hectare(e)
k \$	milliers de dollars
WTI	West Texas Intermediate

INFORMATION CONCERNANT L'ACTIF ACQUIS

Les données relatives aux réserves de l'actif acquis indiquées ci-après sont fondées sur : i) l'évaluation technique indépendante établie par McDaniel & Associates Consultants Ltd. (« **McDaniel** ») datée du 24 avril 2015 évaluant les réserves de pétrole, de LGN et de gaz naturel attribuables au terrain Macoun de l'actif acquis au 31 décembre 2014 (le « **rapport de McDaniel relatif à l'acquisition** »); et ii) l'évaluation technique indépendante établie par Sproule Associates Limited (« **Sproule** ») datée du 13 février 2015 évaluant les réserves de pétrole, de LGN et de gaz naturel attribuables à l'actif acquis (sauf celles évaluées par McDaniel dans le rapport de McDaniel relatif à l'acquisition) au 31 décembre 2014 (le « **rapport de Sproule relatif à l'acquisition** »).

Conformément au Règlement 51-101, Sproule et McDaniel ont respectivement établi le rapport de Sproule relatif à l'acquisition et le rapport de McDaniel relatif à l'acquisition au 31 décembre 2014. Les estimations des réserves et les prévisions des produits des activités ordinaires nets futurs ont été préparées et présentées conformément aux normes canadiennes énoncées dans le Manuel COGE et dans le Règlement 51-101, exclusion faite toutefois des calculs des charges d'impôt.

Les tableaux qui suivent sont une description sommaire consolidée des réserves de pétrole, de LGN et de gaz naturel attribuables à l'actif acquis au 31 décembre 2014 et de la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs attribuables à ces réserves, évaluées dans le rapport de Sproule relatif à l'acquisition et dans le rapport de McDaniel relatif à l'acquisition en fonction d'hypothèses de prix et de coûts prévisionnels.

Le rapport de Sproule relatif à l'acquisition et le rapport de McDaniel relatif à l'acquisition ont été établis à l'intention du vendeur et TORC ne peut évaluer les procédures de communication de l'information par le vendeur à Sproule et à McDaniel ou d'assemblage et de communication d'autres informations à Sproule et à McDaniel associées à l'actif acquis.

Relevé des données relatives aux réserves (prix et coûts prévisionnels)

**RELEVÉ DES RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL
ET DES VALEURS ACTUALISÉES NETTES DES PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES NETS FUTURS
AU 31 DÉCEMBRE 2014**

CATÉGORIE DE RÉSERVES	RÉSERVES							
	RÉSERVES BRUTES				RÉSERVES NETTES			
	Pétrole léger et moyen	Liquides de gaz naturel	Gas naturel	Total des bep	Pétrole léger et moyen	Liquides de gaz naturel	Gas naturel	Total des bep
	(kb)	(kb)	(Mpi ³)	(kbep)	(kb)	(kb)	(Mpi ³)	(kbep)
RÉSERVES PROUVÉES :								
Développées exploitées	9 383	140	1 789	9 821	8 256	151	1 783	8 704
Développées inexploitées	185	0	17	188	170	0	17	173
Non développées	3 300	46	473	3 425	2 907	46	452	3 028
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES	12 868	186	2 279	13 434	11 332	197	2 253	11 905
RÉSERVES PROBABLES	9 072	111	1 210	9 385	8 013	112	1 169	8 320
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES ET PROBABLES	21 940	297	3 489	22 818	19 346	309	3 421	20 225

**VALEURS ACTUALISÉES NETTES DES PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES
NETS FUTURS AVANT IMPÔTS AU TAUX D'ACTUALISATION DE (%/année)**

CATÉGORIE DE RÉSERVES	0 % (M \$)	5 % (M \$)	10 % (M \$)	15 % (M \$)	20 % (M \$)	Valeur unitaire avant impôts, actualisée au taux de 10 % par année ¹⁾ (\$/bep)
RÉSERVES PROUVÉES :						
Développées exploitées	419	327	270	231	203	31,06
Développées inexploitées	6	5	4	3	3	21,81
Non développées	100	81	56	39	27	18,39
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES	538	408	326	271	231	27,42
RÉSERVES PROBABLES	486	293	199	145	111	23,86
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES ET PROBABLES	1 024	701	525	416	342	25,95

Nota :

1) Les valeurs unitaires sont fondées sur des volumes nets.

CATÉGORIE DE RÉSERVES	PRODUITS (k \$)	REDEVANCES (k \$)	COÛTS OPÉRATIONNELS (k \$)	FRAIS DE DÉVELOPPEMENT (k \$)	COÛTS D'ABANDON ET DE REMISE EN ÉTAT (k \$)	PRODUIT DES ACTIVITÉS ORDINAIRES NETS FUTURS AVANT IMPÔTS (k \$)
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES	1 274 411	188 547	433 832	89 772	24 576	537 684
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES ET PROBABLES	2 305 937	330 410	780 845	141 083	29 631	1 023 968

Nota :

1) Le total des produits des activités ordinaires inclut les produits de la société avant les redevances, et inclut les autres revenus.

2) Les redevances incluent les redevances à la Couronne, les redevances sur la production en propriété franche, les redevances dérogatoires, les impôts miniers et la surtaxe sur le capital de la Saskatchewan.

Hypothèses de prix – Prix et coûts prévisionnels

Sproule et McDaniel se sont servis des hypothèses de Sproule suivantes quant au prix et au taux d'inflation au 31 décembre 2014 dans leurs évaluations dans le rapport de Sproule relatif à l'acquisition et le rapport de McDaniel relatif à l'acquisition aux fins de l'estimation des données relatives aux réserves en fonction de prix et coûts prévisionnels.

**HYPOTHÈSES DE PRIX ET DE TAUX D'INFLATION
PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS
AU 31 DÉCEMBRE 2014**

ANNÉE	PÉTROLE BRUT MOYEN ET LÉGER			GAZ NATUREL	LIQUIDES DE GAZ NATUREL		
	WTI à Cushing Oklahoma 40° API (\$ US/b)	Prix au pair à Edmonton 40° API (\$/b)	LSB à Cromer 35° API (\$/b)	Prix au comptant AECO-C (\$/MBTU)	Butane à Edmonton (\$/b)	Pentanes Plus (\$/b)	Cours du change (\$US/\$) ¹⁾
2015	65,00	70,35	69,85	3,32	50,34	78,60	0,850
2016	80,00	87,36	86,86	3,71	62,51	97,60	0,870
2017	90,00	98,28	97,78	3,90	70,32	109,80	0,870
2018	91,35	99,75	99,25	4,47	71,37	111,44	0,870
2019	92,72	101,25	100,75	5,05	72,44	113,12	0,870
2020	94,11	103,85	103,35	5,13	74,31	116,02	0,870
2021	95,52	105,40	104,90	5,22	75,42	117,76	0,870
2022	96,96	106,99	106,49	5,31	76,55	119,53	0,870
2023	98,41	108,59	108,09	5,40	77,70	121,32	0,870
2024	99,89	110,22	109,72	5,49	78,87	123,14	0,870
2025	101,38	111,87	111,37	5,58	80,05	124,99	0,870

Indexation à 1,5 % par année par la suite

Nota :

1) Cours du change utilisé pour fixer les prix de référence figurant dans ce tableau.

Les prix historiques moyens pondérés obtenus par le vendeur à l'égard de l'actif acquis pour l'exercice terminé le 31 décembre 2014 s'établissaient à 2,79 \$/kpi³ pour le gaz naturel, à 88,55 \$/b pour le pétrole et à 59,13 \$/b pour les LGN.

Mise à jour des réserves

Conformément au Règlement 51-101, McDaniel et Sproule ont respectivement reçu le mandat d'établir : i) l'évaluation technique indépendante préparée par McDaniel datée du 24 avril 2015 et évaluant les réserves de pétrole, de LGN et de gaz naturel attribuables à l'actif acquis dans le rapport de McDaniel relatif à l'acquisition, mécaniquement mis à jour au 30 avril 2015 compte tenu de la production prévisionnelle de ces éléments d'actif du 1^{er} janvier 2015 au 30 avril 2015 et des prix prévisionnels de Sproule au 31 mars 2015 (le « **rapport mis à jour de McDaniel relatif à l'acquisition** »); et ii) l'évaluation technique indépendante datée du 28 avril 2015 et évaluant les réserves de pétrole, de LGN et de gaz naturel attribuables à l'actif acquis dans le rapport de Sproule relatif à l'acquisition, mécaniquement mis à jour au 30 avril 2015 compte tenu de la production prévisionnelle de ces éléments d'actif du 1^{er} janvier 2015 au 30 avril 2015 et des prix prévisionnels de Sproule au 31 mars 2015 (le « **rapport mis à jour de Sproule relatif à l'acquisition** »).

Le rapport mis à jour de Sproule relatif à l'acquisition et le rapport mis à jour de McDaniel relatif à l'acquisition sont des actualisations mécaniques au 30 avril 2015 des réserves évaluées par Sproule et par McDaniel dans le rapport de Sproule relatif à l'acquisition et dans le rapport de McDaniel relatif à l'acquisition, respectivement, au 31 décembre 2014 compte tenu de la production prévisionnelle de ces éléments d'actif du 1^{er} janvier 2015 au 30 avril 2015 et des prix prévisionnels de Sproule au 31 mars 2015.

L'application des prix prévisionnels de Sproule au 31 mars 2015 a donné lieu à une diminution des volumes des réserves prouvées et probables et des valeurs actualisées nettes des réserves associées à l'actif acquis indiqués dans le rapport de Sproule relatif à l'acquisition et dans le rapport de McDaniel relatif à l'acquisition. McDaniel et Sproule n'ont effectué aucune autre révision du rendement des puits, des réserves, de la production prévisionnelle, des charges d'exploitation et des dépenses en immobilisations dans le cadre du rapport mis à jour de Sproule relatif à l'acquisition et du rapport mis à jour de McDaniel relatif à l'acquisition depuis l'établissement des rapports de fin d'exercice. De plus, à la demande de la société, Sproule a mené un examen de l'activité de développement historique et prévisionnel de l'actif acquis qu'elle avait évaluée dans le rapport de Sproule relatif à l'acquisition et les réserves associées à un puits en Saskatchewan sont passées de la catégorie de réserves non développées à la catégorie de réserves développées exploitées et sans solde de capital.

Les tableaux qui suivent sont une description sommaire consolidée des réserves de pétrole, de LGN et de gaz naturel attribuables à l'actif acquis au 30 avril 2015 et de la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs attribuables à ces réserves, évalués dans le rapport mis à jour de Sproule relatif à l'acquisition et dans le rapport mis à jour de McDaniel relatif à l'acquisition en fonction d'hypothèses de prix et de coûts prévisionnels.

Relevé des données relatives aux réserves (prix et coûts prévisionnels)

**RELEVÉ DES RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL
ET DES VALEURS ACTUALISÉES NETTES DES PRODUITS
DES ACTIVITÉS ORDINAIRES NETS FUTURS
AU 30 AVRIL 2015**

CATÉGORIE DE RÉSERVES	RÉSERVES							
	RÉSERVES BRUTES				RÉSERVES NETTES			
	Pétrole léger et moyen (kb)	Liquides de gaz naturel (kb)	Gas naturel (Mpi ³)	Total des bep (kbep)	Pétrole léger et moyen (kb)	Liquides de gaz naturel (kb)	Gas naturel (Mpi ³)	Total des bep (kbep)
RÉSERVES PROUVÉES :								
Développées exploitées	8 581	135	1 698	8 999	7 562	145	1 687	7 987
Développées inexploitées	247	-	22	251	227	-	21	230
Non développées	3 135	46	464	3 258	2 766	46	446	2 886
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES	11 962	181	2 184	12 508	10 554	191	2 153	11 104
RÉSERVES PROBABLES	9 110	109	1 191	9 417	8 044	109	1 148	8 344
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES ET PROBABLES	21 072	290	3 375	21 925	18 598	300	3 301	19 448

Nota :

- 1) Le total des produits des activités ordinaires inclut les produits de la société avant les redevances, et inclut les autres revenus.
- 2) Les redevances incluent les redevances à la Couronne, les redevances sur la production en propriété franche, les redevances dérogatoires, les impôts miniers et la surtaxe sur le capital de la Saskatchewan.

**VALEURS ACTUALISÉES NETTES DES PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES NETS
FUTURS AVANT IMPÔTS AU TAUX D'ACTUALISATION DE (%/année)**

CATÉGORIE DE RÉSERVES	0 % (k \$)	5 % (k \$)	10 % (k \$)	15 % (k \$)	20 % (k \$)	Valeur unitaire avant impôts, actualisée au taux de 10 % par année ¹⁾ (\$/bep)
RÉSERVES PROUVÉES :						
Développées exploitées	319	250	207	177	155	25,88
Développées inexploitées	1	2	2	2	1	7,82
Non développées	83	55	37	25	16	12,82
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES	403	307	245	203	173	22,10
RÉSERVES PROBABLES	396	244	167	122	93	20,06
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES ET PROBABLES	799	551	413	326	266	21,23

Nota :

- 1) Les valeurs unitaires sont fondées sur des volumes nets.

CATÉGORIE DE RÉSERVES	PRODUITS (k \$)	REDEVANCES (k \$)	COÛTS OPÉRATIONNELS (k \$)	FRAIS DE DÉVELOPPEMENT (k \$)	COÛTS D'ABANDON ET DE REMISE EN ÉTAT (k \$)	PRODUIT DES ACTIVITÉS ORDINAIRES NETS FUTURS AVANT IMPÔTS (k \$)
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES	1 045 145	152 312	385 686	81 733	22 376	403 038
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES ET PROBABLES	1 953 009	277 316	713 301	135 698	27 632	799 062

Nota :

- 1) Le total des produits des activités ordinaires inclut les produits de la société avant les redevances, et inclut les autres revenus.
- 2) Les redevances incluent les redevances à la Couronne, les redevances sur la production en propriété franche, les redevances dérogatoires, les impôts miniers et la surtaxe sur le capital de la Saskatchewan.

Hypothèses de prix – Prix et coûts prévisionnels

Sproule et McDaniel se sont servis des hypothèses de Sproule suivantes quant au prix et au taux d'inflation au 31 mars 2015 dans leurs évaluations dans le rapport mis à jour de Sproule relatif à l'acquisition et le rapport mis à jour de McDaniel relatif à l'acquisition aux fins de l'estimation des données relatives aux réserves en fonction de prix et coûts prévisionnels.

HYPOTHÈSES DE PRIX ET DE TAUX D'INFLATION PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS AU 31 MARS 2015

ANNÉE	PÉTROLE BRUT MOYEN ET LÉGER			GAZ NATUREL	LIQUIDES DE GAZ NATUREL		Cours du change (\$US/\$) ¹⁾
	WTI à Cushing Oklahoma 40° API (\$ US/b)	Prix au pair à Edmonton 40° API (\$/b)	LSB à Cromer 35° API (\$/b)	Prix au comptant AECO-C (\$/MBTU)	Butane à Edmonton (\$/b)	Pentanes Plus (\$/b)	
2015 ¹⁾	53,00	59,63	58,63	2,68	46,66	66,62	0,800
2016	70,00	75,76	74,76	3,42	59,29	84,65	0,850
2017	75,00	81,18	80,18	4,01	60,50	90,69	0,850
2018	80,00	89,41	88,41	4,59	66,64	99,89	0,850
2019	81,20	90,75	89,75	5,18	67,64	101,39	0,850
2020	82,42	93,08	92,08	5,27	69,38	104,00	0,850
2021	83,55	94,48	93,48	5,26	70,42	105,56	0,850
2022	84,91	95,90	94,90	5,45	71,48	107,14	0,850
2023	85,18	97,34	96,34	5,54	72,55	108,75	0,850
2024	87,48	98,80	97,80	5,64	75,64	110,38	0,850
2025	88,79	100,28	99,28	5,73	74,74	112,03	0,850

Indexation à 1,5 % par année par la suite

Nota :

- 1) 2015 – estimation sur neuf mois.
- 2) Cours du change utilisé pour fixer les prix de référence figurant dans ce tableau.

Facteurs ou incertitudes significatifs

TORC ne s'attend pas à ce que des facteurs économiques significatifs ou des incertitudes significatives influent sur des éléments particuliers des données relatives aux réserves de l'actif acquis. Des variations des prix des produits, des dépenses en immobilisations, des charges d'exploitation, des régimes de redevances et du rendement des puits qui sont indépendantes de la volonté de TORC pourraient toutefois avoir une incidence significative sur les réserves.

Frais de développement futurs

Le tableau qui suit présente le total des frais de développement déduits dans l'estimation du rapport de Sproule relatif à l'acquisition et du rapport de McDaniel relatif à l'acquisition des produits des activités ordinaires nets futurs attribuables aux catégories de réserves indiquées ci-après pour l'actif acquis.

Année	PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS	
	AU 31 DÉCEMBRE 2014	
	Réserves prouvées (k \$)	Réserves prouvées et probables (k \$)
2015	3 095	4 254
2016	32 973	52 617
2017	43 175	62 377
2018	10 373	21 679
2019	-	-
Solde	156	156
Total (sans actualisation)	89 772	141 082
Total (au taux d'actualisation de 10 %)	72 980	114 309

Le tableau qui suit présente le total des frais de développement déduits dans l'estimation du rapport mis à jour de Sproule relatif à l'acquisition et du rapport mis à jour de McDaniel relatif à l'acquisition des produits des activités ordinaires nets futurs attribuables aux catégories de réserves indiquées ci-après pour l'actif acquis.

Année	PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS	
	AU 30 AVRIL 2015	
	Réserves prouvées (k \$)	Réserves prouvées et probables (k \$)
2015	2 071	3 287
2016	28 691	51 440
2017	41 570	60 089
2018	9 251	20 732
2019	-	-
Solde	149	149
Total (sans actualisation)	81 733	135 698
Total (au taux d'actualisation de 10 %)	68 322	113 695

TORC prévoit financer les frais de développement de ces réserves au moyen d'une combinaison des flux de trésorerie qu'elle tire de l'exploitation et d'émissions de titres de capitaux propres et de titres d'emprunt. Rien ne garantit que des fonds seront disponibles ou que le conseil d'administration de TORC les affectera au développement de la totalité des réserves attribuées à l'actif acquis dans le rapport de Sproule relatif à l'acquisition et dans le rapport de McDaniel relatif à l'acquisition. L'incapacité de développer ces réserves pourrait avoir un effet négatif sur les flux de trésorerie futurs de TORC.

L'intérêt ou les autres frais de financement externe ne sont pas inclus dans les estimations des réserves et des produits des activités ordinaires nets futurs indiquées ci-dessus et réduiraient les réserves et les produits des activités ordinaires nets futurs jusqu'à un certain point selon les sources de financement utilisées. TORC ne s'attend pas à ce que l'intérêt ou les autres frais de financement rendent non rentable le développement de quelque élément de l'actif acquis.

Autre information concernant le pétrole et le gaz

Puits de pétrole et de gaz naturel

Le tableau suivant présente le nombre approximatif et l'état des puits de pétrole dans lesquels TORC a acquis une participation directe dans le cadre de l'acquisition. La société n'a acquis aucun puits de gaz dans le cadre de l'acquisition.

	Puits de pétrole			
	Puits producteurs		Puits non producteurs	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Saskatchewan	570	331	572	401
Manitoba	54	46	41	36
Total	624	377	613	437

Nota :

1) N'inclut pas les puits de service.

Terrains développés et non développés

Le tableau suivant présente à l'égard de l'actif acquis les terrains développés et non développés au 26 avril 2015 dans lesquels TORC a acquis une participation directe dans le cadre de l'acquisition.

	Acres de terrains développés		Acres de terrains non développés		Total en acres	
	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes
Saskatchewan	74 669	56 793	99 373	91 371	174 041	148 163
Manitoba	8 722	7 764	17 308	16 491	26 030	24 255
Total	83 391	64 557	116 681	107 862	200 074	172 416

Les droits visant jusqu'à 23 242 acres brutes (15 453 acres nettes) de terrains non développés associés à l'actif acquis pourraient, s'ils ne sont pas renouvelés, expirer d'ici le 31 décembre 2015.

Contrats à livrer

TORC n'a assumé aucun engagement de couverture dans le cadre de l'acquisition.

Autre information concernant les coûts d'abandon et de remise en état

Le rapport de Sproule relatif à l'acquisition et le rapport de McDaniel relatif à l'acquisition comprenaient des frais d'abandon de puits dans l'évaluation. Dans le rapport de Sproule relatif à l'acquisition et dans le rapport de McDaniel relatif à l'acquisition, 29,6 millions de dollars (sans actualisation) et 6,3 millions (au taux d'actualisation de 10 %), collectivement, dans le cas de prix et coûts prévisionnels de frais d'abandon de puits auxquels des réserves prouvées et probables ont été attribuées, ont été déduits à titre de frais d'abandon dans l'estimation des produits des activités ordinaires nets futurs.

En comparaison, dans le rapport mis à jour de Sproule relatif à l'acquisition et dans le rapport mis à jour de McDaniel relatif à l'acquisition, 27,6 millions de dollars (sans actualisation) et 6,1 millions de dollars (au taux d'actualisation de 10 %), collectivement, dans le cas de prix et coûts prévisionnels, de frais d'abandon de puits auxquels des réserves prouvées et probables ont été attribuées, ont été déduits au titre de frais d'abandon dans l'estimation des produits des activités ordinaires nets futurs.

Production estimative

Le tableau suivant présente les volumes de production de la participation directe avant redevances, en fonction de prix et coûts prévisionnels, estimés pour la période du 1^{er} janvier 2015 au 31 décembre 2015 dans le rapport de Sproule relatif à l'acquisition et dans le rapport de McDaniel relatif à l'acquisition, dont il est tenu compte dans l'estimation des produits des activités ordinaires nets futurs indiqués dans les tableaux ci-dessus.

	Pétrole brut léger et moyen (b/j)	LGN (b/j)	Gaz naturel (kpi³/j)	Total équivalent pétrole (bep/j)
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES	4 249	45	593	4 393
RÉSERVES PROBABLES	204	3	28	212
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES ET PROBABLES	4 453	48	622	4 604

Le tableau suivant présente les volumes de production de la participation directe avant redevances, en fonction de prix et coûts prévisionnels, estimés pour la période du 1^{er} avril 2015 au 31 décembre 2015 dans le rapport mis à jour de Sproule relatif à l'acquisition et dans le rapport mis à jour de McDaniel relatif à l'acquisition, dont il est tenu compte dans l'estimation des produits des activités ordinaires nets futurs indiqués dans les tableaux ci-dessus.

	Pétrole brut léger et moyen (b/j)	LGN (b/j)	Gaz naturel (kpi³/j)	Total équivalent pétrole (bep/j)
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES	4 045	56	656	4 211
RÉSERVES PROBABLES	251	5	38	263
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES ET PROBABLES	4 297	61	693	4 473

Volume de production par champ

Le tableau suivant présente la production nette quotidienne moyenne des champs de l'actif acquis pour l'exercice terminé le 31 décembre 2014 :

	Pétrole brut léger et moyen (b/j)	LGN (b/j)	Gaz naturel (kpi³/j)	Total équivalent pétrole (bep/j)	Pourcentage (%)
Saskatchewan	3 629	4	267	3 678	72
Manitoba	1 451	-	-	1 451	28
TOTAL	5 080	4	267	5 129	100

ANNEXE B

ÉTATS DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION – ACQUISITION

ANNEXE C

ÉTATS PRO FORMA DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION