

Le présent prospectus simplifié est un prospectus de base—RFPV. Aucune autorité en valeurs mobilières ne s'est prononcée sur la qualité des titres offerts dans le présent prospectus. Quiconque donne à entendre le contraire commet une infraction.

Le présent prospectus simplifié a été déposé dans chaque province du Canada sous un régime permettant d'attendre après le dépôt de sa version définitive pour déterminer certains renseignements concernant les titres offerts et d'omettre ces renseignements dans le prospectus. Ce régime exige que soit transmis aux souscripteurs un prospectus avec supplément—RFPV donnant ces renseignements omis, dans un certain délai à compter de la souscription.

PROSPECTUS DE BASE SIMPLIFIÉ—RFPV

Nouvelle émission

Le 22 novembre 2002

F O N D S

enerPLUS

R E S O U R C E S



7 000 000 de parts de fiducie

Nous vendons 7 000 000 de parts de fiducie et nous avons octroyé aux preneurs fermes une option visant l'achat d'un maximum de 1 050 000 parts de fiducie supplémentaires uniquement aux fins des répartitions excédentaires. Marchés Mondiaux CIBC inc., Salomon Smith Barney Canada Inc., RBC Dominion valeurs mobilières Inc., BMO Nesbitt Burns Inc., Scotia Capitaux Inc., UBS Bunting Warburg Inc., Financière Banque Nationale Inc., Valeurs mobilières TD Inc., La Corporation Canaccord Capital et Raymond James Ltée, et leurs filiales américaines respectives, offrent les parts de fiducie dans chaque province du Canada et aux États-Unis. Lehman Brothers Inc. offre les parts de fiducie aux États-Unis. Le prix d'offre des parts de fiducie offertes aux termes du présent prospectus a été fixé par voie de négociation entre EnerMark et EGEM, pour le compte d'Enerplus, et les preneurs fermes.

Nos parts de fiducie sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto sous le symbole « ERFUN » et à la cote de la *New York Stock Exchange* sous le symbole « ERF ». Le dernier cours de nos parts de fiducie affiché à la Bourse de Toronto le 21 novembre 2002 s'établissait à 27,21 \$ la part et le dernier cours de nos parts de fiducie affiché à la *New York Stock Exchange* le 21 novembre 2002 s'établissait à 17,36 \$ US la part.

De l'avis des conseillers juridiques canadiens, les parts de fiducie offertes par les présentes ne constitueront pas des placements interdits aux termes de certaines lois, comme il est indiqué à la rubrique « Admissibilité aux fins de placement ». **Un placement dans nos parts de fiducie comporte des risques. Voir « Facteurs de risque » commençant à la page 17.**

La propriété des parts de fiducie peut vous assujettir à des incidences fiscales. Le présent prospectus peut ne pas décrire intégralement ces incidences fiscales. Veuillez vous reporter à la rubrique « Certaines incidences fiscales ».

	Prix d'offre	Rémunération des preneurs fermes	Produit net revenant au Fonds ¹⁾
Par part de fiducie	● \$	● \$	● \$
Total ²⁾	● \$	● \$	● \$

- 1) Avant déduction des frais du présent placement, évalués à 2 M\$ qui seront acquittés par prélèvement sur nos fonds généraux.
- 2) Les parts de fiducie sont offertes aux États-Unis en dollars américains à l'équivalent approximatif du prix en dollars canadiens calculé en fonction du taux de change à midi du dollar canadien en dollars américains à la date du présent prospectus, tel qu'il est affiché par la Banque du Canada.
- 3) Nous avons octroyé une option aux fins des répartitions excédentaires aux preneurs fermes, pouvant être levée dans les 30 jours suivant la date du présent prospectus, visant l'achat d'un maximum de 1 050 000 parts de fiducie supplémentaires selon les mêmes conditions que celles énoncées ci-dessus uniquement aux fins de couvrir les répartitions excédentaires, s'il en est. Si cette option est levée intégralement, le prix d'offre, la rémunération des preneurs fermes et le produit net revenant au Fonds s'établiront à ● \$, à ● \$ et à ● \$, respectivement. Le présent prospectus vise l'octroi de l'option aux fins des répartitions excédentaires et l'émission de parts de fiducie qui seront émises si l'option aux fins des répartitions excédentaires est levée intégralement.

Le présent prospectus comprend des états financiers vérifiés par Arthur Andersen s.r.l. pour lesquels nous n'avons pas obtenu le consentement d'Arthur Andersen s.r.l. concernant l'utilisation de leur rapport de vérification. Puisqu'Arthur Andersen s.r.l. n'a pas fourni ce consentement, les souscripteurs de parts de fiducie aux termes du présent prospectus ne pourront se prévaloir du droit d'action en dommages à l'encontre d'Arthur Andersen s.r.l. prévu par la législation sur les valeurs mobilières applicable. Voir « Documents intégrés par renvoi », « Facteurs de risque—Risques liés à Arthur Andersen s.r.l. » et « Droits de résolution et sanctions civiles ».

Marchés Mondiaux CIBC inc., Salomon Smith Barney Canada Inc., RBC Dominion valeurs mobilières Inc., BMO Nesbitt Burns Inc., Scotia Capitaux Inc., Financière Banque Nationale Inc. et Valeurs mobilières TD Inc. sont chacune une filiale d'une banque à charte canadienne qui est un de nos prêteurs et envers qui nous sommes présentement endettés. Par conséquent, nous pouvons être considérés comme un émetteur associé à chacun de ces preneurs fermes aux termes des lois sur les valeurs mobilières du Canada applicables. Nous affecterons le produit net du présent placement au remboursement d'une partie de nos emprunts à ces banques. Voir « Prise ferme » et « Emploi du produit ».

Les preneurs fermes, pour leur propre compte, offrent conditionnellement les parts de fiducie, sous les réserves d'usage concernant leur vente préalable et leur émission, leur vente et leur remise par Enerplus aux preneurs fermes et leur acceptation par les preneurs fermes conformément aux conditions prévues dans le contrat de prise ferme dont il est question à la rubrique « Prise ferme » et sous réserve de l'approbation de certaines questions d'ordre juridique par Blake, Cassels & Graydon s.r.l. à l'égard des questions relatives au droit canadien et par Andrews & Kurth L.L.P. à l'égard des questions relatives au droit américain, pour le compte d'Enerplus, d'une part, et par Burnett, Duckworth & Palmer LLP à l'égard des questions relatives au droit canadien et par Shearman & Sterling à l'égard des questions relatives au droit américain, pour le compte des preneurs fermes, d'autre part. Dans le cadre du présent placement, les preneurs fermes peuvent procéder à des répartitions excédentaires ou effectuer des opérations ou maintenir le cours des parts de fiducie à des niveaux autres que ceux qui prévaudraient par ailleurs sur le marché libre. Voir « Prise ferme ». Les souscriptions pour les parts de fiducie seront reçues sous réserve du droit de les refuser ou de les attribuer en totalité ou en partie et du droit de clore les registres de souscription en tout temps sans préavis. Il est prévu que les certificats définitifs représentant les parts de fiducie pourront être délivrés à la clôture du présent placement, qui devrait avoir lieu vers le ● 2002, ou à une date ultérieure dont il peut être convenu, mais quoiqu'il en soit au plus tard le ● 2002.

Composition des marchandises



Production
quotidienne brute
(période de neuf mois terminée
le 30 septembre 2002)

- Gaz naturel 55 %
- Pétrole brut 38 %
- LGN 7 %



Réserves établies
(au 1^{er} janvier 2002)

- Gaz naturel 58 %
- Pétrole brut 36 %
- LGN 6 %



FONDS
enerPLUS
RESOURCES

Principales régions d'exploitation

Bassin sédimentaire
de l'Ouest canadien

Le lecteur est prié de se fier uniquement à l'information contenue ou intégrée par renvoi dans le présent prospectus. Nous n'avons autorisé personne à vous fournir une information différente. Nous n'effectuons aucune offre des présents titres dans un territoire où l'offre n'est pas permise. L'information contenue dans le présent prospectus n'est exacte qu'à la date indiquée à la page frontispice du prospectus.

TABLE DES MATIÈRES

	<u>Page</u>
Taux de change	ii
Présentation de nos données financières et d'exploitation	ii
Présentation de l'information sur nos réserves	iii
Énoncés prospectifs	v
Sommaire	1
Facteurs de risque	17
Fourchette des cours et volume des opérations sur les parts de fiducie	27
Distributions	28
Emploi du produit	30
Structure du capital	30
Principales données financières	31
Principales données d'exploitation	33
Analyse par la direction des résultats d'exploitation et de la situation financière	34
Activités	51
Faits récents	67
Direction et régie d'entreprise	68
Description des parts de fiducie	78
Description des redevances et du billet subordonné	83
Principaux porteurs de parts	84
Opérations entre personnes apparentées et conflits d'intérêts éventuels	84
Certaines incidences fiscales	85
Certaines incidences de l'ERISA	93
Prise ferme	94
Questions d'ordre juridique	97
Experts	97
Agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres	97
Documents intégrés par renvoi	98
Renseignements complémentaires	99
Documents déposés en tant que partie à la déclaration d'enregistrement aux États-Unis	100
Admissibilité aux fins de placement	100
Droits de résolution et sanctions civiles	100
Glossaire	102
Table des matières des états financiers	F-1
Annexe A—Information sur les réserves d'Enerplus	A-1
Annexe B—Information relative à Celsius Energy Resources Ltd.	B-1
Attestation du Fonds	C-1
Attestation des preneurs fermes	C-2

TAUX DE CHANGE

Nous présentons notre information financière en dollars canadiens. Toutes les sommes exprimées en dollars dans le présent prospectus sont en dollars canadiens, sauf indication contraire. Les mentions de « \$ » et de « \$ CA » désignent le dollar canadien, alors que « \$ US » désigne le dollar américain. Le tableau suivant énonce certains taux de change en fonction du cours acheteur à midi à New York pour les virements par câble en dollars canadiens certifiés par la *Federal Reserve Bank* de New York aux fins des douanes. Ces taux sont énoncés en dollars américains pour 1,00 \$ CA et ils représentent l'inverse du cours acheteur à midi. Le taux moyen est calculé en établissant la moyenne des taux de change le dernier jour ouvrable de chaque mois durant la période indiquée. Le 21 novembre 2002, l'inverse du cours acheteur à midi était de 0,6336 \$ US pour 1,00 \$ CA.

	Exercice terminé le 31 décembre				Période de neuf mois terminée le 30 septembre	
	1998	1999	2000	2001	2001	2002
Haut	0,7105	0,6925	0,6969	0,6697	0,6697	0,6619
Bas	0,6341	0,6535	0,6410	0,6241	0,6330	0,6200
Taux à la fin de la période	0,6504	0,6925	0,6669	0,6279	0,6330	0,6304
Taux moyen	0,6722	0,6746	0,6727	0,6446	0,6491	0,6369

PRÉSENTATION DE NOS DONNÉES FINANCIÈRES ET D'EXPLOITATION

Les états financiers compris et intégrés par renvoi dans le présent prospectus ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada (« PCGR »). Les PCGR du Canada diffèrent de beaucoup des PCGR des États-Unis. Par conséquent, il se peut que nos états financiers ne soient pas comparables aux états financiers de sociétés américaines. Les principales différences nous concernant sont résumées dans les notes accompagnant les états financiers compris et intégrés par renvoi dans le présent prospectus.

La fusion du Fonds Enerplus Resources et d'EnerMark Income Fund, survenue le 21 juin 2001, a été comptabilisée à titre de prise de contrôle inversée parce que les anciens porteurs de parts d'EnerMark Income Fund détenaient la majorité des parts de fiducie en circulation du Fonds consolidé après la fusion. Selon cette méthode de l'achat pur et simple, en vertu des PCGR du Canada et des États-Unis, EnerMark Income Fund est réputé avoir fait l'acquisition de Fonds Enerplus Resources. Les états financiers consolidés du Fonds pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001 comprennent donc uniquement les résultats financiers et d'exploitation précédant la fusion et les résultats du Fonds fusionné par la suite. À moins d'indication contraire, tous les chiffres correspondants et références à des exercices précédents sont ceux d'EnerMark Income Fund. Par conséquent, à moins d'indication contraire, toute référence à « nos » états financiers ou à notre information ou à ceux d'« Enerplus » pour les périodes antérieures au 21 juin 2001 correspond à EnerMark Income Fund, y compris les états financiers consolidés du Fonds pour les exercices terminés les 31 décembre 2000 et 1999 compris et intégrés par renvoi dans le présent prospectus. Les états financiers du Fonds Enerplus Resources comme il existait avant la fusion (désigné dans le présent prospectus comme « Enerplus avant la fusion ») sont intégrés par renvoi dans le présent prospectus. À l'exception de l'information sur les parts de fiducie dans les rubriques intitulées « Sommaire », « Fourchette des cours et volume des opérations sur les parts de fiducie » et « Distributions », toutes les données relatives aux parts de fiducie et les données par part de fiducie jusqu'à la date de la fusion, soit le 21 juin 2001, ont été retraitées en tenant compte du ratio d'échange relatif à la fusion de 0,173 part de fiducie d'Enerplus avant la fusion pour chaque part de fiducie d'EnerMark Income Fund.

En outre, à moins d'indication contraire, toute production historique, réserve et autres données d'exploitation sont uniquement fondées sur les activités historiques d'EnerMark Income Fund. À moins d'indication contraire, la production, la réserve et autres données d'exploitation afférentes aux activités d'Enerplus avant la fusion ne sont pas incluses; toutefois, les données sont comprises pour le Fonds fusionné depuis le 21 juin 2001.

À moins d'indication contraire, les données financières pro forma comprises dans le présent prospectus rendent compte, sur une base pro forma, de la fusion du Fonds Enerplus Resources avec EnerMark Income Fund achevée le 21 juin 2001, de même qu'aux autres opérations et ajustements décrits comme si la fusion avait eu lieu le 1^{er} janvier 2001, comme il est décrit dans les notes complémentaires des états financiers pro forma débutant à la page F-49.

Nous avons adopté la norme de 6 kpi³ barils d'équivalent pétrole pour la conversion du gaz naturel en barils d'équivalent pétrole ou bep.

PRÉSENTATION DE L'INFORMATION SUR NOS RÉSERVES

La *Securities and Exchange Commission* des États-Unis (la SEC) autorise généralement les sociétés de pétrole et de gaz, dans les documents qu'elles déposent auprès de la SEC, à présenter uniquement l'information relative aux réserves prouvées, déduction faite des redevances et des participations de tiers, dont une société a démontré par sa production réelle ou par des essais des couches convaincants qu'elles peuvent être économiquement et légalement productibles dans les conditions économiques et d'exploitation actuelles. Les lois canadiennes sur les valeurs mobilières autorisent les sociétés de pétrole et de gaz, dans les documents qu'elles déposent auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières du Canada, à présenter non seulement l'information relative aux réserves prouvées, mais aussi l'information relative aux réserves probables, et à présenter les chiffres bruts des réserves et de la production, avant déduction des redevances. Les réserves probables présentent un risque plus élevé du fait qu'elles sont généralement plus difficiles à évaluer avec précision ou à récupérer que les réserves prouvées. Puisque nous avons l'autorisation de préparer ce prospectus conformément aux exigences de présentation canadiennes, nous présentons, dans les présentes et dans les documents intégrés par renvoi, des réserves désignées comme « probables » et « établies ». Ces catégories de réserves sont strictement interdites en vertu des directives de la SEC pour les documents déposés auprès de celle-ci et préparés conformément aux exigences de présentation américaines. En outre, nous avons évalué et présenté les rentrées nettes futures estimatives découlant de nos réserves en utilisant autant des coûts et des prix constants que des coûts et des prix indexés, alors que la SEC requiert généralement l'utilisation de prix et de coûts constants en vigueur à la date de présentation du rapport sur les réserves.

Les estimations des réserves d'Enerplus présentées dans ce prospectus et dans les documents intégrés par renvoi sont fondées sur des rapports préparés par Sproule Associates Limited, important bureau canadien d'ingénieurs pétroliers indépendants reconnu, à l'égard de nos réserves en date du 1^{er} janvier 2002. Sproule a évalué les propriétés qui représentaient environ 86 % de la valeur de nos réserves productives mises en valeur prouvées brutes et 83 % de la valeur de nos réserves prouvées et probables brutes, actualisée au taux de 12 % dans les deux cas. Nous avons évalué le reste des propriétés à l'interne en utilisant des paramètres d'évaluation compatibles avec ceux utilisés par Sproule. Les estimations des réserves de la société Celsius Energy Ressources Ltd., récemment acquise, présentées dans le présent prospectus sont fondées sur deux rapports distincts préparés par Sproule et par Gilbert Laustsen Jung Associates Ltd., ou GLJ, en date du 1^{er} janvier 2002. Sproule et GLJ ont évalué, à eux deux, 100 % des réserves de Celsius.

Bien que les définitions de réserves prouvées en vertu du *Regulation S-X* de la SEC et en vertu de l'instruction générale canadienne 2-B soient différentes, Sproule Associates Limited est d'avis que nos réserves prouvées nettes estimatives fondées sur des hypothèses de prix et de coûts constants dans ce prospectus sont, à tous les égards importants, équivalentes à celles qui seraient déterminées en vertu du *Regulation S-X* de la SEC. Ce prospectus n'a pas fait et ne fera pas l'objet d'une révision par la SEC.

À moins d'indication contraire, toutes les estimations des réserves et de la production dans le présent prospectus sont établies avant la déduction des redevances. Toutes les rentrées futures ont été indiquées avant toute provision pour les impôts sur le revenu, les intérêts, les frais généraux et administratifs et les honoraires de gestion ainsi que les frais indirects et après déduction des redevances et des dépenses en immobilisations futures estimatives. La valeur actualisée des rentrées nettes futures estimatives présentée dans ce prospectus ne reflète pas la juste valeur marchande des réserves. Nos réserves réelles peuvent être supérieures ou inférieures aux estimations présentées dans les présentes.

Certains termes importants utilisés dans la description de nos réserves sont définis ci-après. Veuillez également lire le « Glossaire », où vous trouverez d'autres termes utilisés pour décrire nos réserves.

réserves brutes désigne, lorsque ce terme est utilisé pour décrire notre part des réserves, le total de nos participations directes avant la déduction des redevances payables à des tiers.

réserves nettes désigne, lorsque ce terme est utilisé pour décrire notre part des réserves, le total de nos participations directes après la déduction des redevances payables à des tiers.

réserves prouvées désigne les volumes de pétrole, de gaz naturel et de sous-produits du gaz naturel dont les données techniques et géologiques démontrent avec une certitude raisonnable qu'ils pourront être récupérés à des taux commerciaux à partir de réservoirs de pétrole et de gaz naturel connus, compte tenu de la conjoncture économique et des conditions d'exploitation existantes, dans le cas des réserves calculées en fonction d'hypothèses de prix et de coûts constants, et de la conjoncture économique et des conditions d'exploitation actuellement prévues, dans le cas des réserves calculées en fonction d'hypothèses de prix et de coûts indexés.

réserves probables désigne les réserves qui peuvent être récupérables en raison des effets bénéfiques pouvant découler de l'instauration future de certaines formes de maintien de la pression ou d'autres méthodes de récupération secondaire ou pouvant découler du rendement plus favorable d'un procédé de récupération existant que celui qui peut être considéré comme prouvé à l'heure actuelle, ou encore les réserves dont on peut raisonnablement présumer l'existence en raison d'indications géophysiques ou géologiques et de forages effectués dans des régions qui renferment des réserves prouvées. Les réserves probables sont présentées avant déduction des redevances et sont calculées en fonction d'hypothèses de prix et de coûts indexés, sauf indication contraire.

réserves établies désigne les réserves d'hypothèses prouvées et 50 % des réserves probables, avant la déduction des redevances et en fonction d'hypothèses de prix et de coûts indexés, sauf indication contraire.

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Certains énoncés figurant dans le présent prospectus et dans certains documents qui y sont intégrés par renvoi constituent des énoncés prospectifs au sens de l'article 27A de la *Securities Act of 1933*, en sa version modifiée, et de l'article 21E de la *Securities Act of 1934*, en sa version modifiée, qui sont formulés conformément aux dispositions d'exonération de la *Private Securities Litigation Reform Act of 1995* des États-Unis. L'utilisation de termes tels que « prévoir », « continuer », « estimer », « pouvoir » et d'autres expressions semblables indique des énoncés prospectifs. Ces énoncés sous-entendent des risques connus et inconnus, des incertitudes et d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les faits ou les résultats réels diffèrent de façon marquée de ceux qui sont prévus dans ces énoncés prospectifs. Nous sommes d'avis que les prévisions exprimées dans ces énoncés prospectifs sont raisonnables. Nous ne pouvons toutefois garantir qu'elles se réaliseront et on ne devrait pas se fier indûment aux énoncés prospectifs contenus ou intégrés par renvoi dans le présent prospectus. Ces énoncés sont valides uniquement à la date du présent prospectus ou aux dates indiquées dans les documents qui y sont intégrés par renvoi, selon le cas.

Le présent prospectus et les documents qui y sont intégrés par renvoi renferment des énoncés prospectifs portant plus particulièrement sur les questions suivantes :

- la taille de nos réserves;
- les projections à l'égard des cours et des coûts;
- l'offre et la demande de pétrole et de gaz naturel;
- les prévisions quant à notre capacité de mobiliser des capitaux et d'accroître continuellement nos réserves grâce à des acquisitions;
- les prévisions quant à notre capacité de maintenir ou d'accroître notre production grâce à des activités d'exploration et de mise en valeur de nos réserves;
- le traitement accordé par les régimes de réglementation gouvernementaux;
- le moment et la quantité de la production future;
- les prix obtenus pour le pétrole et le gaz naturel produits;
- les frais d'exploitation et les autres frais;
- les stratégies et les plans d'affaires;
- les programmes de dépenses en immobilisations;
- les projections de distributions relatives à nos parts de fiducie.

Nos résultats réels pourraient différer de manière importante des résultats prévus dans ces énoncés prospectifs en raison des facteurs de risque énoncés ci-dessous et ailleurs dans le présent prospectus :

- la volatilité des cours du pétrole, des LGN et du gaz naturel;
- les responsabilités inhérentes aux activités pétrolières et gazières;
- les incertitudes liées à l'estimation et à la production des réserves;
- la concurrence visant, notamment, les capitaux, les acquisitions de réserves, les terrains non mis en valeur et le personnel compétent;
- des évaluations inexactes de la valeur de nos acquisitions;
- des problèmes de nature géologique et technique ainsi que des problèmes liés aux activités de forage et de traitement;
- les autres facteurs décrits sous la rubrique « Facteurs de risque ».

On ne saurait considérer cette liste de facteurs comme étant exhaustive. Nous ne nous engageons d'aucune façon à mettre à jour ou à réviser publiquement les énoncés prospectifs.

SOMMAIRE

Le texte qui suit résume les principaux renseignements détaillés ailleurs dans le présent prospectus. Il ne renferme pas tous les renseignements dont vous devriez tenir compte avant d'investir dans nos parts de fiducie. Vous devriez lire attentivement le prospectus en entier et les documents qui y sont intégrés par renvoi, y compris la rubrique intitulée « Facteurs de risque » et les états financiers inclus ou intégrés par renvoi dans les présentes, avant de prendre une décision en matière d'investissement.

Certains des termes utilisés dans le présent prospectus et les documents intégrés par renvoi sont définis dans le « Glossaire ». Les termes Enerplus, nous, notre et nos renvoient au Fonds Enerplus Ressources, à EnerMark Inc. et à Enerplus Ressources Corporation ainsi qu'à leurs filiales collectivement. Toutes les mentions du Fonds renvoient uniquement au Fonds Enerplus Ressources. Toutes les mentions d'EnerMark renvoient à EnerMark Inc. et à ses filiales, et toutes les mentions d'ERC renvoient à Enerplus Ressources Corporation et à ses filiales. EnerMark et ERC sont appelées collectivement les sociétés en exploitation. Toutes les mentions d'EGEM ou du gestionnaire renvoient à Enerplus Global Energy Management Company. Les symboles \$ et \$ CA renvoient au dollar canadien et le symbole \$ US renvoie au dollar américain.

Enerplus

Qui sommes-nous?

Nous sommes la plus importante fiducie pétrolière et gazière conventionnelle en Amérique du Nord au chapitre de la capitalisation boursière, des volumes de production et des réserves de pétrole et de gaz naturel. Nos parts de fiducie sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto et de la *New York Stock Exchange* et notre capitalisation boursière au 21 novembre 2002 s'élevait à environ 2,0 G\$. Par l'entremise de nos filiales en exploitation, nous gérons activement l'acquisition et la mise en valeur de propriétés pétrolières et gazières ainsi que la production qui en est tirée. Nos activités sont actuellement concentrées dans l'Ouest du Canada exclusivement.

Nous détenons des participations dans un portefeuille diversifié et équilibré de propriétés pétrolières et gazières matures. Nos propriétés offrent en général des courbes de production prévisibles, des réserves de longue durée et des possibilités de mise en valeur. Environ 55 % de notre production et de nos réserves sont composés de gaz naturel et environ 45 % de pétrole brut et de liquides de gaz naturel (ou LGN). Au 1^{er} janvier 2002, nous avions des réserves établies de 312 Mmbep et des réserves prouvées nettes de 215 Mmbep. L'indice de durée des réserves établies et le ratio R/P de nos propriétés au 1^{er} janvier 2002 s'établissaient à 14,0 années et à 9,4 années, respectivement.

Notre but principal est de générer des rentrées et de les distribuer aux porteurs de parts. À ce titre, nous mettons l'accent sur l'acquisition et la mise en valeur à faible risque de propriétés pétrolières et gazières matures et de longue durée. Nous ne participons pas à l'exploration en raison des risques plus élevés qu'elle comporte. Notre production est habituellement plus prévisible et plus stable que celle de sociétés traditionnelles d'exploration et de production et nos activités ne sont généralement pas à aussi forte densité de capital que les leurs.

Nous effectuons des distributions en espèces mensuelles à nos porteurs de parts sur les rentrées nettes que nous tirons de nos activités pétrolières et gazières. Le montant de ces rentrées nettes est soumis à plusieurs facteurs, y compris les fluctuations de la quantité de pétrole et de gaz naturel que nous produisons, les prix que nous touchons pour cette production et les frais d'exploitation associés à cette production. Notre distribution en espèces pour novembre 2002 s'élevait à 0,30 \$ (0,19 \$ US) la part de fiducie, et nous avons versé des distributions cumulatives de 3,40 \$ (2,16 \$ US) la part de fiducie au cours de la période de douze mois terminée en octobre 2002, inclusivement.

Depuis sa création, le Fonds Enerplus Ressources a pris une ampleur importante par voie d'une série de fusions et d'acquisitions, la plus notable ayant été la fusion du Fonds Enerplus Ressources et d'EnerMark Income Fund le 21 juin 2001. Pendant ce temps, Enerplus, soit le Fonds Enerplus Ressources tel qu'il existait avant la fusion avec EnerMark Income Fund le 21 juin 2001 (appelé *Enerplus avant la fusion*) et le Fonds issu de la fusion après cette date, a porté ses volumes de production quotidiens moyens de 34 bepj pour la période de 12 mois terminée le 30 novembre 1986 à 61 493 bepj pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002.

Aux fins de l'impôt sur le revenu du Canada, nous sommes qualifiés de *fiducie de fonds commun de placement*. Aux fins de l'impôt sur le revenu fédéral des États-Unis, nous sommes considérés comme une société par actions et non comme une société de personnes ou une société en commandite cadre (*master limited partnership* ou *MLP*). Voir les renseignements contenus sous la rubrique « Certaines incidences fiscales » et consulter vos propres conseillers fiscaux pour en savoir davantage sur les incidences fiscales de la propriété de parts de fiducie.

Notre stratégie d'entreprise

Notre objectif est de maximiser nos rentrées nettes et, par conséquent, les distributions à nos porteurs de parts, tout en minimisant les risques associés à ces rentrées nettes, en optimisant la récupération économique de nos propriétés et éléments d'actifs et en maintenant une structure du capital prudente. Pour y parvenir, notre stratégie d'entreprise consiste à :

- continuer de mettre en valeur nos propriétés existantes afin de maintenir et d'accroître la production de pétrole et de gaz naturel;
- acquérir des propriétés et des éléments d'actifs adéquats reliés au secteur de l'énergie, comme des propriétés pétrolières et gazières matures et de longue durée présentant des courbes de production prévisibles;
- maintenir un portefeuille équilibré de propriétés pétrolières et gazières diversifiées tant du point de vue géographique que géologique;
- contrôler les coûts par l'entremise de l'exploitation efficace des propriétés existantes et acquises;
- gérer le risque lié aux prix des marchandises, lorsque cela est approprié, au moyen de contrats de couverture;
- avoir recours à des politiques d'entreprise et financières qui facilitent l'accès aux capitaux.

Historique des distributions et cours des parts

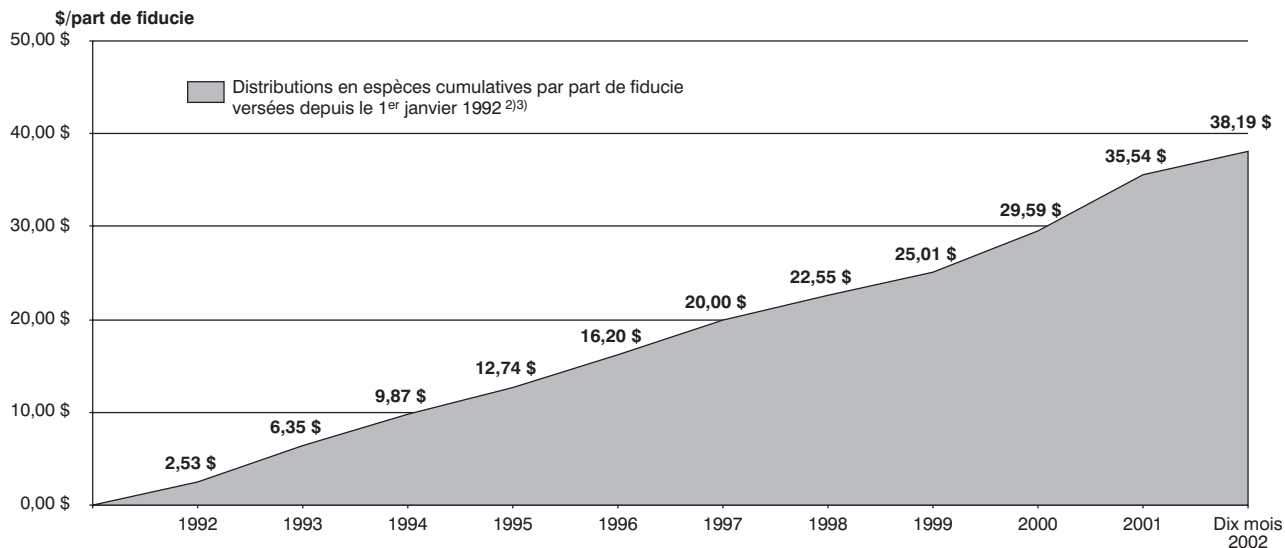
Les graphiques suivants présentent les distributions historiques et les renseignements concernant le cours des parts de fiducie pour une période donnée. D'autres périodes auront des résultats différents et ces différences peuvent être importantes. Ces graphiques servent à des fins d'illustration seulement et ne sont pas conçus pour être une indication des distributions futures ou du cours futur des parts de fiducie.

Veuillez tenir compte des notes suivantes à l'examen de ces graphiques, ainsi que des notes suivant chaque graphique :

- 1) Les distributions historiques pour les périodes antérieures à juin 2001 représentent uniquement les distributions versées par Enerplus avant la fusion. Elles ne représentent pas les distributions historiques versées par EnerMark Income Fund avant sa fusion avec le Fonds Enerplus Resources le 21 juin 2001. Voir « Présentation de nos données financières et d'exploitation ». Certains renseignements à l'égard des distributions historiques versées par EnerMark Income Fund figurent sous la rubrique « Distributions ».
- 2) Les distributions présentées dans le graphique sont calculées sur la base d'une année civile. Les renseignements concernant les distributions et le cours des parts de fiducie tiennent compte de la consolidation qui a pris effet le 8 juin 2000 des parts de fiducie d'Enerplus avant la fusion, à raison de une pour six.
- 3) Les distributions versées ne comprennent pas les rentrées retenues par Enerplus à des fins de réduction de la dette. Voir « Distributions—Politique de distribution ».

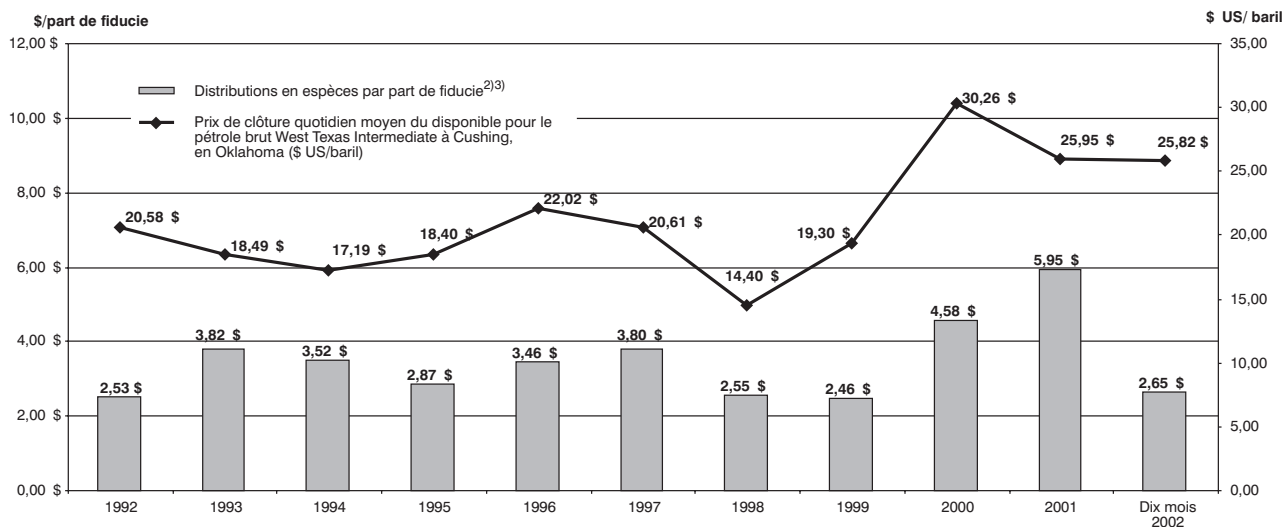
Depuis le 1^{er} janvier 1992, le Fonds Enerplus Resources a effectué des distributions en espèces cumulatives de 38,19 \$ la part de fiducie, y compris la distribution de 0,30 \$ la part de fiducie versée en octobre 2002. Le cours de clôture de nos parts de fiducie à la Bourse de Toronto le 31 octobre 2002 s'élevait à 28,01 \$ la part de fiducie comparativement au cours de clôture de 14,10 \$ la part de fiducie à la Bourse de Toronto le 31 décembre 1991. Voir les notes à la page 2 du présent prospectus en ce qui concerne le graphique qui figure ci-dessous.

Distributions en espèces cumulatives par part de fiducie Du 1^{er} janvier 1992 au 31 octobre 2002¹⁾



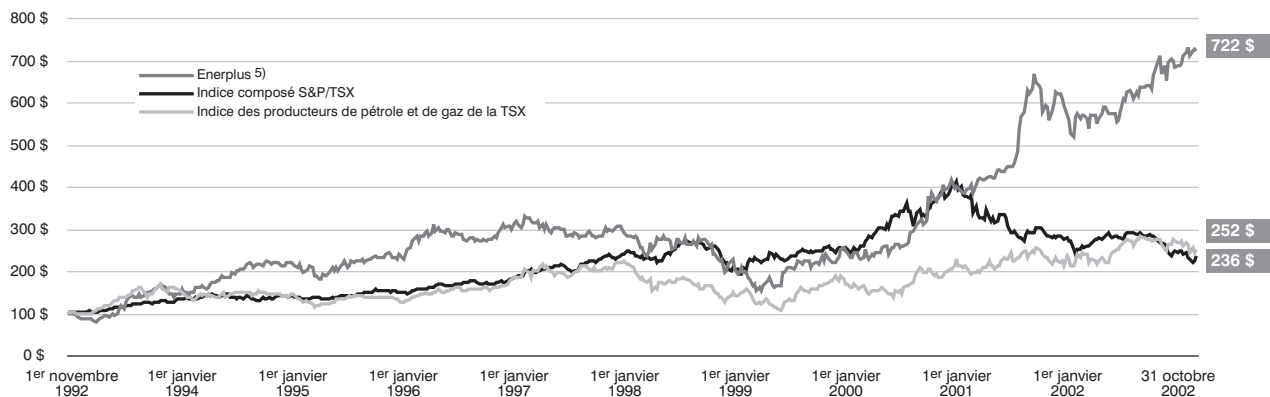
Depuis 1992, les distributions en espèces annuelles par part de fiducie versées par le Fonds Enerplus Resources ont varié de 2,46 \$ à 5,95 \$ et ont eu tendance à fluctuer avec les prix des marchandises. Voir les notes à la page 2 du présent prospectus en ce qui concerne le graphique qui figure ci-dessous.

Distributions en espèces par part de fiducie et prix de référence du pétrole brut De janvier 1992 à la période de dix mois terminée en octobre 2002¹⁾



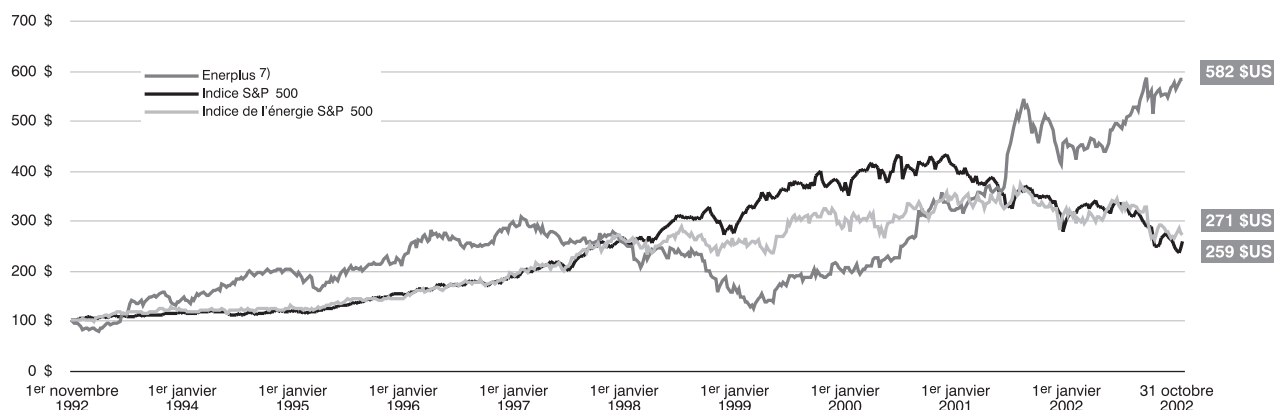
Nos parts de fiducie sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto sous le symbole « ERF.UN » et sont inscrites à la cote de la *New York Stock Exchange* sous le symbole « ERF » depuis le 17 novembre 2000. Voir les notes à la page 2 du présent prospectus, ainsi que les notes suivant chaque graphique, en ce qui concerne les graphiques qui figurent ci-dessous.

**Rendement avant impôts total d'Enerplus,
de l'indice composé S&P/TSX et de l'indice des producteurs de pétrole et de gaz de la TSX
Du 1^{er} novembre 1992 au 31 octobre 2002¹⁾²⁾³⁾⁴⁾**



- 4) Dans l'hypothèse du réinvestissement des distributions brutes ou des dividendes, ou des deux, sans déduction du paiement (i) de l'impôt applicable sur ces distributions ou dividendes ou (ii) des frais d'opération applicables engagés dans le cadre du réinvestissement et, par conséquent, ne donne pas une indication du rendement obtenu par la plupart des investisseurs.
- 5) En fonction du cours de clôture hebdomadaire des parts de fiducie d'Enerplus à la Bourse de Toronto.

**Rendement avant impôts total d'Enerplus,
de l'indice S&P 500 et de l'indice de l'énergie S&P 500
Du 1^{er} novembre 1992 au 31 octobre 2002¹⁾²⁾³⁾⁶⁾**

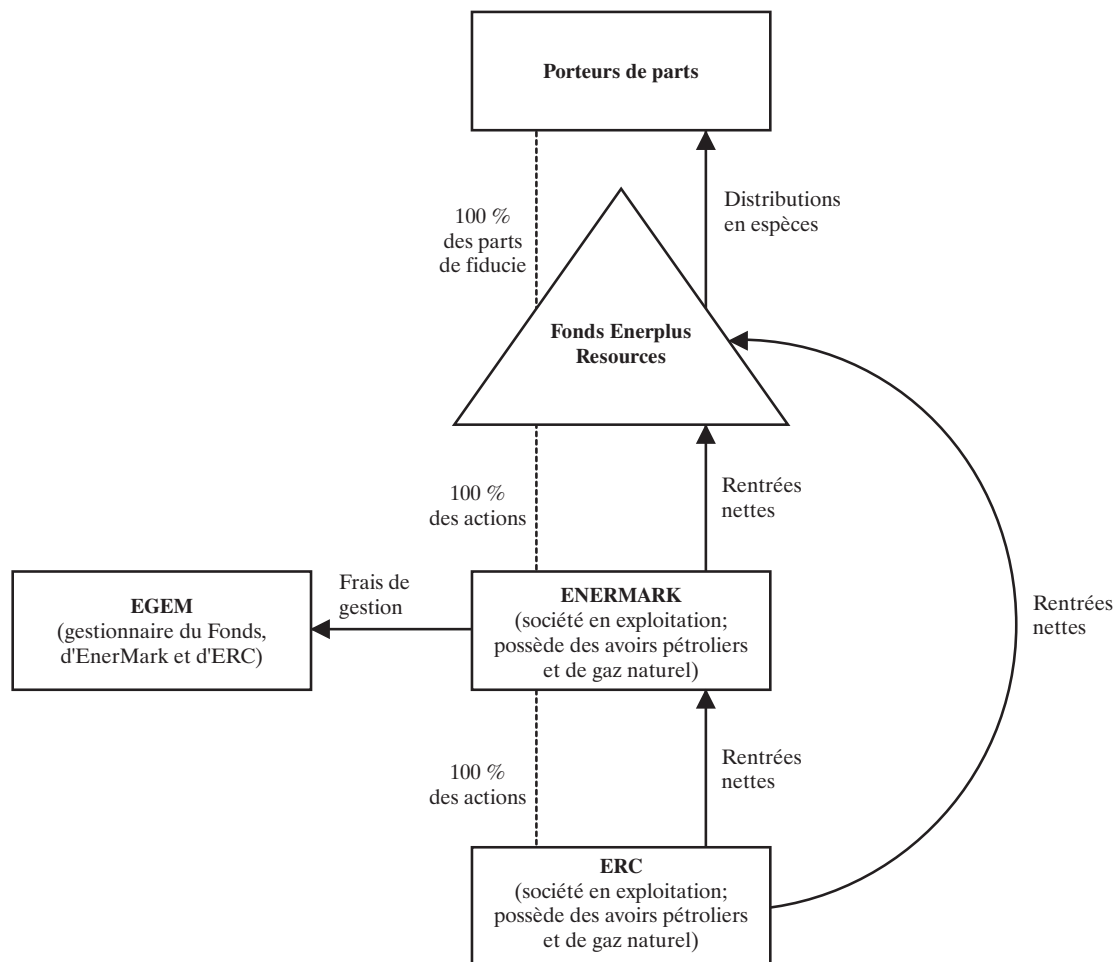


- 6) Dans l'hypothèse du réinvestissement des distributions brutes ou des dividendes, ou des deux, sans déduction du paiement (i) de l'impôt applicable sur ces distributions ou dividendes ou (ii) des frais d'opération applicables engagés dans le cadre du réinvestissement et, par conséquent, ne donne pas une indication du rendement obtenu par la plupart des investisseurs.
- 7) En fonction du cours de clôture hebdomadaire des parts de fiducie d'Enerplus à la Bourse de Toronto en dollars canadiens, convertis en dollars américains au taux de change de la Banque du Canada à cette date.

Notre structure organisationnelle

Notre structure de fiducie nous fournit un moyen efficace de distribuer nos rentrées nettes à nos porteurs de parts. Notre structure accroît le montant des distributions en espèces disponibles pour nos porteurs de parts puisque les sociétés en exploitation ont traditionnellement approvisionné le Fonds en rentrées et n'avaient que peu ou pas d'impôt de société à payer. Comme le Fonds distribue la totalité de son revenu imposable à ses porteurs de parts, il n'a aucun impôt à payer.

L'organigramme suivant résume notre structure actuelle et le flux des fonds tirés des propriétés pétrolières et gazières dont les sociétés en exploitation sont propriétaires vers le Fonds, ainsi que les distributions en espèces à nos porteurs de parts.



Les principales sources des rentrées nettes du Fonds comprennent 1) les paiements reçus des droits nets de redevance de 95 % et de 99 % octroyés au Fonds par EnerMark et ERC, respectivement, sur la production de leurs propriétés pétrolières et gazières, 2) les paiements d'intérêts et les remboursements de capital à l'égard du titre d'emprunt qu'EnerMark a émis au Fonds et 3) les versements de dividendes que le Fonds reçoit d'EnerMark et, indirectement, d'ERC.

Fonds Enerplus Resources

Le Fonds Enerplus Resources est une fiducie d'investissement à capital variable dont les parts sont négociées à la bourse et dont la principale activité consiste à émettre des parts de fiducie dans le public et à investir indirectement ses fonds dans des propriétés pétrolières et gazières et dans d'autres éléments d'actifs reliés au secteur de l'énergie. L'investissement du Fonds dans ces participations pétrolières et gazières est détenu entièrement par l'entremise de ses sociétés en exploitation. Chaque part de fiducie représente une participation

véritable indivise et égale dans le Fonds. Le Fonds verse des distributions en espèces à ses porteurs de parts sur les rentrées nettes qu'il reçoit des sociétés en exploitation. Le Fonds est géré par EGEM aux termes d'une convention de gestion. Le Fonds est régi par les lois de la province d'Alberta. Son siège social et bureau principal est situé à The Dome Tower, Suite 3000, 333 - 7th Avenue S.W., Calgary (Alberta) Canada T2P 2Z1.

EnerMark Inc. et Enerplus Resources Corporation

EnerMark et ERC détiennent et exploitent nos propriétés pétrolières et gazières pour le compte du Fonds. EnerMark et ERC sont des sociétés par actions organisées sous le régime de la *Business Corporations Act* (Alberta). Le Fonds est propriétaire de la totalité des actions émises et en circulation d'EnerMark et EnerMark est propriétaire de la totalité des actions émises et en circulation d'ERC. EnerMark et ERC sont gérées par EGEM aux termes d'une convention de gestion.

Enerplus Global Energy Management Company

EGEM gère le Fonds et les sociétés en exploitation aux termes d'une convention de gestion. EGEM est une société par actions organisée sous le régime de la *Companies Act* (Nouvelle-Écosse) et est une filiale en propriété exclusive indirecte d'El Paso Corporation de Houston (Texas). Le conseil d'administration d'EnerMark, soit l'organe qui supervise les activités et les affaires internes d'Enerplus, a retenu les services d'EGEM afin que cette dernière fournisse des services de gestion étendus, administre les activités quotidiennes et prenne des décisions exécutives à l'égard d'Enerplus qui soient conformes aux politiques et aux principes généraux établis par le conseil d'administration d'EnerMark. Pour ces services, EGEM reçoit des honoraires de gestion et une prime d'intéressement liée au rendement du Fonds; en outre, ses frais généraux et administratifs lui sont remboursés. Voir « Direction et régie d'entreprise ».

Régie d'Enerplus

Le conseil d'administration d'EnerMark est chargé de la régie d'ensemble d'Enerplus et établit les politiques et principes généraux qui exposent les grandes lignes de la gestion et de la direction d'ensemble d'Enerplus, y compris la supervision d'EGEM. Le conseil d'administration doit être composé d'au moins sept administrateurs, dont trois sont nommés par EGEM aux termes de la convention de régie. Les autres administrateurs sont nommés par les porteurs de parts. Actuellement, EnerMark compte huit administrateurs, dont la majorité sont indépendants, y compris le président du conseil d'administration. Le conseil d'administration est chargé du renouvellement annuel, pour des durées consécutives de trois années, de la convention de gestion aux termes de laquelle les services d'EGEM ont été retenus, la durée actuelle expirant le 30 juin 2005. Pour de plus amples renseignements, voir « Direction et régie d'entreprise ».

Nos propriétés

La quasi-totalité de nos propriétés pétrolières et gazières sont situées dans l'Ouest du Canada dans les provinces d'Alberta, de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan. Au 1^{er} janvier 2002, nous avons des réserves établies de 132 Mmb de pétrole brut et de LGN et de 1 082 gpc de gaz naturel, pour un total de 312 Mmbep, et des réserves prouvées nettes de 91 Mmb de pétrole brut et de LGN et de 745 gpc de gaz naturel, pour un total de 215 Mmbep. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002, nos propriétés ont produit, en baril équivalent pétrole, dans une proportion d'environ 55 % du gaz naturel, d'environ 38 % du pétrole brut et d'environ 7 % des LGN. La production quotidienne moyenne brute de nos propriétés pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002 s'élevait à 204 463 mpcj de gaz naturel et à 27 416 bj de pétrole brut et de LGN, pour un total de 61 493 bepj.

Pour obtenir une description des caractéristiques générales des principales régions dans lesquelles nos propriétés sont situées, voir « Activités—Nos propriétés ».

Le tableau suivant présente nos principales propriétés par région, ainsi que la production quotidienne moyenne brute pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002 attribuable à nos participations dans chaque propriété.

	Production quotidienne moyenne brute pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002			
	Pétrole et LGN (en bj)	Gaz naturel (en mpcj)	Total (en bepj)	% de la production totale (%)
Principales propriétés :				
Région du Nord-Ouest				
Deep Basin	631	11 219	2 501	4,1 %
Valhalla	762	8 610	2 197	3,6
Progress	759	5 527	1 680	2,7
Cranberry	68	3 060	578	0,9
Région centrale				
Joarcam	2 194	5 743	3 151	5,1
Pembina 5 Way/South Buck Lake	2 395	1 592	2 660	4,3
Kaybob	344	4 953	1 170	1,9
Pine Creek	224	4 522	978	1,6
Willesden Green	208	2 748	666	1,1
Région du Centre-Est				
Giltedge	1 635	416	1 704	2,8
Gleneath	1 038	390	1 103	1,8
Auburndale	559	573	655	1,1
Hayter	676	14	678	1,1
Kessler	576	101	593	1,0
Cadogan	442	—	442	0,7
David	372	58	382	0,6
Région du Centre-Sud				
Hanna/Garden Plains	2	12 500	2 085	3,4
Benjamin	13	12 425	2 084	3,4
Sylvan Lake	689	3 556	1 282	2,1
Ferrier	240	4 738	1 030	1,7
Bashaw	16	3 491	598	1,0
Harmattan	221	1 257	431	0,7
Région du Sud-Est				
Région de Medicine Hat	7	35 690	5 955	9,7
Medicine Hat Glauconite « C »	1 152	1 248	1 360	2,2
Jenner	394	1 883	708	1,2
Autres	<u>11 799</u>	<u>78 149</u>	<u>24 822</u>	<u>40,2</u>
Total	<u>27 416</u>	<u>204 463</u>	<u>61 493</u>	<u>100,0 %</u>

Nous gérons activement notre portefeuille de propriétés pétrolières et gazières au moyen de nos activités d'acquisition, de dessaisissement et de mise en valeur. Nos propriétés possèdent généralement les caractéristiques suivantes :

- *Des propriétés de longue durée présentant une courbe de production prévisible.* La majorité de nos propriétés présentent une courbe de production prévisible et sont des propriétés de durée relativement longue. Ceci améliore notre capacité à obtenir de nos propriétés une production relativement prévisible et stable. Au 1^{er} janvier 2002, l'indice de durée des réserves établies et le ratio R/P de nos propriétés s'élevaient à 14,0 années et à 9,4 années, respectivement.

- **Portefeuille d'éléments d'actif diversifié et équilibré, axé sur des régions importantes.** Notre portefeuille de propriétés est diversifié, tant du point de vue géographique que géologique, et bien équilibré entre les liquides et le gaz naturel. Nos propriétés sont situées partout dans le bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada et donnent accès tant à des zones de production de faible profondeur qu'à des zones de production profondes. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002, la production tirée de nos propriétés était composée dans une proportion d'environ 55 % de gaz naturel et d'environ 45 % de pétrole brut et de LGN, en bep. Nous ne dépendons pas d'une seule propriété pour une partie importante de notre production puisqu'aucune propriété ne représente actuellement à elle seule plus de 10 % de notre production totale. Malgré cette diversité, nos 25 plus importantes propriétés représentent actuellement environ 60 % de notre production totale. L'accent que nous accordons à ces régions importantes accroît l'efficacité de nos activités et nous permet de manière générale de réduire les frais d'exploitation, de développer une très bonne compréhension des caractéristiques de ces propriétés et de continuer à prendre de l'expansion dans ces régions au fur et à mesure que nous repérons des possibilités favorables.
- **Importantes possibilités de mise en valeur.** Nous avons repéré des possibilités de mise en valeur afin d'atténuer les baisses de la production, de valoriser nos réserves et de prolonger la vie utile de plusieurs de nos propriétés. Nous croyons que ces possibilités nous permettront d'augmenter notre production à des coûts qui sont généralement plus faibles que ceux engagés en raison d'acquisitions. Nos activités de mise en valeur ont traditionnellement été à risque relativement faible. En 2001, nous avons participé au forage de 321,6 puits de reconnaissance nets affichant un taux de réussite de 99 %. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002, nous avons participé au forage d'environ 181,0 puits de reconnaissance nets affichant un taux de réussite de 99 %.
- **Degré élevé d'exploitation.** Au 30 septembre 2002, nous exploitions des propriétés fournissant environ 65 % de notre production. En exploitant nos propriétés, nous sommes plus en mesure de contrôler à la fois les frais d'exploitation et l'optimisation de la récupération de nos réserves.

Activités d'acquisition et de mise en valeur

Puisque nous ne menons pas d'activités d'exploration, nous nous appuyons principalement sur des acquisitions pour à la fois remplacer nos réserves de pétrole et de gaz naturel et les accroître. Dans le cadre de notre recherche d'acquisitions, nous avons recours à une stratégie centrée et rigoureuse pour nous assurer que les réserves envisagées s'intégreraient de manière stratégique à notre portefeuille existant de propriétés. Nous avons habituellement financé nos acquisitions au moyen d'emprunts sur notre facilité de crédit existante ou d'émissions directes de parts de fiducie. Les emprunts sont par la suite remboursés par l'émission de parts de fiducie supplémentaires ou par des flux de trésorerie générés à l'interne. Cette stratégie nous procure la flexibilité voulue pour réagir aux possibilités d'acquisition.

Une stratégie communément employée par les sociétés d'exploitation et de production consiste à se départir de propriétés matures afin de réaffecter le capital à des activités d'exploration à risque plus élevé. En raison de l'accent que nous accordons à l'exploitation de propriétés matures, nous constituons pour ces sociétés un marché accessible et facile quant à ces dessaisissements. Dans la mesure où nos acquisitions comprennent des propriétés non mises en valeur, nous concluons des accords d'amodiation ou des accords de swap aux termes desquels une société d'exploitation et de production explorera et forera les propriétés non mises en valeur pour notre compte, généralement sans frais pour nous, en échange d'une partie de nos participations dans la propriété. De plus, notre taille améliore notre capacité à effectuer des acquisitions relativement importantes comparativement à plusieurs de nos concurrents. Enfin, l'efficacité de notre structure de fiducie sur le plan fiscal nous permet de soumissionner de manière concurrentielle pour des propriétés pétrolières et gazières contre des entités moins efficaces à ce chapitre.

Nous nous livrons à des activités de mise en valeur à plus faible risque afin d'atténuer les baisses de la production totale, de valoriser nos réserves et de prolonger la vie utile de plusieurs de nos propriétés. Les activités de mise en valeur revêtent une importance particulière pour nous lorsque les possibilités d'acquisitions intéressantes sont limitées. Nos activités de mise en valeur constituent une solution de rechange à intensité de capital moins élevée et à risque plus faible en vue d'accroître les volumes de production que ne le sont les activités d'exploration traditionnelles. Nos activités de mise en valeur sont généralement financées au moyen d'emprunts qui sont par la suite remboursés par l'émission de parts de fiducie et des flux de trésorerie générés à l'interne.

Faits récents

Acquisitions éventuelles

Nous continuons d'évaluer des acquisitions éventuelles de propriétés, de sociétés et de fiducies pétrolières et gazières ainsi que d'autres actifs liés à l'énergie dans le cadre de notre programme d'acquisition permanent. Nous sommes actuellement en négociation à propos de plusieurs acquisitions éventuelles dont le prix total pourrait atteindre environ 200 M\$. À la date du présent prospectus, nous ne sommes pas parvenus à un accord avec les vendeurs éventuels sur le prix ou les conditions des acquisitions éventuelles. Nous ne pouvons donc prévoir si l'une ou l'autre de ces possibilités actuelles se traduira par une ou plusieurs acquisitions importantes pour le Fonds.

Acquisition de Celsius Energy Resources Ltd.

Le 21 octobre 2002, nous avons acquis la totalité des actions en circulation et remboursé la dette de Celsius Energy Resources Ltd., producteur privé de pétrole et de gaz naturel établi à Calgary (Alberta) qui était une filiale canadienne en propriété exclusive de la société Questar Market Resources Inc. établie aux États-Unis, moyennant une contrepartie en espèces totale de 165,9 M\$, après les rajustements apportés au fonds de roulement. Le 22 octobre 2002, Celsius a été fusionnée avec EnerMark.

Les propriétés de Celsius sont situées principalement en Alberta et dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Un grand nombre des propriétés de Celsius sont situées dans des régions où nous étions actifs avant l'acquisition, y compris les régions Verger, Countess, Pine Creek et Deep Basin. La production quotidienne moyenne brute tirée des propriétés de Celsius pour septembre 2002 s'établissait à environ 5 750 bepj, soit 22 476 mpcj de gaz naturel, 1 724 bj de pétrole brut et 280 bj de LGN. Nous estimons que les propriétés de Celsius renfermaient des réserves établies de 18 Mmbep au 31 juillet 2002, ce qui donne un coût d'acquisition de 27 826 \$ par bep produit quotidiennement et de 8,89 \$ par bep de réserves établies. L'exploitation des propriétés de Celsius est d'une nature généralement compatible avec celle de nos propriétés existantes. Étaient inclus dans l'acquisition environ 103 000 acres nets de terrains non mis en valeur qui nous offriront d'autres possibilités de mise en valeur au moyen d'accords éventuels d'amodiation et de swap.

Voir l'« Annexe B—Information relative à Celsius Energy Resources Ltd. », qui renferme des renseignements supplémentaires sur l'exploitation et les réserves de Celsius, y compris une description de certaines hypothèses formulées dans le cadre des évaluations des réserves de Celsius.

Émission de parts de fiducie

Le 12 septembre 2002, nous avons mené à bien un placement de 4 750 000 parts de fiducie dont nous avons tiré un produit brut de 127 538 000 \$. Le placement a été effectué exclusivement au Canada, et le produit net de 120 886 000 \$ a été affecté à la diminution de la dette contractée à l'égard d'acquisitions, de dépenses en immobilisations et de dépenses engagées aux fins générales de la société.

Émission de billets non garantis de premier rang

Le 19 juin 2002, EnerMark a réalisé le placement privé de 175 M\$ US de billets non garantis de premier rang à un groupe d'investisseurs institutionnels des États-Unis. Les billets ont un taux d'intérêt nominal de 6,62 % fondé sur le prix au pair et ont une échéance de douze ans et une durée moyenne de dix ans, étant donné qu'une tranche de 20 % du capital doit être remboursée le 19 juin 2010 et chaque année par la suite, jusqu'au 19 juin 2014. Le produit net a été affecté au remboursement de dettes bancaires qui réduisaient le montant du crédit disponible aux termes des facilités de crédit bancaire d'EnerMark.

Le placement

Parts de fiducie offertes par le Fonds Enerplus Resources . . .	7 000 000 de parts de fiducie
Parts de fiducie en circulation après le placement	81 811 975 parts de fiducie
Option aux fins des répartitions excédentaires	1 050 000 parts de fiducie
Symbole à la New York Stock Exchange	ERF
Symbole à la Bourse de Toronto	ERF.UN
Emploi du produit	Le produit net du présent placement servira à réduire les emprunts impayés aux termes de nos facilités de crédit. Ces emprunts impayés ont été engagés dans le cadre de notre acquisition de Celsius et de nos activités d'acquisition et de mise en valeur. Des sommes peuvent par la suite être tirées de notre facilité de crédit à l'occasion pour financer des acquisitions, (y compris celles décrites à « Faits récents—Acquisitions éventuelles ») ou des projets de développement ou aux fins générales du fonds de roulement. Voir « Emploi du produit ».
Facteurs de risque	Un investissement dans nos parts de fiducie comporte des risques. Voir « Facteurs de risque » à partir de la page 17 du présent prospectus.
Date de la prochaine distribution	Les distributions en espèces faites par le Fonds sont généralement payables le vingtième jour de chaque mois aux porteurs de parts inscrits le dixième jour du mois en question ou le jour ouvrable précédent. Une distribution de 0,30 \$ (0,19 \$ US) la part de fiducie a été versée en novembre 2002. Les acquéreurs dans le cadre du présent placement seront admissibles à la distribution de décembre 2002, qui sera versée le 20 décembre 2002 (du moment que l'acquéreur est un porteur de parts inscrit au 10 décembre 2002). Les distributions en espèces payables aux porteurs de parts des États-Unis sont payables à la même date et sont converties en dollars américains. Voir « Distributions » pour plus de détails et « Certaines incidences fiscales—Incidences fiscales fédérales canadiennes—Imposition des porteurs de parts non-résidents du Canada » pour obtenir un aperçu de la retenue d'impôt au Canada qui s'applique aux porteurs de parts des États-Unis.
Incidences fiscales américaines	Aux fins de l'impôt fédéral des États-Unis, nous sommes une société par actions et non une société de personnes. La propriété ou la vente de parts de fiducie par une société de placement ou un organisme de placement collectif réglementé générera un revenu admissible pour ceux-ci, et une part de fiducie sera traitée comme un actif admissible. Voir « Certaines incidences fiscales—Incidences fiscales fédérales américaines pour les porteurs des États-Unis ».

Le nombre de parts de fiducie en circulation après le placement est fondé sur les 74 811 975 parts de fiducie en circulation au 31 octobre 2002 et présume que l'option aux fins des répartitions excédentaires des preneurs fermes ne sera pas levée. Il ne comprend pas 1 483 633 parts de fiducie qui peuvent être émises au moment de la levée d'options et de l'exercice de droits en cours de validité en date du 31 octobre 2002 aux termes de nos régimes incitatifs d'achat de parts de fiducie ou de droits.

Sauf indication contraire, dans le présent prospectus, l'information est présentée en presumant que l'option aux fins des répartitions excédentaires des preneurs fermes n'est pas levée.

Données d'exploitation sommaires

Le tableau suivant présente le sommaire de certaines de nos données d'exploitation pour les périodes indiquées. Les données d'exploitation pour 1999, 2000 et jusqu'au 21 juin 2001 comprises dans le tableau suivant sont uniquement celles d'EnerMark Income Fund. Les données attribuables aux activités précédant la fusion d'Enerplus ne sont pas incluses. Les données d'exploitation du Fonds issu de la fusion ne sont pas comprises dans les données de 2001 à partir du 21 juin 2001. Se reporter à la rubrique « Présentation de nos données financières et d'exploitation ».

	Exercices terminés les 31 décembre			Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002
	1999	2000	2001	
Production moyenne quotidienne brute :				
Pétrole et liquides de gaz naturel (b/j)	13 396	14 200	24 570	27 416
Gaz naturel (mpcj)	71 713	101 473	176 671	204 463
Total (bep/j)	25 348	31 112	54 015	61 493
Prix moyens réalisés¹⁾ :				
Pétrole (\$ par b)	23,26 \$	33,67 \$	31,21 \$	33,30 \$
Gaz naturel (\$ par mpc)	2,33	4,53	5,60	3,43
Liquides de gaz naturel (\$ par b)	16,14	32,33	31,12	23,06
Combinés (\$ par bep)	18,32	30,14	32,43	25,52
Redevances à la Couronne, redevances de propriétaire franc et autres redevances (\$ par bep)	3,47 \$	7,10 \$	6,73 \$	5,27 \$
Frais d'exploitation (\$ par bep)	4,02 \$	4,83 \$	6,09 \$	5,71 \$

1) Les prix moyens réalisés comprennent les activités de couverture. Se reporter à la rubrique « Activités—Gestion des risques ».

Renseignements sommaires concernant les réserves

Les tableaux suivants présentent des données choisies concernant les réserves de pétrole et de gaz naturel d'Enerplus. Les renseignements suivants proviennent du rapport préparé par Sproule Associates Limited à l'égard de nos réserves au 1^{er} janvier 2002, soit la date de prise d'effet de notre dernière évaluation des réserves indépendante. Sproule est un important cabinet indépendant établi d'ingénieurs pétroliers au Canada. Ces tableaux doivent être lus à la lumière des renseignements contenus à « Annexe A—Information sur les réserves d'Enerplus » et, en particulier, des notes aux tableaux des réserves contenus à l'annexe A, qui comprennent une description de certaines hypothèses posées dans la préparation de nos évaluations des réserves. Les chiffres étant arrondis, les totaux ne correspondent pas nécessairement à la somme des éléments. Pour obtenir une définition de certaines expressions utilisées ci-dessous et une description de certaines différences entre l'estimation des réserves aux termes des lignes directrices en matière d'information sur les réserves au Canada et aux États-Unis, voir « Présentation de l'information sur nos réserves » et « Glossaire ».

Réserves au 1^{er} janvier 2002

Présentation canadienne

(Réserves brutes établies en se fondant sur des hypothèses de prix et de coûts indexés)

	Pétrole brut (mb)	Liquides de gaz naturel (mb)	Gaz naturel (Mmpc)	Total (mbep)	Rentrées nettes futures estimatives ¹⁾	
					Non actualisées (en milliers)	Actualisées à 10 %
Réserves prouvées :						
Productrices mises en valeur	86 770	13 685	722 692	220 904	2 992 588 \$	1 376 940 \$
Non productrices mises en valeur . .	620	512	58 791	10 930	157 757	78 807
Non mises en valeur	7 457	1 917	169 650	37 649	401 713	170 532
Total des réserves prouvées	94 847	16 114	951 133	269 483	3 552 058	1 626 279
Réserves probables (évaluées à 50 % de risque)	18 821	2 337	130 345	42 882	644 955	159 099
Réserves établies	113 668	18 451	1 081 478	312 365	4 197 013 \$	1 785 378 \$

1) La valeur actualisée des rentrées nettes futures estimatives comprend le crédit d'impôt au titre des redevances de l'Alberta et est énoncée avant déduction de l'impôt sur le revenu. Les rentrées nettes futures estimatives ne doivent pas être interprétées comme la juste valeur marchande de nos réserves.

Réserves au 1^{er} janvier 2002

Présentation américaine

(Réserves nettes établies en se fondant sur des hypothèses de prix et de coûts constants)

	Pétrole brut (mb)	Liquides de gaz naturel (mb)	Gaz naturel (Mmpc)	Total (mbep)	Rentrées nettes futures estimatives ¹⁾	
					Non actualisées (en milliers)	Actualisées à 10 %
Réserves prouvées :						
Productrices mises en valeur	73 302	9 432	558 990	175 899	2 040 855 \$	1 088 148 \$
Non productrices mises en valeur . .	527	349	46 461	8 620	110 681	62 525
Non mises en valeur	6 320	1 218	139 485	30 785	265 004	111 270
Total des réserves prouvées	80 149	10 999	744 936	215 304	2 416 540 \$	1 261 942 \$

1) La valeur actualisée des rentrées nettes futures estimatives comprend le crédit d'impôt au titre des redevances de l'Alberta et est énoncée avant déduction de l'impôt sur le revenu. Les rentrées nettes futures estimatives ne doivent pas être interprétées comme la juste valeur marchande de nos réserves.

Données financières sommaires

Le tableau suivant présente le sommaire de nos données financières historiques consolidées pour les exercices terminés les 31 décembre 1999, 2000 et 2001 et pour les périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2001 et 2002 ainsi que les données tirées de notre bilan au 30 septembre 2002; ces données sont réelles et ajustées pour refléter l'acquisition de Celsius et réajustées pour le présent placement ainsi que l'application du produit à compter de cette date. Le tableau présente également les données tirées de nos états financiers pro forma pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001 reflétant la fusion du Fonds Enerplus Ressources et d'EnerMark Income Fund survenue le 21 juin 2001. Les données pour les exercices terminés aux 31 décembre 1999, 2000 et 2001 sont tirées de nos états financiers consolidés vérifiés compris dans le présent prospectus, tandis que les données au 30 septembre 2002 et pour les périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2001 et 2002 sont tirées de nos états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés compris dans le présent prospectus. Les données financières du Fonds pour les exercices terminés les 31 décembre 1999 et 2000 sont celles d'EnerMark Income Fund. Les données financières du Fonds pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001 et pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2001 comprennent uniquement les résultats d'exploitation d'EnerMark Income Fund avant la fusion et les résultats du Fonds fusionné par la suite. Les données relatives aux parts de fiducie et les données par part de fiducie jusqu'à la date de la fusion, soit le 21 juin 2001, ont été retraitées en tenant compte du ratio d'échange relatif à la fusion de 0,173 part de fiducie du Fonds Enerplus Ressources pour chaque part de fiducie d'EnerMark Income Fund. Se reporter à la rubrique « Présentation de nos données financières et d'exploitation ».

Les données suivantes devraient être lues parallèlement avec l'analyse par la direction de la situation financière et des résultats d'exploitation et les états financiers consolidés ainsi que les notes complémentaires s'y rapportant compris dans le présent prospectus. Les résultats historiques ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats prévus pour les périodes futures.

Les états des résultats et autres données financières pro forma non vérifiés rendent compte de la fusion du Fonds Enerplus Ressources et d'EnerMark Income Fund, de même qu'aux autres opérations et ajustements décrits dans les notes complémentaires des états pro forma, comme s'ils avaient eu lieu le 1^{er} janvier 2001. Les données pro forma devraient être lues parallèlement avec les états financiers consolidés pro forma non vérifiés et les notes complémentaires s'y rapportant ainsi que les états financiers consolidés et les notes complémentaires s'y rapportant, tous compris dans le présent prospectus. Les données financières pro forma ne sont pas nécessairement représentatives des résultats qui auraient été obtenus si la fusion avait eu lieu le 1^{er} janvier 2001, ou des résultats qui seront obtenus dans l'avenir.

	Exercices terminés les 31 décembre				Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	1999	2000	2001	Données pro forma 2001	2001	2002
Données tirées de l'état des résultats :						
(en milliers, sauf les montants par part de fiducie)						
Produits :						
Ventes de pétrole et de gaz	169 541 \$	343 182 \$	639 379 \$	761 722 \$	492 420 \$	428 408 \$
Redevances à la Couronne, redevances de propriétaire franc et autres redevances	(32 145)	(80 943)	(132 660)	(158 314)	(115 568)	(88 515)
Intérêts créditeurs et autres produits	1 045	611	858	1 035	680	338
Produits nets	138 441	262 850	507 577	604 443	377 532	340 231
Charges :						
Frais d'exploitation	37 228	54 997	120 082	138 218	81 157	95 853
Frais généraux et d'administration	5 726	7 202	12 971	14 940	6 367	10 085
Frais de gestion	2 204	4 556	9 323	12 478	6 957	13 571
Intérêts débiteurs	9 078	15 322	17 605	20 322	13 473	12 705
Dépilation et amortissement	61 857	80 309	194 080	217 857	135 885	158 906
Total des charges	116 093	162 386	354 061	403 815	243 839	291 120
Bénéfice avant impôts et taxes	22 348	100 464	153 516	200 628	133 693	49 111
Impôts et taxes :						
Taxes sur le capital	1 551	2 936	4 722	5 248	3 624	3 950
Impôts sur les bénéfices futurs	(4 957)	15 378	(31 475)	(31 201)	(13 260)	(19 338)
Bénéfice net	25 754 \$	82 150 \$	180 269 \$	226 581 \$	143 329 \$	64 499 \$

	Exercices terminés les 31 décembre				Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	1999	2000	2001	Données pro forma 2001	2001	2002
Bénéfice net par part de fiducie :						
De base	1,25 \$	3,06 \$	3,28 \$	3,50 \$	2,82 \$	0,92 \$
Dilué	1,25	3,05	3,28	3,50	2,82	0,92
Nombre moyen pondéré de parts de fiducie en circulation :						
De base	20 532	26 841	54 907	64 762	50 738	70 066
Dilué	20 607	26 928	54 956	64 811	50 817	70 181
<i>PCGR des États-Unis</i>						
Bénéfice net (perte nette)	48 024 \$	98 261 \$	(261 288)\$ ¹⁾	(191 199)\$ ¹⁾	(282 686)\$ ¹⁾	83 211 \$
Bénéfice net (perte nette) par part de fiducie :						
De base	2,34 \$	3,66 \$	(4,76)\$	(2,95)\$	(5,57)\$	1,19 \$
Dilué	2,33	3,65	(4,76)	(2,95)	(5,57)	1,19
Autres données financières :						
BAIIA ²⁾	93 283 \$	196 095 \$	365 201 \$	438 807 \$	283 051 \$	220 722 \$
Dépenses en immobilisations, avant acquisitions et désinvestissements	20 771 \$	39 996 \$	143 280 \$	s.o.	94 983 \$	101 040 \$
Espèces disponibles pour distribution ³⁾	78 189 \$	168 181 \$	316 454 \$	364 613 \$	253 868 \$	170 506 \$
Espèces disponibles pour distribution par part de fiducie (de base) ⁴⁾	3,70 \$	5,49 \$	5,67 \$	5,63 \$	4,77 \$	2,40 \$
Au 30 septembre 2002						
				Réel	Ajusté pour Celsius	Réajusté pour le présent placement ⁵⁾
(en milliers)						
Données tirées du bilan :						
Immobilisations corporelles (montant net)			2 170 796 \$	s.o.	s.o.	
Total des actifs			2 255 129	s.o.	s.o.	
Dette à long terme			362 458	528 358 \$	349 411 \$	
Avoir des porteurs de parts			1 404 138	1 404 138	1 583 085	
<i>PCGR des États-Unis</i>						
Avoir des porteurs de parts			837 273	837 273	1 016 220	

- 1) Au 30 septembre 2001 et au 31 décembre 2001, l'application du plafonnement du coût entier conformément aux PCGR des États-Unis a entraîné une réduction de valeur de 744,3 M\$ (458,4 M\$ après impôts). Comparativement, aucune réduction de valeur n'est exigée en vertu des PCGR du Canada. Se reporter à la note 8 de nos états financiers consolidés non vérifiés au 30 septembre 2002 et pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées les 30 septembre 2002 et 2001.
- 2) Le BAIIA représente le bénéfice avant les intérêts débiteurs, les impôts, la déplétion et l'amortissement. Nous avons calculé que le BAIIA était égal au bénéfice net plus les charges suivantes : les intérêts, les impôts sur le capital, la déplétion et l'amortissement ainsi que la charge (l'économie) d'impôts futurs. Le BAIIA est présenté parce que nous croyons qu'il est fréquemment utilisé par les analystes en valeurs mobilières et autres personnes dans l'évaluation des sociétés quant à leur capacité de payer des intérêts et d'effectuer des distributions en espèces. Toutefois, le BAIIA ne doit pas être considéré comme une option de rechange aux produits nets pour mesurer les liquidités ou comme option de rechange au bénéfice net en tant qu'indicateur du rendement d'exploitation ou à toute autre mesure de rendement conformément aux PCGR du Canada ou des États-Unis. Le BAIIA, tel qu'il est défini dans le présent prospectus, peut ne pas être comparable au BAIIA tel qu'il est présenté par d'autres entités.
- 3) Les espèces disponibles pour distribution représentent les distributions liées aux flux de trésorerie générés au cours de l'exercice ou pour la période de neuf mois, selon le cas, qui ont été réellement payées aux porteurs de parts à compter du mois de mars de la période en question jusqu'au mois de février inclusivement de l'exercice suivant ou, dans le cas d'une période de neuf mois, jusqu'au mois de novembre inclusivement du même exercice.
- 4) Calculées au moyen du nombre réel de parts de fiducie en circulation à la date de comptabilisation applicable, à l'exception des données pro forma de 2001 qui sont calculées au moyen du nombre moyen pondéré de parts de fiducie en circulation.
- 5) Ajusté à la fois pour l'acquisition de Celsius le 21 octobre 2002 et la vente de 7 000 000 parts de fiducie à un cours de 27,21 \$ par part de fiducie de même que l'application du produit net décrit dans la rubrique « Emploi du produit ».

Incidences fiscales fédérales canadiennes

Un porteur de parts qui est résident du Canada aux fins de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) sera tenu d'inclure dans le calcul de son revenu pour une année d'imposition donnée à la fois la part du revenu net du Fonds qui lui est payée au cours de l'année d'imposition et celle qui devient payable au cours de cette année d'imposition. En raison des déductions d'impôt dont dispose le Fonds, les montants payés ou payables à un porteur de parts à l'égard d'une année d'imposition peuvent dépasser le revenu du Fonds aux fins de l'impôt pour cette année. Le prix de base rajusté des parts d'un porteur de parts sera réduit de la tranche de tout montant payé ou payable au porteur de parts par le Fonds (sauf la partie non imposable de certains gains en capital) qui n'a pas été incluse dans le calcul du revenu du porteur de parts, et le porteur de parts réalisera un gain en capital au cours d'une année dans la mesure où le prix de base rajusté des parts du porteur de parts serait autrement un montant négatif. Voir « Certaines incidences fiscales—Incidences fiscales fédérales canadiennes—Imposition des porteurs de parts résidents du Canada ».

Incidences fiscales fédérales américaines

Le Fonds est considéré comme une société étrangère et les parts de fiducie sont considérées comme des actions d'une société étrangère aux fins de l'impôt fédéral américain. À moins que le Fonds ne soit considéré comme une société étrangère de placement passif, le porteur de parts des États-Unis inclura généralement le montant brut des distributions (avant la retenue d'impôt canadienne) reçues du Fonds à titre de revenu de dividendes ordinaire, dans la mesure du bénéfice et des profits accumulés du Fonds calculés à l'égard de l'impôt fédéral américain sur le revenu. Ce revenu de dividendes ne pourra donner lieu à la déduction pour dividendes reçus. Les distributions dépassant nos bénéfices et profits courants et accumulés seront d'abord traités comme un remboursement de capital jusqu'à concurrence de l'assiette fiscale du porteur de parts relative à ses parts et, par la suite, l'excédent sera considéré comme un gain provenant de la vente ou de l'échange des parts. Tout impôt canadien retenu relativement aux dividendes pourra, sous réserve de certaines restrictions, être déduit à titre de crédit pour impôt étranger de l'impôt fédéral américain sur le revenu que doit payer le porteur de parts ou pourra faire l'objet d'une déduction aux fins de l'impôt fédéral américain sur le revenu.

Les résidents des États-Unis devraient recevoir un formulaire 1099-Div qui indique les montants de revenu de dividendes, de remboursement de capital, d'impôt étranger payé et d'impôt fédéral sur le revenu qui doivent être utilisés pour la préparation de la déclaration de revenu d'un porteur de parts.

Une entité exonérée de l'impôt fédéral américain sur le revenu ne sera pas assujettie à l'impôt fédéral américain sur le revenu résultant de la propriété ou de la disposition de parts de fiducie, à moins que l'investissement du porteur de parts dans les parts de fiducie ne soit financé par emprunt. La propriété ou la vente de parts de fiducie par une société de placement ou un organisme de placement collectif réglementé produiront un revenu admissible pour ceux-ci, et les parts de fiducie seront traitées comme un élément d'actif admissible. Pourvu que le Fonds ne soit pas classifié à titre de société étrangère de placement passif, le porteur de parts des États-Unis comptabilisera généralement, à la vente ou à l'échange de parts, un gain ou une perte égal à l'écart entre le montant réalisé par le porteur de parts à la vente et l'assiette fiscale rajustée du porteur de parts relative à ses parts. Si les parts de fiducie sont détenues à titre d'immobilisations, tout gain ou toute perte constituera un gain ou une perte en capital, et il s'agira d'un gain ou d'une perte en capital à long terme si le porteur de parts a détenu les parts durant plus d'un an au moment de la vente ou de l'échange.

Notre assujettissement aux dispositions visant les sociétés étrangères de placement passif demeure incertain, et nous pourrions être une telle société aux fins de l'impôt fédéral américain sur le revenu pour les années d'imposition 2002 et suivantes. Si nous étions considérés comme une société étrangère de placement passif, les porteurs des États-Unis, autres que la plupart des épargnants exonérés d'impôt, seraient généralement assujettis à des règles fiscales défavorables.

Voir « Certaines incidences fiscales—Incidences fiscales fédérales américaines pour les porteurs des États-Unis » pour en savoir davantage sur les incidences fiscales fédérales américaines d'un investissement dans les parts de fiducie.

Incidences fiscales fédérales canadiennes pour les non-résidents du Canada

Lorsque la fiducie verse des distributions à un porteur de parts qui n'est pas résident du Canada, les mêmes considérations que celles qui s'appliquent aux résidents du Canada s'appliqueront généralement, sauf que toute distribution de revenu sera généralement assujettie à une retenue d'impôt canadienne au taux de 25 %, à moins que ce taux ne soit réduit en vertu des dispositions d'une convention fiscale entre le Canada et le territoire de résidence du porteur de parts. Les porteurs de parts qui sont résidents des États-Unis pour l'application de la convention fiscale entre le Canada et les États-Unis (1980) peuvent avoir droit à un taux de retenue d'impôt réduit à 15 %. Une entité exonérée de l'impôt fédéral américain sur le revenu peut être assujettie à une retenue d'impôt canadienne. Un gain réalisé à la disposition des parts de fiducie par un porteur de parts qui n'est pas résident du Canada ne sera généralement pas assujetti à l'impôt sur le revenu canadien, pourvu que les parts de fiducie ne constituent pas des « biens canadiens imposables » pour le porteur de parts. Voir « Certaines incidences fiscales—Incidences fiscales fédérales canadiennes—Imposition des porteurs de parts non-résidents du Canada ».

FACTEURS DE RISQUE

Les parts de fiducie diffèrent intrinsèquement des actions d'une société par actions bien que plusieurs des risques commerciaux auxquels nous sommes confrontés soient semblables à ceux auxquels doit faire face une société par actions engagée dans le même genre d'activités que nous. Avant de prendre la décision d'investir dans les parts de fiducie, vous devriez étudier attentivement les facteurs de risque décrits ci-dessous, ainsi que tous les autres renseignements contenus dans le présent prospectus et les renseignements intégrés par renvoi.

Risques liés à nos activités

La volatilité des prix du pétrole et du gaz naturel pourrait avoir un effet défavorable important sur nos résultats d'exploitation et notre situation financière, ce qui, par ricochet, pourrait avoir un effet sur le cours de nos parts de fiducie et sur le montant des distributions versées à nos porteurs de parts.

Nos résultats d'exploitation et notre situation financière sont tributaires des prix touchés pour le pétrole et le gaz naturel que nous vendons. Les prix du pétrole et du gaz naturel ont grandement fluctué au cours des dernières années et continueront vraisemblablement d'être volatils à l'avenir. Les prix du pétrole et du gaz naturel peuvent fluctuer en raison de divers facteurs indépendants de notre volonté, dont notamment :

- la politique énergétique mondiale, y compris la capacité de l'OPEP de fixer et de maintenir les niveaux de production et les prix du pétrole;
- la situation politique, y compris le risque d'hostilités au Moyen-Orient;
- la conjoncture économique mondiale et nationale;
- les conditions climatiques;
- l'offre et le prix du pétrole et du gaz naturel liquéfié importés;
- les niveaux de production et d'entreposage du gaz naturel nord-américain;
- la demande de la part des consommateurs;
- le prix et la disponibilité de combustibles de rechange;
- la proximité des réserves par rapport aux installations de transport et la capacité de celles-ci;
- l'incidence des mesures d'économie d'énergie dans le monde entier;
- les règlements gouvernementaux.

Les fléchissements des prix du pétrole brut ou du gaz naturel peuvent avoir un effet défavorable important sur nos activités, notre situation financière, notre capacité d'emprunt, nos réserves ainsi que sur le niveau des dépenses consacrées à la mise en valeur de nos réserves de pétrole et de gaz naturel. Les fléchissements de nos rentrées nettes qui en découlent pourraient réduire les distributions.

Nous avons recours à des instruments financiers dérivés et à d'autres mécanismes de couverture pour essayer de limiter une partie des effets défavorables de la volatilité des prix du pétrole et du gaz naturel. Dans la mesure où nous couvrons le risque lié aux prix des marchandises, nous renonçons aux avantages que nous procurerait autrement une hausse des prix des marchandises. En outre, nos activités de couverture des marchandises pourraient nous exposer à des pertes. Ces pertes pourraient survenir dans diverses circonstances, y compris si l'autre partie à notre couverture ne remplit pas ses obligations aux termes du contrat de couverture ou si nos politiques et procédures en matière de couverture ne sont pas respectées.

Une augmentation des frais d'exploitation ou une diminution de notre production pourrait avoir un effet défavorable important sur nos résultats d'exploitation et notre situation financière et, par conséquent, pourrait réduire les distributions versées à nos porteurs de parts.

Des frais d'exploitation plus élevés engagés à l'égard des propriétés sous-jacentes d'EnerMark et d'ERC occasionneraient une réduction directe des rentrées nettes que le Fonds touche et, par conséquent, pourraient réduire les distributions versées à nos porteurs de parts. Les frais liés à l'électricité, aux produits chimiques, à l'approvisionnement, à la restauration, à l'abandon et à la main-d'œuvre sont quelques-uns de nos frais d'exploitation susceptibles de variations importantes.

Le niveau de production de nos propriétés existantes peut chuter à un rythme supérieur à celui prévu en raison de circonstances imprévues, dont plusieurs sont indépendantes de notre volonté. Une diminution importante de la production pourrait entraîner des produits et des rentrées nettes beaucoup plus faibles et, par conséquent, pourrait réduire les sommes disponibles à des fins de distribution à nos porteurs de parts.

Nos distributions pourraient être réduites pendant des périodes au cours desquelles nous effectuons des dépenses en immobilisations ou nous remboursons des dettes au moyen des rentrées nettes.

Dans la mesure où EnerMark ou ERC a recours aux rentrées nettes pour financer des acquisitions, des frais de mise en valeur et d'autres dépenses en immobilisations importantes, les rentrées nettes que le Fonds reçoit d'elles seront réduites. Ainsi, le moment et le montant des dépenses en immobilisations peuvent avoir un effet sur le montant des rentrées nettes que touche le Fonds et, par conséquent, sur le montant de l'encaisse disponible à des fins de distribution à nos porteurs de parts. Il est donc possible que les distributions soient réduites, ou même éliminées, lorsque d'importantes dépenses, notamment en immobilisations, sont faites.

Le conseil d'administration d'EnerMark a le pouvoir discrétionnaire de fixer dans quelle mesure les rentrées nettes provenant de nos sociétés en exploitation seront affectées au paiement de frais de service de la dette ainsi qu'au remboursement de l'encours de la dette. Les fonds utilisés à ces fins ne seront pas payables au Fonds. Par conséquent, les fonds retenus par les sociétés en exploitation afin de payer des frais de service de la dette ou de réduire la dette diminueront les liquidités distribuées à nos porteurs de parts pendant les périodes au cours desquelles les fonds sont ainsi retenus.

Le recul de notre capacité à commercialiser notre production de pétrole et de gaz naturel pourrait avoir un effet défavorable important sur nos niveaux de production ou sur le prix que nous touchons pour notre production, ce qui, par ricochet, pourrait réduire les distributions versées à nos porteurs de parts.

Notre entreprise est tributaire en partie de la disponibilité, de la proximité et de la capacité des systèmes collecteurs de gaz, des pipelines et des installations de traitement. Les règlements fédéraux et provinciaux au Canada, ainsi que les règlements fédéraux et des États aux États-Unis, relatifs à la production, au traitement et au transport du pétrole et du gaz, les politiques fiscales et énergétiques, la conjoncture économique générale et les variations dans l'offre et la demande pourraient avoir un effet défavorable sur notre capacité à produire et à commercialiser le pétrole et le gaz naturel. Si les facteurs du marché changent et entravent la commercialisation de notre production, la production totale ou les prix réalisés pourraient chuter, ce qui pourrait réduire les distributions versées à nos porteurs de parts.

Les fluctuations des taux de change pourraient avoir un effet défavorable sur notre entreprise.

Le prix que nous touchons pour la plus grande partie de notre pétrole et de notre gaz naturel est fondé sur des prix de référence libellés en dollars américains et, par conséquent, le taux de change entre les deux monnaies a une incidence sur le prix que nous touchons en dollars canadiens. Un accroissement important de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain peut avoir une incidence défavorable sur les produits nets que nous tirons de notre production puisque la somme en dollars canadiens que nous touchons pour un prix donné en dollars américains est alors inférieure. À l'heure actuelle, nous ne nous livrons pas à des activités importantes de gestion des risques à l'égard des taux de change, à l'exception du crédit croisé connexe aux billets non garantis de premier rang.

Si nous ne sommes pas en mesure d'acquérir des réserves supplémentaires, la valeur de nos parts de fiducie et de nos distributions aux porteurs de parts pourrait chuter.

Nous ne faisons pas d'exploration pour découvrir des réserves de pétrole et de gaz naturel. Nous augmentons plutôt nos réserves principalement par voie d'acquisitions. En conséquence, nos réserves futures de pétrole et de gaz naturel sont grandement tributaires de notre succès dans le cadre de l'acquisition de réserves supplémentaires. Nous distribuons également la plus grande partie de nos rentrées nettes à nos porteurs de parts plutôt que de les réinvestir dans l'ajout de réserves. Ainsi, si des capitaux provenant de sources externes ne sont pas disponibles à des conditions commercialement raisonnables, notre capacité à effectuer les investissements de capitaux nécessaires pour maintenir ou accroître nos réserves de pétrole et de gaz naturel sera diminuée. Même si les capitaux nécessaires sont disponibles, nous ne pouvons garantir que nous réussirons à acquérir des réserves supplémentaires à des conditions conformes à nos objectifs d'investissement. Sans ces ajouts, nos réserves

s'épuiseront et, par conséquent, notre production ou la durée de vie moyenne de nos réserves diminuera. Ces diminutions peuvent entraîner une réduction de la valeur de nos parts de fiducie et une réduction des liquidités disponibles à des fins de distribution à nos porteurs de parts.

Nos réserves réelles seront différentes de nos estimations de réserves et l'écart pourrait être important.

La valeur de nos parts de fiducie dépend, entre autres, des réserves attribuables à nos propriétés. L'estimation des réserves est intrinsèquement incertaine. En définitive, les réserves réelles attribuables à nos propriétés seront différentes des estimations et l'écart pourrait être important. Les renseignements relatifs aux réserves contenus dans le présent prospectus, ou dans des documents intégrés par renvoi dans le présent prospectus, ne représentent que des estimations. De nombreux facteurs sont pris en compte et de nombreuses hypothèses sont posées dans l'estimation de réserves. Parmi ces facteurs et hypothèses, citons notamment :

- la production historique du secteur par rapport aux taux de production de secteurs de production semblables;
- les prix futurs des marchandises, les frais de production et de mise en valeur, les redevances et les dépenses en immobilisations;
- les taux de production initiaux;
- les taux de baisse de production;
- la récupération ultime des réserves;
- le succès des activités futures d'exploitation;
- la commerciabilité de la production;
- les effets de la réglementation gouvernementale;
- les autres cotisations gouvernementales qui peuvent être imposées pendant la durée de vie de production des réserves.

Les estimations de réserves sont fondées sur les facteurs, les hypothèses et les prix pertinents à la date où les évaluations sont préparées. Plusieurs de ces facteurs peuvent faire l'objet de modifications et sont indépendants de notre volonté. Si ces facteurs, hypothèses et prix se révèlent inexacts, nos réserves réelles pourraient être sensiblement différentes de nos estimations de réserves.

Si nous étendons nos activités au-delà de la production de pétrole et de gaz naturel dans l'Ouest du Canada, il est possible que nous ayons à faire face à de nouveaux défis et risques. Si nous ne réussissons pas à les gérer, nos résultats d'exploitation et notre situation financière pourraient en souffrir.

Nos activités et notre expertise sont actuellement concentrées sur la production traditionnelle de pétrole et de gaz et sur la mise en valeur dans le bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada. À l'avenir, il est possible que nous acquerions des propriétés pétrolières et gazières à l'extérieur de cette zone géographique. En outre, notre acte de fiducie ne limite pas nos activités à la production et à la mise en valeur de pétrole et de gaz naturel, et nous pourrions acquérir d'autres éléments d'actifs reliés au secteur de l'énergie, comme des usines de traitement du pétrole et du gaz naturel ou des pipelines. L'expansion de nos activités dans de nouvelles régions peut présenter des défis et des risques auxquels nous n'avons pas été confrontés par le passé. Si nous ne réussissons pas à faire face à ces défis et risques, nos résultats d'exploitation et notre situation financière pourraient en être touchés de manière défavorable.

Dans l'établissement du prix d'achat des acquisitions, nous nous fondons sur des estimations de réserves qui peuvent se révéler inexacts.

Le prix que nous sommes prêts à payer pour les acquisitions de réserve est fondé dans une large mesure sur nos estimations des réserves à acquérir. Les réserves réelles pourraient différer de manière importante de ces estimations. Par conséquent, il est possible que les réserves que nous acquerons soient moindres que nous le prévoyons, ce qui pourrait avoir un effet défavorable sur nos rentrées nettes et les distributions versées à nos porteurs de parts.

L'évaluation initiale d'une acquisition peut être fondée sur un rapport d'ingénieurs ou d'un cabinet d'ingénieurs qui optent pour des méthodes ou des approches d'évaluation différentes de celles de nos ingénieurs, et ces évaluations initiales peuvent différer de manière importante de nos évaluations ultérieures.

Puisque plusieurs de nos propriétés sont exploitées par des tiers, l'échec des exploitants tiers peut avoir un effet défavorable sur nos résultats d'exploitation.

La production continue tirée d'une propriété, et dans une certaine mesure la commercialisation de cette production, dépend de la compétence des exploitants de nos propriétés. Au 30 septembre 2002, environ 35 % de notre production quotidienne provenait de propriétés exploitées par des tiers. Dans la mesure où un exploitant tiers ne remplit pas ces fonctions adéquatement ou devient insolvable, nos rentrées nettes pourraient alors être réduites. Le recours à des exploitants tiers rend également plus difficile l'estimation des dépenses en immobilisations futures.

En outre, les contrats d'exploitation qui régissent les propriétés que nous n'exploitons pas imposent normalement à l'exploitant de mener les activités selon les règles de l'art. Ces contrats d'exploitation stipulent cependant généralement que l'exploitant n'a pas de responsabilité envers les autres propriétaires non exploitants qui détiennent une participation directe, comme nos porteurs de parts, pour les pertes subies ou les responsabilités engagées, sauf pour les responsabilités qui peuvent découler d'une négligence grave ou d'une faute intentionnelle.

Des retards dans l'exploitation de l'entreprise pourraient avoir un effet défavorable sur nos distributions aux porteurs de parts.

Outre les retards habituels de paiement par les acheteurs de pétrole et de gaz naturel aux exploitants de nos propriétés et les retards de ces exploitants à nous remettre le paiement, les paiements entre ces parties peuvent également être retardés en raison de ce qui suit :

- des restrictions imposées par les prêteurs;
- des délais comptables;
- des délais dans la vente ou la livraison de produits;
- des délais dans le raccordement de puits au système collecteur;
- des éruptions ou d'autres accidents;
- des rajustements pour des périodes antérieures;
- le recouvrement par l'exploitant de dépenses engagées dans l'exploitation des propriétés;
- l'établissement par l'exploitant de réserves pour ces dépenses.

Un de ces retards pourrait réduire les liquidités disponibles à des fins de distribution à nos porteurs de parts au cours d'une période donnée et nous exposer à des risques supplémentaires reliés au crédit des tiers.

Notre endettement pourrait toucher le moment ou limiter les sommes des distributions que nous versons à nos porteurs de parts.

Le versement des intérêts et le remboursement du capital à l'égard de nos dettes réduisent les sommes disponibles à des fins de distribution à nos porteurs de parts. EnerMark et ERC disposent d'une facilité de crédit non garantie de 432 M\$ à taux d'intérêt variable. En outre, nous avons échangé 175 M\$ US de montant en capital total de billets non garantis de premier rang à taux d'intérêt fixe que détient EnerMark contre une dette de 268 M\$ CA à taux d'intérêt variable. Les fluctuations des taux d'intérêt et les remboursements prévus du capital pourraient entraîner des changements importants du montant des rentrées nettes des sociétés en exploitation qui doit être affecté à leur dette avant qu'elles ne puissent verser quelque somme que ce soit au Fonds. Les contrats régissant cette facilité de crédit et les billets non garantis de premier rang prévoient chacun que si nous sommes en défaut, si nous dépassons certains seuils d'emprunt ou si nous faisons défaut de nous conformer à certains engagements, la capacité du Fonds de vous verser des distributions peut être limitée. Voir « Analyse par la direction des résultats d'exploitation et de la situation financière—Situation de trésorerie et sources de financement » pour obtenir des renseignements supplémentaires. En outre, le droit du Fonds de recevoir des

paiements des sociétés en exploitation est expressément subordonné aux droits des prêteurs aux termes de la facilité de crédit et à ceux des porteurs des billets non garantis de premier rang.

Notre facilité de crédit et toute facilité de crédit qui la remplace pourraient ne pas fournir de liquidités suffisantes.

Les sommes disponibles aux termes de notre facilité de crédit pourraient ne pas être suffisantes pour l'exploitation future, ou il est possible que nous ne soyons pas en mesure d'obtenir de financement supplémentaire à des conditions économiques qui nous conviennent, ni même d'en obtenir. Notre facilité de crédit est disponible sur une base renouvelable d'une année. Si les prêteurs ne prorogent pas la facilité à la fin de la période de renouvellement annuel, le prêt sera converti en un prêt à terme d'une durée de deux ans. Si cela survient, nous devrons peut-être obtenir du financement de remplacement. Le fait de ne pas obtenir de financement de remplacement adéquat pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités, et les distributions à nos porteurs de parts pourraient en être réduites de manière importante.

Il se peut que nous ne soyons pas en mesure de rivaliser avec d'autres organismes de notre secteur.

Le secteur du pétrole et du gaz naturel est très concurrentiel. Nous livrons concurrence pour obtenir des capitaux, du personnel compétent et des terrains non mis en valeur, acquérir des réserves, disposer de l'accès aux appareils de forage, aux plates-formes de maintenance et à d'autre équipement, de l'accès aux usines de traitement et à la capacité de transport par pipeline et de raffinage ainsi que pour plusieurs autres aspects de l'exploitation, à un nombre important d'autres organismes, dont beaucoup disposent de ressources techniques et financières supérieures aux nôtres. Certains de ces organismes exercent non seulement des activités d'exploration, de mise en valeur et de production de pétrole et de gaz naturel, mais également des activités de raffinage et de commercialisation du pétrole et d'autres produits partout dans le monde. En raison de ces activités complémentaires, certains de nos concurrents disposent de ressources plus vastes et plus diversifiées que les nôtres.

Notre secteur d'activités nous expose à des responsabilités éventuelles que notre garantie d'assurance pourrait ne pas viser.

Nos activités sont soumises à l'ensemble des risques normalement associés à l'exploitation et à la mise en valeur de propriétés pétrolières et gazières, dont le forage de puits de pétrole et de gaz naturel ainsi que la production et le transport du pétrole et du gaz naturel. Parmi ces risques et dangers, citons les formations ou pressions inattendues, les éruptions, la formation de cratères et les incendies, soit tout un ensemble de conditions qui pourraient entraîner des blessures corporelles, des décès ou des dommages à l'environnement et à nos biens ou aux biens d'autrui. Nous ne pouvons nous assurer totalement contre ces risques, et certains de ceux-ci sont non assurables. Nous pouvons devenir responsables de dommages découlant de ces événements contre lesquels nous ne pouvons nous assurer ou contre lesquels nous pouvons choisir de ne pas nous assurer en raison des primes élevées ou pour d'autres raisons. Les frais engagés pour réparer de tels dommages ou acquitter de telles responsabilités réduiraient les fonds disponibles à des fins de distribution à nos porteurs de parts.

L'exploitation de puits de pétrole et de gaz naturel pourrait nous exposer à des réclamations et responsabilités environnementales.

Le secteur du pétrole et du gaz naturel fait l'objet d'une réglementation environnementale importante aux termes de lois fédérales, provinciales et municipales. Le défaut de respecter cette législation pourrait entraîner l'imposition d'amendes ou la délivrance d'ordonnances de nettoyage. La législation régissant notre secteur pourrait être modifiée pour imposer des normes supérieures et des obligations potentiellement plus onéreuses. Par exemple, le Protocole de Kyoto de 1997 à la Convention Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques, appelé le Protocole de Kyoto, qui imposerait (notamment) d'importantes réductions des gaz à effet de serre, pourrait être ratifié par le Canada dans un proche avenir. Bien que les conséquences de la ratification du Protocole de Kyoto soient inconnues en ce moment, la ratification pourrait entraîner d'importants coûts supplémentaires pour notre entreprise. Nous n'avons pas établi de fonds de restauration distinct aux fins de financer nos obligations futures estimatives en matière de restauration et d'environnement. Nous ne pouvons garantir que nous serons en mesure de respecter nos obligations futures en matière de réclamations et d'environnement.

Nous ne sommes pas totalement assurés contre certains risques environnementaux, soit parce que l'assurance n'est pas disponible, soit parce que les primes sont élevées. En particulier, l'assurance contre les risques de

pollution environnementale se produisant au fil du temps (par opposition à des dommages soudains et catastrophiques) n'est pas disponible à des conditions économiquement raisonnables. Par conséquent, il est possible que nos propriétés fassent l'objet d'obligations découlant de dangers qui peuvent ne pas être assurables ou contre lesquels nous ne sommes pas assurés en raison des primes prohibitives ou pour d'autres raisons.

Les frais associés à la restauration ou à l'abandon d'un site engagés dans le cours normal des affaires pendant une période précise seront financés à partir des flux de trésorerie et, par conséquent, réduiront les sommes disponibles à des fins de distribution à nos porteurs de parts. Si nous devons ne pas être en mesure de financer entièrement les frais nécessaires au règlement d'une réclamation environnementale, nous pourrions être tenus de suspendre nos activités ou d'entreprendre des mesures provisoires de conformité jusqu'à la réalisation de la mesure corrective requise.

Une baisse des prix du pétrole et du gaz accroît le risque de réductions de valeur de nos investissements dans des propriétés pétrolières et gazières.

Selon les règles comptables canadiennes, le coût capitalisé net des propriétés pétrolières et gazières ne peut dépasser une valeur plafond qui dépend, en partie, des rentrées nettes futures estimatives tirées des réserves. Si le coût capitalisé net dépasse ce plafond, nous devons imputer le montant excédentaire au bénéfice. Si les prix du pétrole et du gaz naturel baissent, notre coût capitalisé net pourrait dépasser cette valeur plafond, ce qui donnerait lieu en définitive à une imputation au bénéfice. Selon les principes comptables généralement reconnus aux États-Unis, la valeur plafond est généralement inférieure à celle qui s'applique aux termes des principes comptables généralement reconnus au Canada, car les rentrées nettes futures utilisées dans le cadre du test du plafonnement aux États-Unis sont actualisées à une valeur d'actualisation. Nous pourrions donc courir un risque plus grand de réductions de valeur en raison du test de plafonnement dans un contexte de baisse de prix si nous établissions nos états financiers selon les principes comptables généralement reconnus aux États-Unis. Bien que ces réductions de valeur n'aient pas d'effet sur les rentrées, l'imputation au bénéfice pourrait être considérée de manière défavorable dans le marché.

Des vices de titres imprévus pourraient entraîner une perte du droit à la production et aux réserves.

Nous menons des examens de titres conformément aux pratiques du secteur avant tout achat d'avoirs de ressources. Toutefois, ces examens ne peuvent garantir qu'un vice imprévu dans la chaîne de titres ne surviendra pas et ne viciera pas notre titre de propriété à l'égard des avoirs achetés. Si un tel vice devait survenir, notre droit à la production et aux réserves découlant des avoirs achetés pourrait être compromis et, en conséquence, les distributions à nos porteurs de parts pourraient être réduites.

Risques liés à notre structure et à la propriété de nos parts de fiducie

Les modifications apportées aux lois fiscales et aux autres lois peuvent avoir un effet défavorable pour les porteurs de parts.

Les lois en matière d'impôt sur le revenu, les autres lois ou les programmes incitatifs gouvernementaux concernant le secteur pétrolier et gazier, notamment ceux qui concernent le traitement accordé aux fiducies de fonds commun de placement et la déduction relative à des ressources, peuvent à l'avenir être modifiés ou interprétés d'une façon défavorable pour le Fonds et nos porteurs de parts. Les autorités fiscales ayant compétence sur nous ou sur nos porteurs de parts pourraient ne pas accepter la manière dont nous calculons notre revenu aux fins de l'impôt ou modifier leurs pratiques administratives à notre détriment ou au détriment de nos porteurs de parts.

La perte, par le Fonds, de son statut de fiducie de fonds commun de placement aux termes des lois fiscales du Canada pourrait avoir des incidences fiscales défavorables importantes.

Nous visons à ce que le Fonds continue d'être admissible à titre de fiducie de fonds commun de placement aux fins de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada). Toutefois, le Fonds pourrait ne pas toujours être en mesure de satisfaire aux exigences futures afin de maintenir son statut de fiducie de fonds commun de placement. Si le Fonds devait perdre son statut de fiducie de fonds commun de placement ou si l'autorité fiscale compétente devait contester avec succès ce statut, il pourrait s'ensuivre certaines incidences défavorables pour le Fonds et les

porteurs de parts. Parmi les incidences importantes de la perte du statut de fiducie de fonds commun de placement, citons les suivantes :

- Le Fonds serait assujéti à l'impôt sur certains types de revenu distribué aux porteurs de parts, y compris le revenu provenant des redevances que le Fonds détient. Le paiement de cet impôt pourrait avoir des incidences défavorables pour certains porteurs de parts, en particulier pour les porteurs de parts qui ne sont pas résidents du Canada et les résidents du Canada qui sont par ailleurs exonérés de l'impôt sur le revenu du Canada.
- Le Fonds cesserait d'être admissible au mécanisme de remboursement au titre des gains en capital aux termes des lois fiscales du Canada s'il cessait d'être une fiducie de fonds commun de placement.
- Les parts de fiducie détenues par des porteurs de parts qui ne sont pas des résidents du Canada deviendraient des biens canadiens imposables. Ces porteurs non résidant seraient assujéti à l'impôt canadien sur le revenu sur les gains réalisés à la disposition des parts de fiducie qu'ils détiennent.
- Nos parts de fiducie ne constitueraient pas des placements admissibles pour les régimes enregistrés d'épargne-retraite (les *REER*), les fonds enregistrés de revenu de retraite (les *FERR*), les régimes enregistrés d'épargne-études (les *REEE*) et les régimes de participation différée aux bénéfices (les *RPDB*). Si, à la fin d'un mois donné, un de ces régimes exonérés détient des parts de fiducie qui ne sont pas des placements admissibles, il doit payer un impôt correspondant à 1 % de la juste valeur marchande des parts de fiducie au moment où il les a acquises. Les *REER* ou les *FERR* qui détiennent des parts de fiducie qui ne constituent pas des placements admissibles sont assujéti à l'impôt sur leur revenu attribuable aux parts de fiducie. Les *REEE* qui détiennent des parts de fiducie qui ne constituent pas des placements admissibles peuvent voir leur enregistrement révoqué par l'Agence des douanes et du revenu du Canada.

En outre, nous pourrions prendre certaines mesures à l'avenir dans la mesure où nous croyons qu'elles sont nécessaires pour assurer que le Fonds maintienne son statut de fiducie de fonds commun de placement. Ces mesures pourraient avoir un effet défavorable pour certains porteurs de nos parts de fiducie. Voir « Description des parts de fiducie ».

Les porteurs de parts des États-Unis peuvent être assujéti à des règles visant les sociétés étrangères de placement passif.

Nous pouvons être qualifiés de société étrangère de placement passif aux fins de l'impôt fédéral sur le revenu des États-Unis pour l'année d'imposition 2002 et les années d'imposition subséquentes. Si le Fonds était qualifié de société étrangère de placement passif, les porteurs de parts des États-Unis (autres que la majorité des épargnants exonérés) seraient assujéti à des règles fiscales défavorables. Aux termes de ces règles, les porteurs de parts des États-Unis seraient généralement tenus d'attribuer tout gain ou toutes distributions excédentaires, ce qui comprend toutes distributions annuelles, autres que celles reçues au cours de la première année pendant laquelle le porteur de parts a détenu nos parts de fiducie, qui sont supérieurs à 125 % des distributions annuelles moyennes reçues par ce porteur de parts au cours des trois années d'imposition précédentes ou, s'il s'agit d'un délai plus court, au cours de la période de détention de nos parts de fiducie par ce porteur de parts. Le montant attribué à l'année d'imposition courante et à toute année antérieure à la première année au cours de laquelle nous avons été considérés comme une société étrangère de placement passif serait assujéti à l'impôt comme un revenu ordinaire dans l'année courante. Le montant attribué à chacune des autres années d'imposition serait assujéti à l'impôt au plus haut taux d'imposition en vigueur pour la catégorie pertinente de contribuables pour cette année, et des intérêts débiteurs pour le bénéfice différé réputé seraient imposés à l'égard de l'impôt attribuable à chacune des autres années d'imposition. Les porteurs ne seront pas en mesure d'effectuer un choix de « fonds admissible exerçant un choix » (*qualified electing fund*) ou, quant aux filiales en exploitation du Fonds qui sont considérées être des sociétés étrangères de placement passif, un choix « d'évaluation à la valeur du marché » pour se protéger de ces incidences défavorables éventuelles si nous devons en définitive être qualifiés de société étrangère de placement passif. Les porteurs de parts des États-Unis sont priés de consulter leurs propres conseillers fiscaux concernant les incidences de l'impôt fédéral sur le revenu des États-Unis en ce qui a trait à notre qualification possible de société étrangère de placement passif et aux incidences d'une telle qualification.

Vos droits à titre de porteurs de parts diffèrent de ceux associés à d'autres genres d'investissements.

Les parts de fiducie ne constituent pas un investissement de type traditionnel dans le secteur du pétrole et du gaz naturel, et les épargnants ne sauraient les assimiler à nos actions. Les parts de fiducie représentent une fraction égale de participation véritable dans le Fonds. En tant que propriétaires de parts de fiducie, les porteurs de parts ne bénéficient pas des droits prévus par la loi et normalement rattachés à la propriété d'actions d'une société, notamment du droit d'entamer des recours en cas d'actions abusives ou des recours similaires à l'action oblique. La non-disponibilité de ces droits prévus par la loi peut également limiter la capacité de nos porteurs de parts d'intenter des recours judiciaires contre d'autres parties pour notre compte.

Les parts de fiducie diffèrent également des titres de créance traditionnels dans le sens où aucun capital n'est directement dû aux porteurs de parts. Nos parts de fiducie n'auront aucune valeur lorsque les réserves de nos propriétés ne feront plus l'objet d'une production ou d'une commercialisation rentable. Les porteurs de parts ne pourront obtenir un rendement sur le capital qu'ils ont investi qu'au cours de la période où les réserves peuvent être extraites et vendues de façon rentable. Par conséquent, il est possible que les distributions que vous recevrez tout au long de la vie de votre investissement ne correspondent pas à votre investissement en capital initial ou ne le dépassent pas.

Des changements des facteurs fondés sur le marché peuvent avoir un effet défavorable sur le cours de nos parts de fiducie.

Le cours de nos parts de fiducie est principalement fonction des distributions prévues aux porteurs de parts et de la valeur des propriétés dont nous sommes propriétaires. Le cours de nos parts de fiducie est par conséquent sensible à divers facteurs fondés sur le marché, notamment les taux d'intérêt et la comparabilité de nos parts de fiducie à d'autres titres axés sur le rendement. Des changements dans ces facteurs peuvent avoir un effet défavorable sur le cours de nos parts de fiducie.

L'exploitation du Fonds est entièrement indépendante des porteurs de parts et la perte de membres-clés du personnel de direction et d'autres employés pourrait avoir une incidence sur nos activités.

Les porteurs de parts dépendent entièrement de la direction d'EnerMark et d'EGEM, notre gestionnaire, pour ce qui est de l'acquisition de propriétés et d'éléments d'actif pétroliers et gaziers, de la mise en valeur et de l'acquisition de réserves supplémentaires, de la gestion et de l'administration de toutes les questions touchant nos propriétés et de la gestion du Fonds. La perte des services fournis par des personnes-clés, la résiliation de notre convention de gestion avec EGEM ou l'insolvabilité de cette dernière pourrait avoir une incidence défavorable sur le Fonds. Les épargnants devraient se demander s'ils veulent se fier à la gestion d'EnerMark et d'EGEM avant d'investir dans nos parts de fiducie.

EGEM, notre gestionnaire, peut avoir des intérêts qui diffèrent des intérêts du Fonds et des porteurs de parts et qui peuvent être incompatibles avec ces derniers.

Dans certaines circonstances, les intérêts d'EGEM, des membres de son groupe ou des entités gérées par l'un ou l'autre de ceux-ci seront incompatibles avec les intérêts du Fonds et ceux de nos porteurs de parts. EGEM ou les membres de son groupe peuvent acquérir des propriétés pétrolières et gazières pour leur propre compte ou pour le compte de personnes autres que le Fonds. EGEM ou les membres de son groupe peuvent gérer et administrer ces propriétés supplémentaires ainsi que mener d'autres types d'activités de gestion, de conseil et d'investissement liées au secteur de l'énergie. Bien qu'EGEM ait convenu de régler tous les conflits d'intérêts éventuels d'une manière qui fait en sorte que le Fonds et l'autre partie soient traités de façon équitable, ni EGEM ni ses administrateurs ni ses dirigeants ni les membres de son groupe n'exercent leurs fonctions à temps plein pour le compte d'Enerplus et, lorsqu'ils agissent pour leur propre compte ou pour le compte d'autrui, ils peuvent à l'occasion se trouver en concurrence avec les intérêts d'Enerplus ou de nos porteurs de parts. Certains des administrateurs et des dirigeants d'EGEM sont administrateurs et dirigeants d'autres organismes dans le secteur pétrolier et gazier. Dans le cours normal des affaires, ces autres organismes peuvent acquérir des propriétés ou explorer d'autres possibilités d'affaires à leur profit, lesquelles pourraient nous convenir.

Une dilution future est possible.

Un de nos objectifs vise à accroître de manière continue nos réserves pétrolières et gazières principalement par voie d'acquisitions. Puisque nous ne réinvestissons pas la totalité de nos rentrées, notre succès est, en partie,

tributaire de notre capacité à réunir à l'occasion des capitaux en vendant des parts de fiducie. Les porteurs de parts subiront une dilution à la suite de ces placements si, par exemple, les rentrées, la production ou les réserves découlant des éléments d'actif acquis ne compensent pas le nombre supplémentaire de parts de fiducie émises pour acquérir ces éléments d'actif. Les porteurs de parts peuvent également subir une dilution dans le cadre d'émissions futures de parts de fiducie dans le but d'effectuer des acquisitions.

La responsabilité limitée de nos porteurs de parts est incertaine.

En raison des incertitudes liées à l'imprécision de la loi quant aux fiducies de placement, il existe un risque qu'un porteur de parts puisse être tenu personnellement responsable d'obligations du Fonds à l'égard de contrats ou d'engagements que le Fonds a conclus ou pris et à l'égard de certaines responsabilités autres que contractuelles, y compris des réclamations en responsabilité civile, des réclamations en matière d'impôt et possiblement de certaines autres responsabilités prévues par la loi. Bien que les contrats ou les engagements écrits du Fonds doivent contenir un déni exprès de responsabilité des porteurs de parts et une limite de responsabilité aux biens du Fonds, ces dispositions de protection peuvent ne pas permettre d'éviter la responsabilité des porteurs de parts. Toutefois, malgré nos tentatives de limiter la responsabilité des porteurs de parts, ceux-ci peuvent ne pas être protégés à l'encontre des obligations du Fonds dans la même mesure qu'un actionnaire est protégé des obligations d'une société par actions. En outre, bien que le Fonds ait convenu d'indemniser chaque porteur de parts des frais, dommages, responsabilités, dépenses, charges et pertes que ce dernier subit du fait qu'il n'avait pas une responsabilité limitée, rien ne garantit que des éléments d'actifs seraient disponibles dans ces circonstances pour vous compenser de cette responsabilité.

Nous avons adopté un régime de droits des porteurs de parts qui peut dissuader une tentative de prise de contrôle.

Les dispositions contenues dans notre régime de droits des porteurs de parts pourraient rendre plus difficile notre acquisition par un tiers, même si elle était profitable à nos porteurs de parts. Le régime de droits impose diverses exigences de procédure et autres à un offrant éventuel, y compris l'exigence pour l'offrant éventuel de garder l'offre valide pendant une période d'au moins 45 jours et celle selon laquelle l'offre doit être acceptée par des porteurs de parts détenant au moins 50 % des parts de fiducie, autres que les parts de fiducie détenues par l'offrant éventuel. En outre, si un porteur de parts acquiert plus de 20 % des parts de fiducie en circulation, les autres porteurs de parts peuvent, au gré du conseil d'administration d'EnerMark, acquérir un certain nombre de parts de fiducie à 50 % du cours en vigueur à ce moment, entraînant ainsi une importante dilution pour le porteur de parts acquérant 20 % des parts de fiducie. Notre convention de gestion prévoit également que dans certaines circonstances, y compris lorsqu'un porteur de parts acquiert plus de 20 % des parts de fiducie en circulation, certains frais de résiliation seraient payables à EGEM. Ces droits peuvent avoir pour effet de retarder ou de décourager un changement de contrôle du Fonds et pourraient limiter le prix que les épargnants seraient prêts à payer à l'avenir pour nos parts de fiducie.

Les droits de rachat des porteurs de parts sont limités.

Les porteurs de parts ont un droit limité d'exiger que le Fonds rachète leurs parts de fiducie, appelé droit de rachat. Voir « Description des parts de fiducie ». Il est prévu que le droit de rachat ne constituera pas le principal moyen à la disposition des porteurs de parts pour liquider leur investissement. Notre capacité à verser des espèces dans le cadre d'un rachat est assujettie à certaines restrictions. Les titres qui peuvent être distribués en nature aux porteurs de parts dans le cadre d'un rachat peuvent ne pas être inscrits à la cote d'une bourse et il est possible qu'aucun marché ne se crée pour ces titres. De plus, la loi peut imposer des restrictions en matière de revente aux récipiendaires des titres aux termes du droit de rachat.

La convention de gestion par laquelle les services d'EGEM sont retenus vise à limiter les obligations fiduciaires d'EGEM et ces dispositions contractuelles peuvent servir à limiter ou à éliminer les sommes que nous, ainsi que nos porteurs de parts, pourrions recouvrer d'EGEM.

La convention de gestion par laquelle les services d'EGEM sont retenus vise à limiter les obligations fiduciaires d'EGEM. Aussi longtemps qu'EGEM apporte le degré de soin, de diligence et de compétence qui y est prévu, elle n'encourt pas de responsabilité envers les porteurs de parts. La convention de gestion nous oblige également à indemniser EGEM et ses administrateurs, dirigeants et employés, à moins qu'ils n'aient pas satisfait à certaines normes.

La capacité des épargnants des États-Unis de se prévaloir de recours civils peut être limitée.

Nous sommes une fiducie organisée sous le régime des lois de la province d'Alberta (Canada) et notre principale place d'affaires est située au Canada. La majorité des administrateurs et la totalité des dirigeants d'EnerMark et d'ERC ainsi que les représentants des experts nommés dans le présent prospectus sont résidents du Canada et la totalité ou une partie importante de leurs éléments d'actifs et des nôtres sont situés à l'extérieur des États-Unis. Par conséquent, il peut être difficile pour des épargnants des États-Unis de faire signifier un acte de procédure aux États-Unis à ces administrateurs, dirigeants et représentants des experts qui ne sont pas des résidents des États-Unis ou de faire exécuter contre eux des jugements rendus par des tribunaux des États-Unis et fondés sur la responsabilité civile aux termes des lois fédérales des États-Unis sur les valeurs mobilières ou des lois sur les valeurs mobilières d'un État des États-Unis. La force exécutoire au Canada à notre rencontre ou à l'encontre de l'un de nos administrateurs ou dirigeants ou de l'un des représentants des experts qui ne sont pas des résidents des États-Unis d'actions originales ou d'actions en exécution de jugement des tribunaux des États-Unis relativement à la responsabilité fondée uniquement sur les lois fédérales des États-Unis sur les valeurs mobilières ou les lois sur les valeurs mobilières d'un État des États-Unis est incertaine.

Risques liés à Arthur Andersen s.r.l.

Dans le cadre du présent placement, nous serions normalement tenus d'obtenir un consentement écrit d'Arthur Andersen s.r.l., experts-comptables indépendants, relativement à l'intégration de leur rapport de vérification visant les états financiers vérifiés du Fonds Enerplus Ressources (avant sa fusion avec EnerMark Income Fund) pour les exercices terminés les 31 décembre 2000, 1999 et 1998 intégrés dans le présent prospectus et de le déposer auprès de la SEC comme pièce de la déclaration d'enregistrement (*registration statement*) dont le présent prospectus fait partie intégrante ainsi qu'auprès des commissions des valeurs mobilières au Canada. Toutefois, le 3 juin 2002, Arthur Andersen s.r.l., qui était une société à responsabilité limitée d'Ontario, distincte d'Arthur Andersen LLP aux États-Unis, a cessé d'exercer l'expertise comptable au Canada, y compris à ses bureaux de Calgary (Canada), d'où les services nous étaient principalement fournis. Par conséquent, aucun représentant d'Arthur Andersen s.r.l. n'est plus disponible pour fournir un consentement dans le cadre du dépôt du présent prospectus auprès des commissions des valeurs mobilières au Canada et du dépôt de la déclaration d'enregistrement auprès de la SEC. Nous avons déposé notre prospectus au Canada en nous fondant sur un avis au personnel des Autorités canadiennes en valeurs mobilières et nous avons déposé notre déclaration d'enregistrement auprès de la SEC en nous fondant sur une règle de la SEC, lesquels libèrent un émetteur de l'obligation d'obtenir des consentements d'Arthur Andersen s.r.l. dans certains cas. En conséquence de l'absence de consentement de la part d'Arthur Andersen s.r.l., vous ne serez pas en mesure de recouvrer des dommages d'Arthur Andersen s.r.l. aux termes de la législation canadienne sur les valeurs mobilières ou de l'article 11 de la *Securities Act of 1933* à l'égard de leur rapport de vérification. En outre, Arthur Andersen s.r.l. peut ne pas avoir suffisamment d'éléments d'actif pour régler les réclamations qui peuvent découler de leur vérification de ces états financiers.

FOURCHETTE DES COURS ET VOLUME DES OPÉRATIONS SUR LES PARTS DE FIDUCIE

Les parts de fiducie sont négociées à la *New York Stock Exchange* sous le symbole « ERF » et à la Bourse de Toronto sous le symbole « ERF.UN ». Les parts de fiducie ont commencé à être négociées à la *New York Stock Exchange* le 17 novembre 2000. Le tableau suivant présente les cours extrêmes de clôture et le volume quotidien moyen des opérations sur les parts de fiducie à la *New York Stock Exchange* et à la Bourse de Toronto pour les périodes indiquées, rajustés pour tenir compte de la consolidation des parts de fiducie, à raison de une pour six, avec prise d'effet le 8 juin 2000.

	New York Stock Exchange			Bourse de Toronto		
	Haut (\$ US)	Bas (\$ US)	Volume quotidien moyen des opérations	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume quotidien moyen des opérations
2002						
Quatrième trimestre (jusqu'au 21 nov. 2002)	18,27 \$ US	17,12 \$ US	171 445	28,77 \$	27,12 \$	168 872
Troisième trimestre	19,08	16,23	194 652	28,93	25,56	155 850
Deuxième trimestre	18,55	15,95	130 169	28,19	25,35	157 869
Premier trimestre	16,49	14,50	74 595	26,22	23,01	123 672
2001						
Quatrième trimestre	17,00 \$ US	14,77 \$ US	99 853	26,55 \$	23,45 \$	134 704
Troisième trimestre	19,45	14,60	121 344	29,11	22,99	166 969
Deuxième trimestre	21,51	16,20	129 171	32,76	24,60	109 853
Premier trimestre	15,85	14,66	18 315	24,40	22,55	59 192
2000						
Quatrième trimestre ¹⁾	15,25 \$ US	14,69 \$ US	4 155	23,10 \$	21,80 \$	31 087
Troisième trimestre	—	—	—	24,55	21,25	26 829
Deuxième trimestre	—	—	—	23,00	16,32	18 663
Premier trimestre	—	—	—	17,40	15,78	4 708

1) Nos parts de fiducie ont commencé à être négociées à la *New York Stock Exchange* le 17 novembre 2000.

Le 21 novembre 2002, le cours vendeur de clôture des parts de fiducie à la *New York Stock Exchange* s'élevait à 17,36 \$ US et à 27,21 \$ à la Bourse de Toronto.

DISTRIBUTIONS

Les distributions sont versées à la date de versement des distributions aux porteurs de parts inscrits à la date de clôture des registres correspondante. Nous avons fixé le 20^e jour de chaque mois civil comme date de versement des distributions, le 10^e jour de ce mois étant la date de clôture des registres correspondante (à l'exception de la date de versement du 20 janvier, qui est précédée de la date de clôture des registres pour les distributions du 31 décembre de l'année précédente). Une distribution de 0,30 \$ (0,19 \$ US) la part de fiducie a été versée en novembre 2002. La première distribution à laquelle les acquéreurs dans le cadre du présent placement seront admissibles sera celle de décembre 2002, qui sera versée le 20 décembre 2002 (du moment que l'acquéreur est un porteur de parts inscrit au 10 décembre 2002). Les distributions payables aux porteurs de parts des États-Unis sont payables à la même date et sont converties en dollars américains à midi à la date de clôture des registres pour les porteurs de parts inscrits et à midi à la date de distribution pour les porteurs de parts non inscrits.

Les distributions aux porteurs de parts qui ne sont pas des résidents du Canada sont assujetties à la retenue d'impôt au Canada. Voir « Certaines incidences fiscales—Incidences fiscales fédérales canadiennes—Imposition des porteurs de parts non-résidents du Canada » pour obtenir un aperçu de la retenue d'impôt au Canada qui s'applique aux porteurs de parts des États-Unis.

Revenu distribuable

Les sommes dont le Fonds dispose pour verser les distributions dépendent des rentrées nettes qu'il a reçues des sociétés en exploitation aux termes des contrats de redevances et à titre de versements d'intérêts, de capital et de dividendes. Les sommes que les sociétés en exploitation versent au Fonds aux termes des redevances sont calculées de la même manière décrite à la rubrique intitulée « Description des redevances et du billet subordonné ». Les distributions pour une période représentent en général les rentrées nettes des sociétés en exploitation à compter de la période précédant d'environ deux mois la période au cours de laquelle la distribution est effectuée.

Politique de distribution

Le montant des rentrées versées au Fonds est en partie soumis à l'appréciation du conseil d'administration d'EnerMark puisque celui-ci doit fixer à la fois la mesure dans laquelle les rentrées seront affectées au remboursement de la dette et le montant des rentrées à imputer aux dépenses en immobilisations. Le conseil d'administration d'EnerMark évalue régulièrement le paiement intégral des distributions du Fonds à l'égard des rentrées prévues, des niveaux d'endettement et des programmes de dépenses en immobilisations. Par le passé, l'encaisse retenue aux fins du remboursement de la dette a habituellement varié entre 5 % et 20 % des rentrées totales. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002, environ 17 % de l'encaisse disponible à des fins de distribution ont été retenus pour le remboursement de la dette.

Historique des distributions

Le Fonds peut, au plus tard à la date de clôture des registres pour les distributions, déclarer payable aux porteurs de parts la totalité ou une partie du revenu distribuable du Fonds. Voir « Description des parts de fiducie—Distributions du revenu distribuable ».

Les rentrées disponibles à des fins de distribution peuvent varier de manière importante d'une période à l'autre pour de nombreuses raisons, notamment les fluctuations 1) du prix de vente que nous réalisons pour notre production de pétrole et de gaz naturel (après réception et paiement des contrats de couverture), 2) de la quantité de pétrole et de gaz naturel que nous produisons, 3) du coût de production du pétrole et du gaz naturel et des frais d'administration du Fonds et des sociétés en exploitation, 4) de l'encaisse retenue aux fins du service ou du remboursement de la dette ou du financement des dépenses en immobilisations et 5) des taux de change et des taux d'intérêts. En outre, les distributions par part de fiducie seront touchées par le nombre de parts de fiducie en circulation. Voir « Analyse par la direction des résultats d'exploitation et de la situation financière—Stratégie de gestion des risques—Analyse de la sensibilité ».

Fonds Enerplus Resources

Le tableau suivant présente les distributions en espèces historiques versées par le Fonds Enerplus Resources (en tant qu'Enerplus avant la fusion avec EnerMark Income Fund du 21 juin 2001) depuis 1998. Les distributions avant 2000 ont été rajustées pour donner effet à la consolidation de nos parts de fiducie, à raison de une pour six, avec prise d'effet le 8 juin 2000.

	Distributions en espèces versées par le Fonds Enerplus Resources				
	2002	2001	2000	1999	1998
Mois du versement					
janvier	0,30 \$	0,40 \$	0,30 \$	0,15 \$	0,21 \$
février	0,25	0,65	0,36	0,15	0,42
mars	0,20	0,45	0,30	0,15	0,21
avril	0,20	0,45	0,30	0,15	0,21
mai	0,28	0,90	0,54	0,18	0,30
juin	0,28	0,52	0,30	0,15	0,21
juillet	0,28	0,48	0,30	0,15	0,18
août	0,28	0,50	0,43	0,30	0,18
septembre	0,28	0,45	0,30	0,18	0,18
octobre	0,30	0,40	0,30	0,24	0,15
novembre	0,30	0,40	0,75	0,36	0,15
décembre		0,35	0,40	0,30	0,15
Total	<u>2,95 \$</u>	<u>5,95 \$</u>	<u>4,58 \$</u>	<u>2,46 \$</u>	<u>2,55 \$</u>

EnerMark Income Fund

Le tableau suivant présente les distributions en espèces historiques versées par EnerMark Income Fund de 1998 jusqu'à la fusion avec le Fonds Enerplus Resources le 21 juin 2001, sans donner effet au ratio d'échange de 0,173 pour les parts de fiducie d'Enerplus aux termes de la fusion.

	Distributions en espèces versées par EnerMark Income Fund			
	2001	2000	1999	1998
Mois du versement				
janvier	0,08 \$	0,06 \$	0,03 \$	0,075 \$
février	0,13	0,06	0,04	0,075
mars	0,09	0,06	0,03	0,075
avril	0,09	0,06	0,03	0,075
mai	0,17	0,09	0,05	0,075
juin	0,09	0,06	0,03	0,055
juillet	—	0,06	0,03	0,055
août	—	0,09	0,09	0,055
septembre	—	0,06	0,05	0,055
octobre	—	0,06	0,05	0,040
novembre	—	0,12	0,10	0,045
décembre	—	0,08	0,06	0,040
Total	<u>0,65 \$</u>	<u>0,86 \$</u>	<u>0,59 \$</u>	<u>0,720 \$</u>

Les versements des distributions historiques indiqués ci-dessus peuvent ne pas être une indication des versements de distributions futurs, pour les raisons décrites ci-dessus et ailleurs dans le présent prospectus. Il n'existe aucune distribution minimale garantie payable au cours d'une période quelconque.

EMPLOI DU PRODUIT

Nous évaluons que le produit net du placement sera d'environ 178,9 M\$ (113,4 M\$ US), déduction faite de la réduction de prise ferme et des dépenses estimées du placement, en fonction d'un prix d'offre de 27,21 \$ (17,24 \$ US), soit le cours de clôture des parts de fiducie à la Bourse de Toronto le 21 novembre 2002. Le produit net estimatif s'élèvera à 206,1 M\$ (130,6 M\$ US) si les preneurs fermes lèvent leur option pour répartitions excédentaires intégralement. L'information concernant le dollar américain est fondée sur l'inverse du cours acheteur à midi le 21 novembre 2002, soit de 0,6336 \$ US pour 1,00 \$ CA. Voir « Taux de change ».

Le produit net servira à réduire les emprunts impayés aux termes de nos facilités de crédit. Voir « Prise ferme ». Ces emprunts impayés ont été engagés dans le cadre de notre acquisition de Celsius et de notre programme de développement du capital. Des sommes peuvent par la suite être tirées de nos facilités de crédit à l'occasion pour financer des acquisitions, y compris celles décrites à « Faits récents—Acquisitions éventuelles » ou des projets de développement ou aux fins générales du fonds de roulement. Conformément à notre stratégie d'entreprise, nous recherchons et évaluons de manière continue des possibilités d'acquisition. Toutefois, nous ne pouvons prévoir si l'une de ces possibilités se traduira par la réalisation d'une acquisition par Enerplus.

STRUCTURE DU CAPITAL

Le tableau ci-dessous présente la structure du capital consolidée :

- au 31 décembre 2001 et au 30 septembre 2002;
- ajustée au 30 septembre 2002 pour rendre compte de notre acquisition de Celsius;
- réajustée au 30 septembre 2002, pour rendre compte également de notre vente de 7 000 000 parts de fiducie au cours du présent placement (à un cours présumé de 27,21 \$ CA (17,24 \$ US) par part de fiducie, soit (le cours de clôture des parts de fiducie à la Bourse de Toronto le 21 novembre 2002) et l'application du produit net telle qu'elle est décrite dans la rubrique « Emploi du produit ».

Notre structure du capital consolidée ajustée présume que l'option d'attribution excédentaire des preneurs fermes ne sera pas exercée. Le tableau suivant devrait être lu parallèlement avec les états financiers consolidés historiques et les notes complémentaires s'y rapportant compris dans le présent prospectus ainsi que la rubrique intitulée « Analyse par la direction de la situation financière et des résultats d'exploitation ».

	Au 31 décembre 2001	Au 30 septembre 2002		
	Réel	Réel	Ajusté pour Celsius	Réajusté pour le présent placement
		(en milliers)		
Dette à long terme ¹⁾				
Facilités de crédit bancaire	412 589 \$	94 130 \$	260 030 \$	81 083 \$
Billets non garantis de premier rang ²⁾	—	268 328	268 328	268 328
Total de la dette à long terme	412 589	362 458	528 358	349 411
Avoir des porteurs de parts ³⁾⁴⁾	1 373 085	1 404 138	1 404 138	1 583 085
Total de la structure du capital	1 785 674 \$	1 766 596 \$	1 932 496 \$	1 932 496 \$

- 1) Pour obtenir plus d'information sur notre dette à long terme, se reporter à la note 4 de nos états financiers consolidés non vérifiés au 30 septembre 2002 et pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées les 30 septembre 2002 et 2001 compris dans le présent prospectus.
- 2) Les billets non garantis de premier rang consistent en un montant en principal de 175 M\$ US converti en 268,3 M\$ CA par un swap de devises. Se reporter à « Faits récents—Émission de billets non garantis de premier rang » et à la note 4 de nos états financiers consolidés non vérifiés au 30 septembre 2002 et pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2002 et 2001 compris dans le présent prospectus.
- 3) Ne comprend pas (i) les options en circulation en vertu du régime d'options sur parts de fiducie visant la souscription de 150 000 parts de fiducie à des prix d'exercice variant de 15,30 \$ à 22,90 \$ par part de fiducie et venant à échéance à diverses dates d'ici le 31 décembre 2004, ni (ii) les droits en circulation en vertu de notre régime incitatif de droits de souscription de parts de fiducie visant la souscription de 1 348 000 parts de fiducie à des prix d'exercice variant de 24,38 \$ à 26,40 \$ par part de fiducie et venant à échéance à diverses dates entre le 31 décembre 2005 et le 31 décembre 2008. Pour obtenir plus d'information sur notre régime d'options sur parts de fiducie et notre régime incitatif de droits de souscription de parts de fiducie, se reporter à la note 2 de nos états financiers consolidés non vérifiés au 30 septembre 2002 et pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées les 30 septembre 2002 et 2001 compris dans le présent prospectus.
- 4) Nombre illimité de parts de fiducie autorisées; 69 532 000 parts de fiducie émises et en circulation au 31 décembre 2001; 74 751 000 parts de fiducie émises et en circulation au 30 septembre 2002, montant ajusté pour Celsius au 30 septembre 2002; et 81 751 000 parts de fiducie émises et en circulation, montant réajusté au 30 septembre 2002.

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES

Le tableau suivant présente nos principales données financières historiques consolidées aux 31 décembre 1999, 2000 et 2001 et pour les exercices terminés à ces dates ainsi qu'au 30 septembre 2002 et pour les périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2001 et 2002. Les données pour les exercices terminés les 31 décembre 1999, 2000 et 2001 sont tirées de nos états financiers consolidés vérifiés compris dans le présent prospectus, tandis que les données au 30 septembre 2002 et pour les périodes de neuf mois terminées aux 30 septembre 2001 et 2002 sont tirées de nos états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés compris dans le présent prospectus. Les données financières du Fonds pour les exercices terminés les 31 décembre 1999 et 2000 sont celles d'EnerMark Income Fund. Les données financières du Fonds pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001 et pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2001 comprennent uniquement les résultats d'exploitation d'EnerMark Income Fund avant la fusion et les résultats du Fonds fusionné par la suite. Les données relatives aux parts de fiducie et les données par part de fiducie jusqu'à la date de la fusion, soit le 21 juin 2001, ont été retraitées en tenant compte du ratio d'échange relatif à la fusion de 0,173 part de fiducie du Fonds Enerplus Ressources pour chaque part de fiducie d'EnerMark Income Fund. Se reporter à la rubrique « Présentation de nos données financières et d'exploitation ».

Les données suivantes devraient être lues parallèlement avec l'analyse par la direction de la situation financière et des résultats d'exploitation et les états financiers consolidés ainsi que les notes complémentaires s'y rapportant compris dans le présent prospectus. Les résultats historiques ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats prévus pour les périodes futures.

	Exercices terminés les 31 décembre			Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	1999	2000	2001	2001	2002
	(en milliers, sauf les montants par part)				
Données tirées de l'état des résultats :					
Produits :					
Ventes de pétrole et de gaz	169 541 \$	343 182 \$	639 379 \$	492 420 \$	428 408 \$
Redevances à la Couronne, redevances de propriétaire franc et autres redevances . . .	(32 145)	(80 943)	(132 660)	(115 568)	(88 515)
Intérêts créditeurs et autres produits	1 045	611	858	680	338
Produits nets	138 441	262 850	507 577	377 532	340 231
Charges :					
Frais d'exploitation	37 228	54 997	120 082	81 157	95 853
Frais généraux et d'administration	5 726	7 202	12 971	6 367	10 085
Frais de gestion	2 204	4 556	9 323	6 957	13 571
Intérêts débiteurs	9 078	15 322	17 605	13 473	12 705
Dépilation et amortissement	61 857	80 309	194 080	135 885	158 906
Total des charges	116 093	162 386	354 061	243 839	291 120
Bénéfice avant impôts et taxes	22 348	100 464	153 516	133 693	49 111
Impôts et taxes :					
Taxes sur le capital	1 551	2 936	4 722	3 624	3 950
Impôts sur les bénéfices futurs	(4 957)	15 378	(31 475)	(13 260)	(19 338)
Bénéfice net	25 754 \$	82 150 \$	180 269 \$	143 329 \$	64 499 \$
Bénéfice net par part de fiducie :					
De base	1,25 \$	3,06 \$	3,28 \$	2,82 \$	0,92 \$
Dilué	1,25	3,05	3,28	2,82	0,92
Nombre moyen pondéré de parts de fiducie en circulation :					
De base	20 532	26 841	54 907	50 738	70 066
Dilué	20 607	26 928	54 956	50 817	70 181

	Exercices terminés les 31 décembre			Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	1999	2000	2001	2001	2002
	(en milliers, sauf les montants par part)				
Données tirées de l'état des résultats					
<i>PCGR des États-Unis</i>					
Bénéfice net (perte nette)	48 024 \$	98 261 \$	(261 288)\$ ¹⁾	(282 686)\$ ¹⁾	83 211 \$
Bénéfice net (perte nette) par part de fiducie :					
De base	2,34 \$	3,66 \$	(4,76)\$	(5,57)\$	1,19 \$
Dilué	2,33	3,65	(4,76)	(5,57)	1,19
Autres données financières :					
BAIIA ²⁾	93 283 \$	196 095 \$	365 201 \$	283 051 \$	220 722 \$
Dépenses en immobilisations, avant acquisitions et investissements	20 771 \$	39 996 \$	143 280 \$	94 983 \$	101 040 \$
Espèces disponibles pour distribution	78 189 \$	168 181 \$	316 454 \$	253 868 \$	170 506 \$
Espèces disponibles pour distribution par part de fiducie (de base)	3,70 \$	5,49 \$	5,67 \$	4,77 \$	2,40 \$
Données tirées du bilan (en fin d'exercice) :					
Immobilisations corporelles (montant net)	556 285 \$	1 483 293 \$	2 178 316 \$	s. o.	2 170 796 \$
Total des actifs	576 901	1 567 952	2 284 253	s. o.	2 255 129
Dette à long terme	131 315	275 944	412 589	s. o.	362 458
Avoir des porteurs de parts	367 854	752 002	1 373 085	s. o.	1 404 138
<i>PCGR des États-Unis</i>					
Avoir des porteurs de parts	135 006	543 684	760 594	s. o.	837 273

1) Au 30 septembre 2001 et au 31 décembre 2001, l'application du plafonnement du coût entier conformément aux PCGR des États-Unis a entraîné une réduction de valeur de 744,3 M\$ (458,4 M\$ après impôts). Comparativement, aucune réduction de valeur n'est exigée en vertu des PCGR du Canada. Se reporter à la note 8 de nos états financiers consolidés non vérifiés au 30 septembre 2002 et pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées aux 30 septembre 2002 et 2001.

2) Le BAIIA représente le bénéfice avant les intérêts débiteurs, les impôts, la dépréciation et l'amortissement. Nous avons calculé que le BAIIA était égal au bénéfice net plus les charges suivantes : les intérêts, les impôts sur le capital, la dépréciation et l'amortissement ainsi que la charge (l'économie) d'impôts futurs. Le BAIIA est présenté parce que nous croyons qu'il est fréquemment utilisé par les analystes en valeurs mobilières et autres personnes dans l'évaluation de sociétés quant à leur capacité de payer des intérêts et d'effectuer des distributions en espèces. Toutefois, le BAIIA ne doit pas être considéré comme une option de rechange aux produits nets pour mesurer les liquidités ou comme une option de rechange au bénéfice net en tant qu'indicateur du rendement d'exploitation ou à toute autre mesure de rendement conformément aux PCGR du Canada ou des États-Unis. Le BAIIA, tel qu'il est défini dans le présent prospectus, peut ne pas être comparable au BAIIA tel qu'il est présenté par d'autres entités.

3) Les espèces disponibles pour distribution représentent les distributions liées aux flux de trésorerie générés au cours de l'exercice ou pour la période de neuf mois, selon le cas, qui ont été réellement payées aux porteurs de parts à compter du mois de mars de la période en question jusqu'au mois de février inclusivement de l'exercice suivant ou, dans le cas d'une période de neuf mois, jusqu'au mois de novembre inclusivement du même exercice.

4) Calculées au moyen du nombre réel de parts de fiducie en circulation à la date de comptabilisation applicable, à l'exception des données pro forma de 2001 qui sont calculées au moyen du nombre moyen pondéré de parts de fiducie en circulation.

PRINCIPALES DONNÉES D'EXPLOITATION

Le tableau suivant présente le sommaire de certaines de nos données d'exploitation pour les périodes indiquées. Les données d'exploitation pour 1999, 2000 et jusqu'au 21 juin 2001 comprises dans le tableau suivant sont uniquement celles d'EnerMark Income Fund. Les données attribuables aux activités précédant la fusion d'Enerplus ne sont pas incluses. Les données d'exploitation du Fonds fusionné ne sont pas comprises dans les données de 2001 à partir du 21 juin 2001. Se reporter à la rubrique « Présentation de nos données financières et d'exploitation ».

	Exercices terminés les 31 décembre			Période de neuf mois terminée le
	1999	2000	2001	30 septembre 2002
Production moyenne quotidienne brute (avant redevances) :				
Pétrole et liquides de gaz naturel (b/j)	13 396	14 200	24 570	27 416
Gaz naturel (mpcj)	71 713	101 473	176 671	204 463
Total (bep/j)	25 348	31 112	54 015	61 493
Prix moyens réalisés¹⁾ :				
Pétrole (\$ par b)	23,26 \$	33,67 \$	31,21 \$	33,30 \$
Gaz naturel (\$ par mpc)	2,33	4,53	5,60	3,43
Liquides de gaz naturel (\$ par b)	16,14	32,33	31,12	23,06
Combinés (\$ par bep)	18,32	30,14	32,43	25,52
Redevances à la Couronne, redevances de propriétaire franc et autres redevances (\$ par bep)	3,47 \$	7,10 \$	6,73 \$	5,27 \$
Frais d'exploitation (\$ par bep)	4,02 \$	4,83 \$	6,09 \$	5,71 \$

1) Les prix moyens réalisés comprennent les activités de couverture. Se reporter à la rubrique « Activités—Gestion des risques ».

ANALYSE PAR LA DIRECTION DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION ET DE LA SITUATION FINANCIÈRE

L'analyse par la direction des résultats d'exploitation et de la situation financière suivante devrait être lue parallèlement aux états financiers consolidés vérifiés aux 31 décembre 2001 et 2000 et pour les exercices terminés à ces dates et aux états financiers comparatifs consolidés non vérifiés intermédiaires au 30 septembre 2002 et pour les trimestres et les périodes de neuf mois terminés les 30 septembre 2002 et 2001 inclus ailleurs dans le présent prospectus. Cette analyse renferme des énoncés prospectifs qui sont soumis à des risques et à des incertitudes. Pour plus de renseignements sur certains risques et certaines incertitudes touchant nos activités et le secteur dans lequel nous exerçons nos activités et qui ont une incidence sur un placement dans nos parts de fiducie, se reporter à la rubrique « Facteurs de risque ».

Nos états financiers ont été préparés conformément aux PCGR du Canada. Les PCGR du Canada sont différents à certains égards importants des PCGR des États-Unis et, par conséquent, nos états financiers pourraient ne pas être comparables à ceux de sociétés américaines. Les principales différences qui ont une incidence sur nos états sont résumées dans les notes complémentaires des états financiers inclus ou intégrés par renvoi dans le présent prospectus. Tous les montants sont énoncés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

Nous avons adopté la norme de conversion du gaz naturel en barils équivalent pétrole (« bep ») de 6 mpc de gaz naturel pour un (1) bep. Conformément aux méthodes canadiennes, les volumes de production, les réserves et les produits sont présentés en chiffres bruts, avant la déduction des redevances à la Couronne et autres redevances, à moins d'indication contraire.

Aperçu

Enerplus est la plus importante fiducie dans le secteur du pétrole brut et du gaz naturel en Amérique du Nord en termes de capitalisation boursière, de volumes de production et de réserves de pétrole et de gaz naturel. Nos parts de fiducie sont inscrites à la cote de la bourse de Toronto et de la New York Stock Exchange. Par l'entremise de nos filiales en exploitation, nous gérons activement l'acquisition, la mise en valeur, l'exploitation et la production de propriétés pétrolières et de gaz naturel. Nos activités sont actuellement concentrées exclusivement dans l'Ouest canadien.

Fusion d'EnerMark et d'Enerplus

Le 21 juin 2001, les porteurs de parts respectifs d'EnerMark Income Fund et du Fonds Enerplus Resources ont approuvé la fusion des deux fonds. Comme les anciens porteurs de parts d'EnerMark Income Fund détenaient environ 69 % des parts de fiducie en circulation du Fonds regroupé à la date d'acquisition, la fusion a été comptabilisée selon la méthode de la prise de contrôle inversée visant les regroupements d'entreprises. À des fins comptables, EnerMark Income Fund a acquis Enerplus en date du 21 juin 2001, et il est prorogé sous la dénomination de Fonds Enerplus Resources.

Information importante sur les chiffres correspondants des états financiers

Puisque l'acquisition a été comptabilisée selon la méthode de la comptabilisation propre aux prises de contrôle inversées, nos états financiers consolidés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001 comprennent uniquement les résultats d'exploitation d'EnerMark Income Fund avant sa fusion avec le Fonds Enerplus Resources le 21 juin 2001 et comprennent les résultats du Fonds fusionné par la suite. Tous les chiffres correspondants et les renvois aux exercices précédents sont ceux d'EnerMark Income Fund. Ainsi, l'information financière historique pour l'exercice 2000 est uniquement celle d'EnerMark Income Fund, et la comparaison des résultats de 2001 et de ceux de 2000 présentée ci-après doit être lue à la lumière de cette présentation comptable. En outre, à moins d'indication contraire, toutes les données historiques sur la production, les réserves et les autres données sur l'exploitation sont fondées sur les activités historiques d'EnerMark Income Fund et les données sur la production, les réserves et les autres données sur l'exploitation attribuables aux activités du Fonds Enerplus Resources, comme il existait avant sa fusion avec EnerMark Income Fund, ont été incluses uniquement à compter du 21 juin 2001. La présente analyse fait référence à Enerplus en tant que Fonds regroupé et l'information incluse dans les présentes a été retraitée, au besoin, en fonction du ratio d'échange des parts de fiducie à raison de 1,000 part d'EnerMark Income Fund pour 0,173 part d'Enerplus, conformément aux dispositions de la prise de contrôle inversée. Se reporter à la rubrique « Présentation des renseignements financiers et d'exploitation ».

La comparaison des résultats de 2001 avec ceux de 2000 est également rendue plus complexe du fait qu'EnerMark Income Fund, en tant que Fonds remplacé d'Enerplus, a réalisé plusieurs acquisitions importantes en 2000 et en 2001. Par conséquent, les résultats financiers de 2001 reflètent les résultats d'exploitation attribuables aux activités acquises en 2000 pendant un exercice complet, tandis que ceux de 2000 ne visent qu'une partie de l'exercice, soit à partir de la date de clôture de chaque acquisition. Les acquisitions et leur date de clôture respective sont comme suit :

<u>Acquisitions d'entreprises et de propriétés</u>	<u>Coûts d'acquisition¹⁾ (en millions)</u>	<u>Date de clôture</u>
Kaybob (propriété)	25 \$	26 septembre 2001
Fonds Enerplus Resources	679	21 juin 2001
Cabre Exploration Ltd. (acquisition de la participation résiduelle de 11,35 %)	33	8 janvier 2001
Cabre Exploration Ltd. (acquisition d'une participation de 88,65 %)	278	21 décembre 2000
EBOC Energy Ltd	155	1 ^{er} septembre 2000
Pursuit Resources Corp.	119	3 avril 2000
Hanna/Garden Plains (propriété)	34	28 février 2000
Western Star Exploration Ltd.	27	7 janvier 2000

1) Les coûts d'acquisition comprennent la contrepartie versée, la dette prise en charge ainsi que les coûts et les charges liés à l'opération et ceux s'y rapportant.

Résultats d'exploitation

Nos résultats d'exploitation sont principalement touchés par nos prix réalisés en ce qui a trait à notre production de pétrole et de gaz naturel, par les quantités de pétrole et de gaz naturel que nous produisons et par les coûts que nous engageons dans le cours de nos activités de production, d'acquisition et de mise en valeur. Les prix des marchandises peuvent être très volatils et nous vendons généralement notre production à des prix proportionnels aux prix du marché. Nous tentons de diminuer dans une certaine mesure l'incidence des fluctuations des prix des marchandises en couvrant une partie de notre production. La quantité de pétrole et de gaz naturel que nous produisons tend à diminuer avec le temps en raison d'une déplétion des réservoirs naturels. Nous cherchons à compenser le déclin de la production par la mise en valeur de nos propriétés existantes et par l'acquisition de nouvelles propriétés. Nous avons repéré de nombreuses occasions de mise en valeur dans nos propriétés existantes et nous y donnerons suite conformément à notre budget des immobilisations. Nous évaluons également continuellement les occasions d'acquisition de réserves de pétrole et de gaz quoique la quantité, la qualité et le prix des acquisitions disponibles puissent varier de temps à autre.

Comparaison de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002 et de celle terminée le 30 septembre 2001

Aperçu

- Le 8 août 2002, nous avons acquis une participation directe de 16 % dans la concession de sables bitumineux n° 24 (également connue sous le nom de concession Joslyn Creek) pour un montant de 16,4 M\$, et nous avons pris en charge la dette éventuelle liée à un projet de 4,1 M\$ de la concession.
- Le 12 septembre 2002, nous avons clôturé un placement de 4 750 000 parts de fiducie à un prix de 26,85 \$ la part, pour un produit brut de 127,5 M\$.
- Nous avons poursuivi notre programme de mise en valeur, en investissant 44,8 M\$ dans le forage et les installations de mise en valeur pour le trimestre terminé le 30 septembre 2002, et 95,1 M\$ pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002. Au cours du troisième trimestre, nous avons participé au forage de 135 puits bruts (117,1 puits nets) avec un taux de réussite de 99 %; au cours de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002, nous avons participé au forage de 226 puits bruts (181,0 puits nets) avec un taux de réussite de 99 %.
- Suivant la fin du troisième trimestre, nous avons finalisé l'acquisition de Celsius Energy Resources Ltd. pour un montant de 165,9 M\$, y compris les ajustements du fonds de roulement. Nous avons acquis des volumes de production quotidienne de 5 750 bepj et de réserves établies de 18 Mmbep dans le cadre de l'acquisition. Se reporter à la rubrique « Faits récents » et « Annexe B—Information relative à Celsius Energy Resources Ltd. ».

Production. La production quotidienne s'est chiffrée en moyenne à 60 730 bepj au cours du trimestre terminé le 30 septembre 2002, soit une augmentation de 1 % par rapport aux volumes de production de 60 331 bepj pour la période correspondante de 2001. La production est demeurée relativement stable d'une période à l'autre, car le déclin des réservoirs naturels a été plus que contrebalancé par les gains de production découlant des activités d'acquisition et de mise en valeur. Ces gains ont été particulièrement manifestes dans le cas du pétrole brut, dont les volumes ont progressé de 5 % par rapport au trimestre terminé le 30 septembre 2001, soit 1 092 bj pour le trimestre courant. La plus grande partie de cette augmentation peut être attribuée à l'acquisition de la propriété de glauconite « C » de Medecine Hat au cours du premier trimestre de 2002. La production de gaz naturel au cours du troisième trimestre de 2002 était inférieure à celle du trimestre terminé le 30 juin 2002 en raison des activités de redressement et d'entretien des immobilisations de production.

La production de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002 s'est accrue de 19 % pour atteindre 61 493 bepj par rapport à 51 523 bepj à la période correspondante de 2001. Cette augmentation est attribuable à la prise de contrôle inversée d'Enerplus Resources Fund par EnerMark Income Fund le 21 juin 2001. Contrairement à la période correspondante de 2002, la production de la période de neuf mois de 2001 tient compte des volumes du fonds regroupé uniquement depuis la date de la fusion.

La production découlant de l'acquisition de Celsius n'a pas été comptabilisée durant le troisième trimestre, car l'opération a été conclue le 21 octobre 2002. La production de la concession de sables bitumineux n° 24, qui vient d'être acquise, ne devrait pas démarrer avant 2004.

Notre production moyenne pondérée pour le trimestre terminé le 30 septembre 2002 représentait 54 % de gaz naturel, 39 % de pétrole brut et 7 % de liquides de gaz naturel, calculés par bep. Voici un aperçu des volumes de production moyens :

	Volumes de ventes quotidiens					
	Trimestres terminés les 30 septembre			Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre		
	2002	2001	% Écart	2002	2001	% Écart
Gaz naturel (mpcj)	198 452	199 823	(1)%	204 463	167 304	22 %
Pétrole brut (bj)	23 560	22 468	5	23 117	19 760	17
Liquides de gaz naturel (bj)	4 095	4 559	(10)	4 299	3 879	11
Total des ventes quotidiennes (bepj)	60 730	60 331	1	61 493	51 523	19

Établissement des prix et gestion du risque de prix. Bien que l'indice mensuel des prix d'AECO ait diminué de 17 %, passant de 3,92 \$ par mpcj en 2001 à 3,25 \$ par mpcj en 2002, nous avons connu un minime déclin de 2 % du prix moyen (avant les opérations de couverture) obtenu sur le gaz naturel, lequel a été ramené de 3,43 \$ par mpcj pour le trimestre terminé le 30 septembre 2001 à 3,37 \$ par mpcj pour la période correspondante de 2002. Pour le trimestre terminé le 30 septembre 2002, nous avons disposé d'un nombre accru de contrats sur gaz fixes ayant freiné la diminution du prix réalisé. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002, nos prix du gaz naturel (avant les opérations de couverture) ont baissé de 39 % par rapport à la période correspondante de 2001. Cette baisse suit la chute abrupte des indices des prix d'AECO et de NYMEX par rapport aux sommets atteints au cours du premier semestre de 2001.

Le prix moyen que nous avons touché pour notre pétrole brut (avant les opérations de couverture) a augmenté de 7 %, passant de 35,11 \$ le baril pour le troisième trimestre de 2001 à 37,41 \$ le baril pour le trimestre correspondant de 2002, ce qui correspond à la hausse du prix de référence du pétrole brut West Texas Intermediate (« WTI »), après l'écart de conversion en dollars US. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002, le prix moyen reçu pour le pétrole brut (avant les opérations de couverture) a baissé de 1 % par rapport à la période correspondante de 2001, soit moins que la baisse de 9 % du prix du pétrole brut WTI. Cet écart est largement attribuable à la constatation d'une composition différente des produits en 2002, par suite de la fusion d'Enerplus Resources Fund et d'EnerMark Income Fund.

Les prix réalisés pour les liquides de gaz naturel (« LGN ») ont diminué de 2 % par rapport au troisième trimestre de 2001 pour se fixer à une moyenne de 25,81 \$ le baril pour le troisième trimestre de 2002. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002, les prix des LGN ont baissé de 34 % par rapport à la

période correspondante de 2001. Lorsque l'on compare les trimestres et les périodes de neuf mois des exercices 2002 et 2001, les prix réalisés pour les LGN ont suivi les prix correspondants du gaz naturel.

	Prix de vente moyen (avant l'incidence des opérations de couverture)					
	Trimestres terminés les 30 septembre		% Écart	Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre		% Écart
	2002	2001		2002	2001	
Gaz naturel (le mpc)	3,37 \$	3,43 \$	(2)%	3,44 \$	5,68 \$	(39)%
Pétrole brut (le baril)	37,41	35,11	7	33,69	33,93	(1)
LGN (le baril)	25,81	26,29	(2)	23,06	34,79	(34)
Total des ventes quotidiennes (le bep)	27,24	26,38	3	25,69	34,08	(25)

	Prix de vente moyen (avant l'incidence des opérations de couverture)					
	Trimestres terminés les 30 septembre		% Écart	Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre		% Écart
	2002	2001		2002	2001	
Gaz naturel AECO (le mpc)	3,25 \$	3,92 \$	(17)%	3,67 \$	7,30 \$	(50)%
Gaz naturel NYMEX (\$ US le mpc)	3,26	2,98	9	3,01	5,01	(40)
Pétrole brut WTI (\$ US le baril)	28,27	26,76	6	25,39	27,82	(9)
Taux de change \$ CA/\$ US	0,6398	0,6472	(1)	0,6369	0,6502	(2)

Au cours du troisième trimestre, nous avons continué d'effectuer des opérations de couverture conformément à notre programme de gestion du risque de prix sur marchandises.

Pour le trimestre terminé le 30 septembre 2002, nous avons réalisé un gain de couverture de 0,8 M\$ sur le gaz naturel et une perte de couverture de 1,7 M\$ sur le pétrole brut, en raison de notre programme de gestion du risque de prix. La perte réalisée est principalement imputable à une amélioration des marchés du pétrole brut, tandis que le gain réalisé était attribuable à une baisse des prix du gaz naturel au cours de la période. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002, nous avons essuyé des pertes de couverture sur le gaz naturel comme sur le pétrole brut s'élevant respectivement à 0,5 M\$ et à 2,4 M\$. Pour la période correspondante de 2001, nous avons subi une perte de couverture de 3,1 M\$ sur le pétrole brut et réalisé un gain de couverture de 16,2 M\$ sur le gaz naturel. La valeur marchande de nos contrats à terme de marchandises au 30 septembre 2002 a représenté une perte non réalisée de 18,0 M\$ sur le gaz naturel et de 9,0 M\$ sur le pétrole brut. Autrement dit, si nous devions régler nos contrats à terme de marchandises au 30 septembre 2002 à la valeur du marché à terme à cette date, il nous faudrait effectuer un paiement d'environ 27,0 M\$. La perte évaluée à la valeur du marché s'est creusée depuis le deuxième trimestre, car les prix à terme du pétrole brut et du gaz naturel se sont raffermis jusqu'au 30 septembre 2002.

Ventes de pétrole et de gaz. Les produits tirés du pétrole brut et du gaz naturel, y compris les coûts de couverture nets, se sont chiffrés à 151,3 M\$ pour le trimestre terminé le 30 septembre 2002, en baisse de 8 % par rapport aux 163,8 M\$ déclarés pour la période correspondante de 2001. Cette baisse est principalement attribuable à un gain de 18,9 M\$ réalisé en 2001 sur les contrats de couverture du gaz naturel. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002, les produits tirés du pétrole brut et du gaz naturel, y compris les coûts de couverture nets, se sont établis à 428,4 M\$, contre 492,4 M\$ pour la période correspondante de 2001. Ce recul découle d'une baisse des prix des produits en 2002 et d'un gain de 18,9 M\$ réalisé en 2001, en partie neutralisé par les résultats cumulés reflétés en 2002 par suite de la fusion d'Enerplus Resources Fund et d'EnerMark Income Fund, le 21 juin 2002.

Redevances. Les redevances ont été ramenées de 32,9 M\$, à savoir 20 % des ventes de pétrole et de gaz pour le trimestre terminé le 30 septembre 2001, à 29,0 M\$, soit 19 % de ces ventes pour la période correspondante de 2002. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002, les redevances ont diminué passant de 115,6 M\$, à savoir 23 % des ventes de pétrole et de gaz en 2001, à 88,5 M\$, soit 21 % de ces ventes. Lorsqu'on compare les trimestres et les périodes de neuf mois, la régression des redevances, calculée en

pourcentage des ventes de pétrole et de gaz, est imputable au recul du prix de référence du gaz naturel utilisé pour calculer les redevances à la Couronne en 2002.

Frais d'exploitation. Les frais d'exploitation ont totalisé 34,7 M\$, soit 6,21 \$ par bep pour le trimestre terminé le 30 septembre 2002, contre 34,7 M\$, soit 6,25 \$ par bep pour le trimestre correspondant de 2001. Les frais d'exploitation du troisième trimestre ont tendance à augmenter du fait de l'accroissement des coûts d'entretien, des coûts de redressement des immobilisations de production et des impôts fonciers engagés durant la période. La fusion d'Enerplus Resources Fund et d'EnerMark Income Fund a fait augmenter de 18 % les frais d'exploitation de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002, qui ont atteint 95,9 M\$ par rapport à la période correspondante de 2001. Toutefois, compte tenu de l'accroissement des niveaux de production, les frais d'exploitation par bep ont été ramenés de 5,77 \$ par bep à 5,71 \$ par bep durant cette période.

Frais généraux et d'administration. Les frais généraux et d'administration se sont établis à 3,4 M\$, soit 0,60 \$ par bep pour le trimestre terminé le 30 septembre 2002, contre 1,6 M\$, soit 0,29 \$ par bep pour le trimestre correspondant de 2001. Les frais généraux et d'administration nets du troisième trimestre de 2001 étaient inférieurs aux attentes en raison d'ajustements ponctuels au titre de recouvrements de coûts. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002, les frais généraux et d'administration de 10,1 M\$ correspondent à nos prévisions annuelles de 0,60 \$ par bep.

Conformément à la méthode de capitalisation du coût entier, nous avons capitalisé une tranche de 2,0 M\$, soit 25 % des frais généraux et d'administration bruts, pour le trimestre terminé le 30 septembre 2002, contre 1,8 M\$, soit 28 % de ces frais, pour le même trimestre il y a un an. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002, nous avons capitalisé une tranche de 6,1 M\$ de frais généraux et d'administration bruts, contre 4,6 M\$ pour le même trimestre il y a un an. La plus grande partie des frais capitalisés se rapporte aux charges de rémunération du personnel affecté aux activités de mise en valeur et d'acquisition.

Frais de gestion.

	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2002	2001	2002	2001
	(en millions)			
Frais de gestion de base	2,3 \$	2,5 \$	6,3 \$	7,0 \$
Honoraires liés à la performance	4,9	—	7,3	—
Total des frais de gestion	<u>57,2 \$</u>	<u>2,5 \$</u>	<u>13,6 \$</u>	<u>7,0 \$</u>

Les frais de gestion de base, qui sont calculés en fonction d'un pourcentage égal à 2,75 % du bénéfice d'exploitation net, ont diminué, passant de 2,5 M\$ au troisième trimestre de 2001 à 2,3 M\$ au troisième trimestre de 2002. Cette diminution s'explique par la régression du bénéfice d'exploitation net réalisé au cours de la période. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002, les frais de gestion de base ont été ramenés de 7,0 M\$ à 6,3 M\$ par rapport à la période correspondante de 2001. Cette diminution d'une période de neuf mois à l'autre traduit la régression du bénéfice d'exploitation net réalisé durant la période, légèrement compensé par la hausse de 2,20 % à 2,75 % du taux utilisé pour calculer les frais de gestion de base. Le taux avait été relevé à la suite d'une restructuration des frais de gestion amorcée dans la foulée de la fusion d'Enerplus Resources Fund et d'EnerMark Income Fund.

Les honoraires liés à la performance peuvent varier entre 0 % et 4 % de notre bénéfice d'exploitation annuel, en fonction de notre rendement global et de notre rendement par rapport à celui d'autres grandes fiducies de pétrole et de gaz traditionnelles canadiennes. Bien que les honoraires liés à la performance soient déterminés le 31 décembre 2002, la direction a inscrit des honoraires liés à la performance en se basant sur le fait que si le calcul avait été effectué au 30 septembre 2002, ces honoraires pour 2002 représenteraient 3,0 % du bénéfice d'exploitation net. Le montant de 7,3 M\$ représente une estimation susceptible d'augmenter ou de diminuer d'ici la fin de l'exercice, auquel moment les honoraires liés à la performance feront l'objet d'un calcul final.

Intérêts débiteurs. Les intérêts débiteurs pour le trimestre terminé le 30 septembre 2002 se sont chiffrés à 5,2 M\$, en hausse par rapport aux 5,1 M\$ constatés au cours du trimestre correspondant de 2001. Bien que notre

dette à long terme moyenne ait diminué par rapport au même trimestre il y a un an, le taux d'intérêt variable moyen que nous avons payé a augmenté.

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002, les intérêts débiteurs se sont établis à 12,7 M\$, en baisse par rapport aux 13,5 M\$ constatés à la période correspondante de 2001. Cette baisse est attribuable à la diminution de l'impayé sur la dette à long terme moyenne et de la réduction des taux d'intérêt au cours de la période.

Au 30 septembre 2002, notre dette bancaire de 94,2 M\$ et nos débentures non garanties de premier rang de 268,3 M\$ étaient assorties de taux variables. Nous avons cependant conclu des swaps de taux d'intérêt sur un montant de 75,0 M\$ de notre dette à long terme, fixant le taux d'intérêt avant les droits d'usage de 3,89 % à 4,70 % pour une durée de trois ans. Nous prévoyons que les droits d'usage, lesquels sont fonction de notre ratio de la dette par rapport au BAIIA, varieront en général de 0,85 % à 1,05 %. Veuillez vous référer à la note 5 de nos états financiers consolidés non vérifiés au 30 septembre 2002 et pour le trimestre et la période de neuf mois terminés les 30 septembre 2002 et 2001.

Déplétion et amortissement. La déplétion et l'amortissement ont été ramenés de 55,4 M\$, soit 9,98 \$ par bep pour le trimestre terminé le 30 septembre 2001, à 52,7 M\$, soit 9,42 \$ par bep, pour le trimestre correspondant de 2002. Le solde de 2001 comprend les frais d'amortissement se rapportant aux actifs de couverture reportés s'élevant à 3,9 M\$, entièrement amortis à la fin de 2001. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002, la déplétion et l'amortissement sont passés de 135,9 M\$, soit 9,66 \$ par bep en 2001, à 158,9 M\$, soit 9,47 \$ par bep en 2002. Ces écarts sont attribuables à la fusion d'Enerplus Resources Fund et d'EnerMark Income Fund. L'amélioration des volumes de production au cours de 2002 a fait augmenter la déplétion ainsi que l'amortissement de la période, tandis que la transformation des réserves non renouvelables globales a abaissé le taux de déplétion et d'amortissement par bep. Aucune réduction de valeur n'a été rendue nécessaire en raison de l'application du critère de limite maximale à nos immobilisations au 30 septembre 2002.

Impôts. Pour le trimestre terminé le 30 septembre 2002, une économie d'impôts futurs de 11,1 M\$ a été portée aux résultats. Selon les PCGR du Canada, nous ne constatons pas d'impôts futurs puisque le bénéfice imposable est distribué aux porteurs de parts sous forme de distributions imposables. Toutefois, nos sociétés en exploitation sont tenues de comptabiliser des impôts futurs. Les impôts futurs des sociétés en exploitation varient selon la méthode utilisée pour transférer les fonds des sociétés en exploitation au Fonds. L'économie d'impôts futurs se produit lorsque les distributions déductibles, qui peuvent être versées sous forme d'intérêts ou de redevances, sont transférées des sociétés en exploitation à nos porteurs de parts. Au cours du trimestre, les sociétés en exploitation nous ont versé des distributions déductibles plus élevées.

Revenu net. Le tableau ci-après illustre notre revenu net par bep de production.

	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2002	2001	2002	2001
Ventes de pétrole et de gaz	27,08 \$	29,51 \$	25,52 \$	35,01 \$
Redevances	(5,19)	(5,94)	(5,27)	(8,22)
Frais d'exploitation	(6,21)	(6,25)	(5,71)	(5,77)
Revenu net d'exploitation par bep	15,68 \$	17,32 \$	14,54 \$	21,02 \$
Frais généraux et d'administration	(0,60)	(0,29)	(0,60)	(0,45)
Frais de gestion	(1,30)	(0,45)	(0,80)	(0,49)
Intérêts, montant net	(0,92)	(0,90)	(0,74)	(0,91)
Taxes sur le capital	(0,22)	(0,25)	(0,24)	(0,26)
Frais de restauration et d'abandon en espèces	(0,18)	(0,13)	(0,19)	(0,10)
Rentrées liées à l'exploitation	<u>12,46 \$</u>	<u>15,30 \$</u>	<u>11,97 \$</u>	<u>18,81 \$</u>

Bénéfice net et rentrées liées à l'exploitation

	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2002	2001	2002	2001
	(en millions de dollars, sauf les montants par part de fiducie)			
Bénéfice net	29,1 \$	25,1 \$	64,5 \$	143,3 \$
Bénéfice net par part de fiducie	0,41	0,39	0,92	2,82
Rentrées liées à l'exploitation	69,6	85,0	200,9	264,6
Rentrées liées à l'exploitation par part de fiducie	0,98	1,31	2,87	5,22

La progression du bénéfice net pour le trimestre terminé le 30 septembre 2002 résulte de la hausse des prix moyens du pétrole brut constatés durant le trimestre par rapport à celui constaté durant la période correspondante il y a un an, légèrement neutralisée par les honoraires liés à la performance supplémentaires ayant été comptabilisés au cours de la période. La régression des rentrées liées à l'exploitation pour le trimestre terminé le 30 septembre 2002 s'explique par un gain de 18,9 M\$ constaté sur les contrats de couverture du gaz naturel au cours de la période correspondante de 2001.

La variation du bénéfice net et des rentrées liées à l'exploitation pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002 a été occasionnée par l'effet combiné d'un gain de 16,2 M\$ constaté sur les contrats de couverture du gaz naturel au cours de 2001, d'un affaissement des prix du gaz naturel au cours de 2002 par rapport à ceux des premier et deuxième trimestres de 2001 et de résultats à ce jour provenant strictement d'EnerMark jusqu'au 21 juin 2001, date de la fusion de celui-ci et du Fonds Enerplus Resources.

La direction fait un suivi entre notre politique en matière de versement des distributions et les prévisions de flux de trésorerie, le niveau des emprunts et les programmes de dépenses. Elle a le pouvoir d'ajuster les montants des versements en vue d'atteindre un équilibre entre les distributions auxquelles s'attendent les investisseurs et l'obligation que nous avons de maintenir une structure du capital avisée.

Au troisième trimestre de 2002, nous avons distribué des espèces de 64,5 M\$, soit 0,88 \$ la part de fiducie, aux porteurs de parts (94 % des rentrées liées à l'exploitation) et conservé 3,9 M\$, soit 0,05 \$ la part de fiducie, pour réduire la dette (6 % des rentrées liées à l'exploitation). Pour la période de neuf mois de 2002, nous avons distribué une somme de 170,5 M\$, soit 2,40 \$ la part de fiducie (83 % des rentrées liées à l'exploitation) et conservé 33,9 M\$, soit 0,48 \$ la part de fiducie, pour réduire la dette (17 % des rentrées liées à l'exploitation).

Les espèces disponibles pour distribution par part de fiducie de 0,88 \$ pour le trimestre terminé le 30 septembre 2002 représente le montant qu'un porteur de parts d'Enerplus aura touché sur la production du troisième trimestre de 2002 (et qui lui a été versé le 20 septembre 2002, le 20 octobre 2002 et le 20 novembre 2002). Les espèces disponibles pour distribution s'élevaient à 1,25 \$ la part de fiducie pour la période correspondante de 2001.

Comparaison de l'exercice terminé le 31 décembre 2001 et de l'exercice terminé le 31 décembre 2000

Aperçu.

- Le 21 juin 2001, les porteurs de parts du Fonds Enerplus Resources et d'EnerMark Income Fund ont convenu de fusionner les deux fonds pour créer le nouveau Fonds Enerplus Resources.
- Dans le cadre de la fusion des deux fonds, Enerplus a restructuré ses frais de gestion pour mieux harmoniser les intérêts du d'EGEM et des porteurs de parts en abolissant les honoraires d'acquisition et de cession pour les remplacer par des honoraires liés à la performance.
- Hormis la fusion du Fonds Enerplus Resources et d'EnerMark Income Fund par prise de contrôle inversée, les acquisitions, déduction faite des cessions de propriétés productrices de pétrole et de gaz naturel, ont totalisé 8,9 M\$ durant l'exercice (soit des acquisitions de 77,4 M\$ moins les cessions de 68,5 M\$ de propriétés non essentielles).
- Nous avons investi 143,0 M\$ dans des projets de mise en valeur en 2001, qui se sont traduits par le forage de 321,6 puits nets.
- Notre programme de gestion du risque du prix des marchandises a généré un gain net de 50,1 M\$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001.
- Le 15 novembre 2001, nous avons émis 4 312 500 parts de fiducie à 24,75 \$ chacune dans le cadre d'un placement public au Canada.

Production. La production a été de 54 015 bepj en moyenne en 2001, en hausse de 74 % par rapport aux 31 112 bepj au cours de l'exercice précédent. L'augmentation est principalement attribuable à la prise de contrôle inversée du Fonds Enerplus Ressources par EnerMark Income Fund en date du 21 juin 2001 de même qu'aux acquisitions de Cabre, de Pursuit, de Western Star et de la propriété Hanna/Garden Plains en 2000. La production de 2001 tient compte de la production des propriétés acquises en 2000 pendant un exercice complet alors que la production de 2000 ne représente que celle réalisée pendant une partie de l'exercice, soit à partir de la date de clôture pertinente.

Le tableau suivant présente les volumes de production moyens pour les exercices terminés les 31 décembre 2001 et 2000 :

	Volumes de ventes quotidiennes		Variation en pourcentage
	2001	2000	
Gaz naturel (mpcj)	176 671	101 473	74 %
Pétrole brut (bj)	20 592	12 089	70
Liquides de gaz naturel (bj)	3 978	2 111	88
Total des ventes quotidiennes (bepj)	54 015	31 112	74

Notre taux de production de sortie a atteint 62 300 bepj en moyenne en décembre 2001. Notre production totale pour décembre 2001 était répartie de la façon suivante : 56 % de gaz naturel, 37 % de pétrole brut et 7 % de liquides de gaz naturel.

Établissement des prix et gestion du risque de prix. Le prix moyen que nous avons réalisé pour notre gaz naturel avant la couverture s'est accru de 9 %, passant de 4,52 \$ le mpc en 2000 à 4,91 \$ le mpc en 2001. En comparaison, l'indice mensuel AECO a grimpé de 25 %, passant de 5,02 \$ le mpc en 2000 à 6,30 \$ le mpc en 2001, et l'indice NYMEX, de 12 %, soit de 3,91 \$ le mpc en 2000 à 4,38 \$ le mpc en 2001. Les prix réalisés pour notre gaz naturel n'ont pas augmenté autant que les indices de référence pour les raisons suivantes :

- Les prix des contrats de livraison de marchandises à prix fixe à long terme qui représentent approximativement 5 % de la production ont été établis en deçà des prix indiciaires en vigueur en 2001;
- Les prix de vente aux courtiers-fournisseurs ont également été établis en dessous des prix indiciaires en vigueur en 2001 parce qu'ils reflètent un panier de contrats à prix fixes et flottants et de contrats de livraison en aval.

Le prix moyen que nous avons réalisé pour notre pétrole brut (avant la couverture) a chuté de 15 %, passant de 35,86 \$ le baril en 2000 à 30,48 \$ le baril en 2001, soit une baisse comparable à celle de 14 % du prix de référence du pétrole brut West Texas Intermediate (« WTI »). Nous avons profité de la faiblesse du dollar canadien et de la production moyenne d'un pétrole brut plus léger en raison des acquisitions récentes; en revanche, ces avantages ont été contrebalancés par un écart sur prix plus grand sur une production de pétrole brut plus élevée au cours de l'exercice.

Le prix moyen que nous avons réalisé pour nos liquides de gaz naturel a baissé de 4 %, passant de 32,33 \$ le baril en 2000 à 31,12 \$ le baril en 2001. En revanche, le prix des liquides de gaz naturel, exprimé en pourcentage du prix de notre pétrole brut, a grimpé, passant de 90 % en 2000 à 102 % en 2001, reflétant ainsi les valeurs beaucoup plus élevées attribuées à la production d'éthane pendant la première moitié de 2001.

	Prix de vente moyen (avant l'incidence de la couverture)		Variation en pourcentage
	2001	2000	
Gaz naturel (mpcj)	4,91 \$	4,52 \$	9 %
Pétrole brut (bj)	30,48	35,86	(15)
Liquides de gaz naturel (bj)	31,12	32,33	(4)
Total des ventes quotidiennes (bepj)	29,89	30,94	(3)

	Prix de vente moyen (avant l'incidence de la couverture)		
	2001	2000	Variation en pourcentage
Gaz naturel AECO (le mpc)	6,30 \$	5,02 \$	25 %
Gaz naturel NYMEX (\$ US le mpc)	4,38	3,91	12
Pétrole brut WTI (\$ US le baril)	25,97	30,19	(14)
Taux de change \$ CA/\$ US	0,6458	0,6736	(4)

En 2001, nos activités relatives à la couverture de marchandises ont généré un gain de 50,1 M\$, comparativement à une perte de 9,1 M\$ en 2000, tel qu'il est indiqué dans le tableau suivant :

	Gain (perte) lié(e) à la couverture financière	
	2001	2000
	(en millions)	
Pétrole brut	5,5 \$	(9,6)\$
Gaz naturel	44,6	0,5
Gain (perte) lié(e) à la couverture financière	50,1 \$	(9,1)\$
Gain net (perte nette) par baril de pétrole brut	0,73	(2,19)
Gain net par millier de pieds cubes de gaz naturel	0,69	0,01

Nous avons recours à des contrats à terme de gré à gré et à des contrats à terme standardisés afin de gérer notre exposition aux fluctuations de prix des marchandises. Se reporter à la rubrique « Stratégie de gestion des risques » pour plus de détails sur ces stratégies.

Ventes de pétrole et de gaz. Les produits, y compris les gains de couverture, ont atteint 639,4 M\$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001, en hausse de 86 % par rapport à ceux de 343,2 M\$ enregistrés pendant l'exercice terminé le 31 décembre 2000. Cette hausse est principalement attribuable à la prise de contrôle inversée d'Enerplus le 21 juin 2001 ainsi qu'aux acquisitions de Cabre, d'EBOC, de Pursuit, de Western Star et de la propriété Hanna/Garden Plains en 2000. Les résultats d'exploitation de 2001 tiennent compte des acquisitions réalisées en 2000 pendant un exercice complet alors qu'elles n'étaient prises en compte qu'en partie en 2000, soit à partir de la date de clôture pertinente. L'accroissement de nos produits en 2001 a résulté également de nos volumes de production pondérés de façon plus importante vers le pétrole plus léger et des gains de couverture qui ont été atténués par une légère baisse des prix, comme l'illustre le tableau suivant :

	Analyse des produits tirés des ventes			
	Produits tirés du pétrole brut	Produits tirés du LGN	Produits tirés du gaz naturel	Total des produits
	(en millions)			
Produits tirés des ventes en 2000	149,0 \$	25,0 \$	169,2 \$	343,2 \$
Incidence de l'augmentation (la diminution) des prix des produits	(40,4)	(1,8)	25,1	(17,1)
Incidence de la variation des volumes de vente	110,8	22,0	121,3	254,1
Incidence de la variation des gains de couverture . .	15,1	—	44,1	59,2
Produits tirés des ventes en 2001	234,5 \$	45,2 \$	359,7 \$	639,4 \$

Redevances. Les redevances ont augmenté de 51,7 M\$ pour atteindre 132,7 M\$ au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2001, à la suite d'une hausse des produits tirés de la production. Le taux des redevances avant la couverture a diminué, passant de 23,0 % au cours de l'exercice 2000 à 22,5 % en 2001.

Frais d'exploitation. Les frais d'exploitation ont grimpé pour atteindre 120,1 M\$ au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2001, par rapport à 55,0 M\$ en 2000, essentiellement en raison des volumes de production plus élevés découlant des acquisitions, pour un coût de 6,09 \$ par bep en 2001 comparativement à 4,83 \$ par bep en 2000. Durant les neuf premiers mois de 2001, la croissance des activités au sein du secteur a gonflé la demande de biens et de services, ce qui a entraîné des pressions à la hausse sur les coûts. En outre, pendant la première moitié de 2001, nos coûts d'électricité ont été supérieurs à ceux de 2000. Enfin, en 2000 et

2001, les acquisitions de propriétés, dont les coûts d'exploitation étaient relativement plus élevés que ceux des propriétés existantes, ont fait augmenter nos frais d'exploitation par bep.

Frais généraux et d'administration. Les frais généraux et d'administration ont augmenté de 5,8 M\$ pour atteindre 13,0 M\$ au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2001, comparativement à 7,2 M\$ en 2000. La hausse reflète les coûts supplémentaires d'un exercice complet liés à la gestion des entités acquises. Les frais généraux et d'administration par bep de production ont légèrement augmenté pour s'établir à 0,66 \$ par bep en 2001, par rapport à 0,63 \$ par bep en 2000.

Conformément à la méthode de capitalisation du coût entier, nous avons capitalisé une tranche de 7,5 M\$ des frais généraux et d'administration en 2001, contre 7,9 M\$ en 2000. La plus grande partie des frais capitalisés se rapportait aux charges de rémunération du personnel affecté aux activités d'acquisition et de forage de mise en valeur.

Frais de gestion. Des services de gestion nous sont fournis en contrepartie du paiement des frais et du remboursement des coûts. Les frais de gestion se sont élevés à 9,3 M\$ au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2001, en hausse de 4,8 M\$ par rapport à ceux de 2000, en raison de la croissance du bénéfice d'exploitation et de la hausse du taux de base des frais de gestion dans le cadre de la restructuration de l'ensemble des frais de gestion dont il est question ci-dessous.

Conjointement avec la prise de contrôle inversée d'Enerplus, une nouvelle convention de gestion a été approuvée par les porteurs de parts le 21 juin 2001, aux termes de laquelle les frais de gestion de base ont été fixés à 2,75 % du bénéfice d'exploitation net (par rapport à 2,2 % pour EnerMark Income Fund et à 3,5 % pour Enerplus avant le 21 juin 2001). En outre, les honoraires liés aux opérations d'acquisition et de cession, qui ont été capitalisés aux fins de la préparation des états financiers, ont été abolis et remplacés par des honoraires liés au rendement établis en fonction de notre rendement global et de notre performance par rapport à certains autres fonds classiques du secteur du pétrole brut et du gaz naturel. Les honoraires liés au rendement peuvent varier selon une échelle de 0 % à 4 % du bénéfice d'exploitation. Conjointement avec la fusion, la société de gestion a reçu des frais prenant la forme de 172 500 parts de fiducie d'Enerplus ayant une valeur de 5 M\$ en 2001, montant qui a été capitalisé dans les coûts de la fusion. Les frais de gestion sont décrits à la rubrique « Direction et régie d'entreprise—Convention de gestion » et à la note 6 de nos états financiers consolidés annuels vérifiés.

Intérêts débiteurs. En 2001, les intérêts débiteurs ont atteint 17,6 M\$, en hausse de 2,3 M\$ par rapport à ceux de 2000 en raison de l'encours plus élevé de l'emprunt bancaire contracté à l'égard des acquisitions réalisées en 2000 et 2001. L'emprunt bancaire est passé de 275,9 M\$ au 31 décembre 2000 à 412,6 M\$ au 31 décembre 2001. En 2001, nos intérêts débiteurs d'Enerplus étaient fondés en totalité sur des taux flottants.

Déplétion et amortissement. La déplétion et l'amortissement ont augmenté, passant de 80,3 M\$ en 2000 à 194,1 M\$ en 2001. L'amortissement incluait des coûts non amortis de 7,1 M\$ relativement à la valeur de marché des contrats à terme sur nos marchandises au moment de la prise de contrôle inversée. La valeur de marché de ces contrats a été constatée en tant qu'actif ou passif de couverture reporté faisant partie du coût d'acquisition et sera amortie sur la durée résiduelle du contrat, qui vient à échéance en 2004. Le gain réel (la perte réelle) découlant de ce contrat sera imputé(e) aux ventes de pétrole et de gaz au moment de sa réalisation.

	2001	2000
	(en millions)	
Déplétion et amortissement	181,1 \$	76,5 \$
Amortissement des frais futurs de restauration des lieux	5,9	3,8
Amortissement des coûts de couverture reportés	7,1	—
Total	<u>194,1 \$</u>	<u>80,3 \$</u>

Le taux de déplétion et d'amortissement s'est accru, passant de 6,72 \$ par bep en 2000 à 9,18 \$ par bep en 2001. La hausse a découlé des coûts plus élevés attribués aux actifs pétroliers et gaziers acquis en 2000 et 2001. L'adoption de la méthode du passif fiscal pour comptabiliser les impôts futurs, conformément aux PCGR du Canada, a fait grimper de manière considérable la valeur comptable des immobilisations acquises, comparativement à l'application de l'ancienne méthode du report d'impôts fixe. Dans le cas des acquisitions d'entreprises en 2000, la valeur des actifs acquis a augmenté pour refléter l'écart entre leur valeur comptable nette et leur valeur fiscale.

Impôts. Les taxes sur le capital ont augmenté, passant de 2,9 M\$ en 2000 à 4,7 M\$ en 2001, essentiellement en raison de la croissance de la structure du capital.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001, une économie future d'impôts de 31,5 M\$ a été imputée au bénéfice. Aux termes des PCGR du Canada, le Fonds ne constate pas d'impôts futurs étant donné que le bénéfice imposable est distribué aux porteurs de parts sous forme de distributions imposables. Toutefois, nos sociétés en exploitation sont tenues de comptabiliser des impôts futurs. Ces impôts futurs découlent des écarts entre la valeur comptable et la valeur fiscale des actifs et des passifs des sociétés en exploitation.

Revenu net. Le tableau suivant présente nos revenus nets par bep de production.

	Exercices terminés les 31 décembre	
	2001	2000
Ventes de pétrole et de gaz	32,43 \$	30,14 \$
Redevances	(6,73)	(7,10)
Frais d'exploitation	(6,09)	(4,83)
Frais généraux et d'administration	(0,66)	(0,63)
Frais de gestion	(0,47)	(0,40)
Intérêts débiteurs, déduction faite des intérêts créditeurs et autres produits	(0,85)	(1,30)
Taxes sur le capital	(0,24)	(0,26)
Charges au titre de la restauration et de l'abandon des lieux en espèces	(0,13)	(0,13)
Rentrées liées à l'exploitation	17,26	15,49
Déplétion et amortissement	(9,18)	(6,72)
Amortissement, déduction faite des coûts en espèces	(0,54)	(0,21)
Économie (charge) d'impôts futurs	1,60	(1,35)
Bénéfice net par bep de production	<u>9,14 \$</u>	<u>7,21 \$</u>

Comme il est démontré dans le tableau ci-dessus, nous avons généré un bénéfice net de 9,14 \$ pour chaque bep produit en 2001. Ce bénéfice net par bep réalisé en 2001 est 1,93 \$ par bep de plus qu'en 2000.

Bénéfice net et rentrées liées à l'exploitation. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001, le bénéfice net s'est établi à 180,3 M\$, en hausse de 119 % comparativement à 82,2 M\$, en 2000. Exprimé en chiffre par part de fiducie, le bénéfice net a augmenté de 7 %, passant de 3,06 \$ par part de fiducie en 2000 à 3,28 \$ par part de fiducie en 2001. En rajoutant les charges hors caisse comme la déplétion, l'amortissement et l'économie (la charge) d'impôts futurs, les rentrées liées à l'exploitation en résultant ont atteint 340,2 M\$, ou 6,20 \$ par part de fiducie, en 2001, par rapport à 176,4 M\$, ou 6,57 \$ par part de fiducie, en 2000.

Situation de trésorerie et sources de financement

Nous prévoyons continuer à disposer de liquidités suffisantes pour financer les frais d'exploitation récurrents futurs et les dépenses en immobilisations prévues pour 2003. Nos principaux besoins de liquidités sont composés des frais d'exploitation normaux, des dépenses en immobilisations, du remboursement du service de la dette, des distributions à nos porteurs de parts et de l'acquisition de nouvelles propriétés. Les besoins de liquidités à court terme, comme les frais d'exploitation et les distributions mensuelles aux porteurs de parts sont financés à même les flux de trésorerie d'exploitation. Les besoins en liquidités à long terme pour les acquisitions sont financés grâce à diverses sources, incluant des emprunts en vertu de facilités de crédit bancaires et l'émission de titres d'emprunt et d'actions, y compris des parts de fiducie. Nous avons habituellement financé nos acquisitions grâce à des emprunts en vertu de notre facilité de crédit ou à l'émission directe de parts de fiducie. Ces emprunts sont finalement remboursés au moyen de l'émission de parts de fiducie additionnelles ou à même les flux de trésorerie générés à l'interne. Notre capacité à réaliser des placements de titres d'emprunt et d'actions futurs dépendra de divers éléments comme les conditions des marchés, les taux d'intérêt et notre situation financière à ce moment.

Au 1^{er} mars 2002, nous avons renégocié nos facilités bancaires et consolidé les marges de crédit bancaires des anciennes sociétés en exploitation EnerMark et Enerplus. Au 30 septembre 2002, nous disposions d'une limite

d'emprunt de base de 620 M\$ relative à nos facilités de crédit non garanties et à nos billets non garantis de premier rang, comme suit :

Billets non garantis de premier rang	268,3 M\$
Facilité bancaire renouvelable	322,0 M\$
Facilité bancaire à vue	<u>29,7 M\$</u>
Total de la base d'emprunt	<u>620,0 M\$</u>

La facilité bancaire renouvelable est consentie par un syndicat de sept banques. Il s'agit d'une facilité de 364 jours engagée comportant une échéance de deux ans en cas de non-reconduction. Si la ligne de crédit renouvelable n'est pas prorogée au terme de la période de renouvellement de 364 jours, les prêteurs ayant pris cette décision ne pourraient exiger de remboursements durant la première année de la durée restante de l'emprunt, mais nous serions toutefois tenus de maintenir des soldes minimums en dépôt auprès du représentant du syndicat.

Le 7 novembre 2002, nous avons augmenté notre base d'emprunt de 80 M\$ pour la porter à 700 M\$ ce qui a entraîné une augmentation de notre facilité bancaire renouvelable, laquelle est passée de 322 M\$ à 402 M\$. Nos facilités de crédit bancaires ne comportent aucune clause restrictive mais sont assorties de défauts croisés relatifs à nos billets de premier rang. Notre base d'emprunt est fondée sur l'évaluation par les banques de la valeur de nos réserves prouvées de pétrole et de gaz naturel. Les banques ont réservé le droit de réviser leur engagement en fonction d'un examen de l'information sur les réserves à la fin de l'exercice. L'emprunt bancaire a priorité de rang sur les réclamations des porteurs de parts et les distributions à ces derniers. Les porteurs de parts n'ont toutefois aucune responsabilité directe relativement au remboursement de l'emprunt bancaire en cas d'insuffisance des produits.

Au cours du deuxième trimestre de 2002, nous avons diversifié notre portefeuille de titres d'emprunt grâce à l'émission par EnerMark de billets non garantis de premier rang totalisant 175 M\$ US avec un taux de coupon de 6,62 % au pair. Les billets de premier rang arrivent à échéance le 19 juin 2014, avec des paiements d'amortissement de 20 % par année à chacune des cinq dates anniversaires commençant le 19 juin 2010. Ces billets de premier rang comportent des exigences que nous devons respecter, entre autres, 1) nous devons maintenir un ratio de couverture des intérêts (BAIIA sur les intérêts débiteurs pour les quatre trimestres précédents) d'au moins 4,0 sur 1,0; 2) nous devons maintenir un ratio d'endettement visant à présenter la valeur actuelle des réserves prouvées d'au plus 0,6 sur 1,0; 3) nous devons, à certaines exceptions près, maintenir un ratio d'endettement sur le BAIIA d'au plus 3,0 sur 1,0. Ces billets de premier rang imposent également des restrictions quant à la capacité d'EnerMark d'engager une dette et d'accorder des privilèges et d'effectuer des paiements, incluant les redevances et les dividendes versés au Fonds, dans des circonstances de défaut. Ils imposent également des restrictions quant au désinvestissement d'actifs, aux fusions et aux consolidations. Nous respectons actuellement ces exigences. Le Fonds et ERC ont subordonné leurs droits de recevoir d'EnerMark et, dans le cas du Fonds, d'ERC, des paiements de dette et d'intérêts courus sur la dette et des paiement de redevance avant le remboursement complet en espèces des billets de premier rang. Conjointement à l'émission des billets de premier rang, nous avons échangé la dette de 175 M\$ à taux variable libellée en dollars américains en dollars canadiens au taux de change de 1,5333 \$ CA/\$ US pour un produit brut de 268,3 M\$ à un taux variable selon le taux des acceptations bancaires canadiennes de trois mois majoré de 1,18 %. L'évaluation à la valeur du marché du swap de devises au 30 septembre 2002 était un gain dans le cours de 40 M\$.

Le 12 septembre 2002, nous avons conclu un placement de 4 750 000 parts de fiducie au prix de 26,85 \$ par part de fiducie pour un produit brut de 127 538 000 \$ (un produit net de 120 886 000 \$). Ce produit a été affecté à la réduction des montants impayés sur les facilités de crédit bancaires.

Notre dette à long terme au 30 septembre 2002 qui était de 362,5 M\$, était composée de facilités de crédit bancaires de 94,2 M\$ et de billets non garantis de premier rang de 268,3 M\$, ce qui était inférieur à la dette à long terme au 31 décembre 2001 qui se chiffrait à 412,6 M\$. La diminution de la dette peut être attribuée à l'émission du 12 septembre 2002 conjuguée aux liquidités provenant de l'exploitation qui avaient été affectées au remboursement de la dette.

Le 8 août 2002, nous avons pris en charge un montant d'approximativement 4,1 M\$, représentant une dette éventuelle propre à un projet relative à notre acquisition d'une participation directe dans le Joslyn Creek Lease. Cette dette éventuelle propre à un projet était composée de 3 360 000 \$ en capital et d'approximativement

740 000 \$ en intérêts courus. L'intérêt est couru au taux préférentiel de la Banque du Canada et n'est pas composé. Le paiement de la dette est conditionnel à la réalisation d'objectifs tant en matière de production que d'établissement des prix à l'égard de la mise en valeur du contrat de location. Puisqu'il est trop tôt dans la mise en valeur du projet pour déterminer si ces objectifs seront atteints, la dette éventuelle n'a pas été constatée dans nos états financiers.

Nos ratios de levier financier et de couverture pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001 étaient les suivants :

	Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002	Exercice terminé le 31 décembre 2001
Dette à long terme sur rentrées liées à l'exploitation ¹⁾	1,3 x	1,2 x
Rentrées liées à l'exploitation sur intérêts débiteurs ¹⁾	16,4 x	19,3 x
Dette à long terme sur dette à long terme plus capitaux propres	21 %	23 %

1) Les rentrées liées à l'exploitation et les intérêts débiteurs sont fondés sur les neuf premiers mois de 2002 plus les trois derniers mois de 2001.

Le 21 octobre 2002, nous avons acquis la totalité des actions en circulation de Celsius Energy Resources Ltd., un producteur de pétrole et de gaz privé de Calgary, en Alberta, et nous avons remboursé sa dette, pour une contrepartie totale de 165,9 M\$, incluant les ajustements du fonds de roulement. Cette acquisition a été financée par des emprunts totalisant 165,9 M\$ en vertu de notre facilité de crédit. Nous rembourserons ces emprunts au moyen d'une tranche du produit net du présent placement.

Au cours de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002, nous avons engagé 101,0 M\$ en dépenses en immobilisations avant les acquisitions et les désinvestissements. Au cours de cette même période, nous avons dépensé 45,9 M\$ pour des acquisitions de propriétés pétrolières et gazières, déduction faite des cessions. Au cours du reste de l'exercice, nous continuerons à chercher des occasions d'acquisition tout en concentrant nos efforts sur la mise en valeur de réserves existantes.

Nous versons des distributions mensuelles à nos porteurs de parts. Le montant dont nous disposons pour verser les distributions dépend du volume des flux de trésorerie mensuels nets que nous recevons d'EnerMark et d'ERC conformément à nos ententes de redevances et d'autres sources comme les intérêts, le capital et les dividendes que nous recevons d'EnerMark et, indirectement, d'ERC. Le conseil d'administration d'EnerMark évalue régulièrement le montant des distributions que nous versons en fonction des prévisions des flux de trésorerie, du niveau de la dette et des programmes de dépenses. Pour plus de renseignements sur ces distributions, se reporter à la rubrique « Distributions ».

Engagements relatifs aux pipelines de gaz naturel

Nous avons convenu de transporter 10 Mmpcj par jour de gaz naturel vers Chicago par les pipelines Foothills et Northern Border jusqu'au 31 octobre 2008. Nous avons également accepté de transporter 5 Mmpcj par jour vers Marshfield (Illinois) par les pipelines TransCanada et Viking jusqu'au 31 octobre 2008. En outre, nous avons des engagements visant le transport de 5 Mmpcj par jour vers Chicago par le pipeline Alliance jusqu'au 31 octobre 2015.

Information sur les parts de fiducie

Au 31 décembre 2001, 69 532 000 de nos parts de fiducie étaient en circulation, mais aucun bon de souscription, comparativement à 40 925 000 parts de fiducie et 3 045 000 bons de souscription au 31 décembre 2000. Le nombre pondéré de parts de fiducie en circulation en 2001 et en 2000 s'est élevé à 54 907 000 et à 26 841 000, respectivement.

En 2001, nous avons émis 20 863 000 parts de fiducie supplémentaires conformément à la convention de fusion du 21 juin 2001. En outre, 1 267 000 parts de fiducie ont été émises pour acquérir la participation minoritaire dans Cabre, et 4 312 500 parts de fiducie ont été émises conformément au placement de parts du 15 novembre 2001. Nous avons également émis 3 045 000 bons de souscription le 31 décembre 2000 et 390 000 bons de souscription additionnels le 8 janvier 2001 dans le cadre de l'acquisition de Cabre, dont 1 197 000 ont été

exercés en 2001 et 2 238 000 sont venus à échéance le 17 décembre 2001. Le 12 septembre 2002, nous avons réalisé un placement de 4 750 000 parts de fiducie.

Au 30 septembre 2002, Enerplus comptait 74 751 000 parts de fiducie en circulation, mais aucun bon de souscription. Le nombre moyen pondéré de parts de fiducie en circulation pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002 était de 70 066 000 (50 738 000 en 2001).

Stratégie de gestion des risques

Nous sommes exposés à divers risques du marché, y compris des fluctuations des prix des marchandises, des taux de change et des taux d'intérêt. À l'intérieur de notre stratégie d'affaires, nous gérons le risque lié aux prix des marchandises, au besoin, par des ententes de couverture qui augmenteront le caractère prévisible lié aux prix pour notre production de pétrole et de gaz. Nous n'effectuons actuellement pas d'opérations de couverture à l'égard des risques de devises, à l'exception de swaps de devises liés aux billets non garantis de premier rang. Nous prenons part à certains swaps de taux d'intérêt afin de gérer les risques de taux d'intérêt. Les instruments financiers dérivés comportent un degré de risque de crédit que nous nous efforçons de contrôler en ayant recours à des contreparties financièrement stables. Pour plus de renseignements sur ces stratégies, se reporter à la rubrique « Activités—Gestion des risques ».

Nous avons continué à mettre en œuvre des opérations de couverture conformément à notre programme de gestion des risques liés aux prix des marchandises au cours du troisième trimestre. Le programme devrait fournir une mesure de stabilité pour nos distributions en espèces et assurer que nous réalisons des rendements économiques positifs pour nos activités de mise en valeur de propriétés et d'acquisitions.

Notre position au 30 septembre 2002 au titre de la gestion du risque sur marchandises est décrite à la note 5 de nos états financiers comparatifs consolidés non vérifiés intermédiaires inclus dans le présent prospectus. Le risque sur marchandises est géré par le truchement de contrats de livraison de marchandises à prix fixe et d'instruments financiers comme les contrats à terme. Le solde net des encaissements et décaissements liés aux contrats à terme est imputé aux résultats en tant que composante des ventes de pétrole brut et de gaz naturel durant la même période que celle de la couverture correspondante. Au 30 septembre 2002, nous avons 1,9 M\$ de frais reportés au titre des contrats à terme qui seront amortis sur la durée résiduelle de ces instruments. La valeur de marché des contrats financiers à terme reflétait une perte non matérialisée de 27,0 M\$ par rapport aux prix et aux marchés à terme à la fin du trimestre. Au 30 septembre 2002, nous avons les contrats financiers et physiques suivants relativement aux prix du pétrole brut et du gaz naturel :

Période du contrat	Contrats relatifs aux prix des marchandises financiers et physiques			
	Gaz naturel		Pétrole brut	
	Volumes selon les contrats	Pourcentage de la production brute estimative ¹⁾	Volumes selon les contrats	Pourcentage de la production brute estimative ¹⁾
	(mpej)		(baril/jour)	
Période restante en 2002	66,0	29 %	11 175	45 %
2003	75,0	33	11 000	44
2004	35,0	15	4 750	19

1) Les volumes de production sont mesurés comparativement à la production depuis le début de l'exercice ajusté en raison de l'acquisition de Celsius.

Analyse de sensibilité

Même avec les contrats de prix de marchandises décrits ci-dessus en cours, nos flux de trésorerie demeurent sensibles aux fluctuations des prix des marchandises comme il est présenté dans le tableau suivant :

	Sensibilité aux fluctuations des prix et des taux de change et incidence sur les distribution de 2003 par part de fiducie
Variation de 0,10 \$ CA le mpc du prix du gaz naturel	0,07 \$
Variation de 1,00 \$ US le baril du prix du pétrole brut WTI	0,15
Variation de 1 000 bep par jour dans la production	0,09
Variation de 0,01 \$ du taux de change du dollar CA par rapport au dollar US	0,06
Variation de 1 % du taux d'intérêt	0,07

Ces sensibilités sont fondées sur nos projections actuelles pour 2003, lesquelles ont été ajustées pour inclure les contrats de marchandises décrits à la note 5 de nos états financiers comparatifs consolidés non vérifiés intermédiaires au 30 septembre 2002 et pour les trimestres et les périodes de neuf mois terminés les 30 septembre 2002 et 2001. Ces sensibilités s'appliquent aux prix des marchandises, aux taux de production et de change dans le contexte des taux du marché actuels et de nos positions actuelles en matière de gestion des risques. Dans la mesure où le cours du pétrole brut et du gaz naturel varie pour devenir supérieur au plafond ou inférieur au plancher établis par nos contrats de marchandises existants, les sensibilités ci-dessus ne s'appliqueront plus. Puisque ces sensibilités présument un nombre de facteurs, les sensibilités réelles peuvent varier considérablement de celles qui sont présentées.

Dans l'avenir, nous entendons continuer à gérer notre risque sur marchandises d'une manière semblable. L'éventualité d'un gain ou d'une perte découlant d'un tel programme dépend de l'évolution des marchés à terme et des prix futurs. Les gains de couverture importants inscrits en 2001 ne se répéteront probablement pas en 2002.

Principales conventions comptables

Notre direction prépare nos états financiers selon les PCGR du Canada. La préparation des états financiers exige de la direction qu'elle fasse des estimations et qu'elle énonce des hypothèses qui touchent les montants présentés des actifs et des passifs de même que la présentation d'éventualités, le cas échéant, à la date des états financiers et les montants présentés des produits et des charges au cours de la période visée. Nous vous présentons un résumé de nos principales conventions comptables. Pour une description complète de nos conventions comptables, veuillez lire la note 1 de nos états financiers comparatifs consolidés non vérifiés intermédiaires au 30 septembre 2002 et pour les trimestres et les périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2002 et 2001 ainsi que la note 2 de nos états financiers consolidés vérifiés aux 31 décembre 2001 et 2000 et pour les exercices terminés à ces dates inclus dans le présent prospectus.

Pétrole et gaz naturel

Nous suivons la méthode de la capitalisation du coût entier. Tous les coûts associés à l'acquisition de propriétés pétrolières et gazières et aux activités de mise en valeur connexes sont capitalisés et accumulés dans un centre de coûts. Les frais d'entretien et de réparation sont passés en charges et les remplacements et améliorations qui augmentent les réserves récupérables des immobilisations corporelles sont capitalisés. Au cours de 2001 et des neuf premiers mois de 2002, des frais généraux et administratifs de 7 547 000 \$ et de 6 100 000 \$, respectivement, ont été capitalisés.

Les gains et les pertes ne sont pas constatés à la cession des propriétés pétrolières et de gaz naturel à moins qu'une telle cession n'entraîne une variation importante du taux de dépréciation.

Plafonnement du coût entier

Nous imposons une limite maximale à l'égard du total des coûts des immobilisations corporelles pouvant être reportés à des fins d'amortissement et imputés aux résultats d'exercices futurs (le « plafonnement du coût entier »). Le plafonnement du coût entier est un critère de récupération des coûts selon lequel les coûts capitalisés moins la dépréciation et l'amortissement cumulés, les charges cumulées au titre de la restauration des lieux et les

impôts futurs se limitent à un montant correspondant aux produits nets futurs non actualisés estimatifs des réserves prouvées, plus les coûts recouvrables des propriétés non productrices, moins les frais généraux et d'administration, les frais de restauration des lieux, les frais de gestion, les frais de financement et les taxes sur le capital futurs estimatifs. Le calcul du plafonnement du coût entier se fonde sur les coûts et les prix en date du bilan. Tous les coûts constatés au bilan en sus de la limite maximale sont imputés aux résultats.

Déplétion et amortissement

La provision pour déplétion et amortissement des actifs pétroliers et gaziers est calculée selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation, en fonction de notre quote-part des réserves prouvées estimatives avant redevances. Les réserves sont converties en unités équivalentes selon une évaluation de leur contenu énergétique approximatif respectif, en fonction de notre quote-part des réserves prouvées estimatives avant redevances.

Modification de convention comptable

Le 1^{er} janvier 2000, conformément à la nouvelle norme de l'Institut Canadien des Comptables Agréés, le Fonds a adopté la méthode du passif fiscal pour la comptabilisation des impôts sur les bénéfices, avec application rétroactive. L'incidence cumulative de cette modification au 1^{er} janvier 2000 a été une augmentation du passif d'impôts futurs et une diminution du bénéfice accumulé de 16 177 000 \$. Les chiffres des états financiers de 1999 n'ont pas été retraités pour refléter cette modification. Les nouvelles recommandations n'ont aucun effet sur les flux de trésorerie ou les liquidités du Fonds.

Certaines différences comptables selon les PCGR des États-Unis

Nous vous présentons un résumé de certaines différences dans la comptabilisation du plafonnement du coût entier, des instruments dérivés et de la rémunération à base d'actions selon les PCGR des États-Unis. Il existe d'autres différences entre les PCGR des États-Unis et ceux du Canada qui s'appliquent à nous. Elles sont expliquées dans la note 8 de nos états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés aux 30 septembre 2002 et 2001 et pour les trimestres et les périodes de neuf mois terminées à ces dates ainsi qu'à la note 10 de nos états financiers consolidés vérifiés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001 inclus dans le présent prospectus.

Plafonnement du coût entier

Pour les sociétés inscrites à la Securities and Exchange Commission des États-Unis qui appliquent la méthode du plafonnement du coût entier, selon les PCGR des États-Unis, la valeur comptable des propriétés pétrolières et gazières et des installations s'y rattachant, déduction faite des impôts reportés, ne doit pas dépasser la valeur actualisée des produits nets futurs après impôts à tirer des réserves prouvées, calculée au moyen d'un taux d'actualisation de 10 % (fondé sur les prix et les coûts en date du bilan), plus le moindre du coût ou de la juste valeur des réserves non prouvées. Selon les PCGR du Canada, le calcul du plafonnement du coût entier ne fait pas appel à un facteur d'actualisation, mais tient compte des frais généraux et administratifs, des frais de gestion et des intérêts débiteurs.

Lorsque le montant de la réduction de valeur établie dans le cadre du plafonnement du coût entier selon les PCGR du Canada diffère de celui calculé selon les PCGR des États-Unis, la charge constatée au poste Déplétion et amortissement différera au cours des exercices subséquents. Au 30 septembre 2001, l'application du plafonnement du coût entier selon les PCGR des États-Unis a donné lieu à une réduction de valeur des coûts capitalisés de 744,3 millions de dollars (458,4 millions de dollars après impôts). Au 31 décembre 2000 et au 30 septembre 2002, l'application du plafonnement du coût entier selon les PCGR des États-Unis n'a pas donné lieu à une réduction de valeur des coûts capitalisés. Selon les PCGR du Canada, l'application du plafonnement du coût entier n'a pas entraîné de réduction de valeur pour les exercices 2001 et 2000 et pour les périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2002 et 2001.

Comptabilisation des dérivés

Aux fins de la présentation de l'information financière aux États-Unis, nous avons adopté le Statement of Financial Accounting Standards (les « SFAS ») 133, « Accounting for Derivative Instruments and Hedging Activities » avec prise d'effet le 1er janvier 2001. Le SFAS 133 définit des normes en matière de comptabilité et de présentation de l'information financière en vertu desquelles les instruments dérivés (y compris les instruments dérivés intégrés dans d'autres contrats), tels que définis, doivent être comptabilisés à titre d'actif ou de passif au bilan et mesurés à leur juste valeur. Il prévoit aussi la constatation des variations de leur juste valeur dans les résultats de l'exercice concerné à moins que les critères propres à la comptabilisation des opérations de couverture ne soient satisfaits. Aucune norme similaire n'existe en vertu des PCGR du Canada.

Les dispositions relatives au traitement comptable des opérations de couverture prévoient le report des gains et des pertes non réalisés dans les autres éléments du résultat global (pour tenir compte de la tranche efficace de la couverture) jusqu'à ce que l'opération prévue ait lieu et requièrent qu'une entité documente officiellement, désigne et évalue l'efficacité des instruments dérivés pour que la comptabilisation de couverture s'applique. Au moment de l'adoption, nous avons officiellement documenté et désigné toutes les relations de couverture et avons vérifié que ses instruments de couverture sont efficaces pour compenser les fluctuations des prix réels reçus par Enerplus. Une telle efficacité est contrôlée au moins trimestriellement et toute inefficacité est inscrite au poste Autres produits (pertes) dans l'état consolidé des résultats.

Comptabilisation de la rémunération à base d'actions

Selon les PCGR du Canada, les charges au titre de la rémunération ne sont pas constatées en ce qui a trait aux options octroyées à des salariés, des administrateurs et des conseillers d'Enerplus ou exercées par ceux-ci en vertu du régime d'options de parts de fiducie (le « régime de parts ») et du nouveau régime incitatif de droits d'achat de parts de fiducie (le « régime incitatif »). Aux fins des PCGR des États-Unis, nous avons recours à la méthode de la valeur intrinsèque pour comptabiliser les options et les droits octroyés à nos salariés, nos administrateurs et nos conseillers qui respectent la définition d'un salarié en vertu des PCGR des États-Unis. En vertu du régime de parts, comme le prix d'exercice des options était équivalent au cours des parts de fiducie à la date d'octroi, aucune charge au titre de la rémunération n'a été constatée aux fins des PCGR des États-Unis. Le régime incitatif est un régime de rémunération variable puisque le prix d'exercice des droits est susceptible d'être revu à la baisse de temps à autre. Par conséquent, la charge au titre de la rémunération est déterminée comme étant l'excédent du cours des parts de fiducie sur le prix d'exercice des droits à la date de présentation de l'information financière et elle est reportée et constatée dans les résultats sur la période d'acquisition des droits. Après que les droits sont acquis, la charge au titre de la rémunération est constatée dans les résultats au cours de la période dans laquelle une variation du cours des parts de fiducie ou du prix d'exercice est observé.

Faits récents concernant les normes comptables américaines

En juillet 2001, le Financial Accounting Standards Board (le « FASB ») a publié le SFAS 141 intitulé *Business Combinations* et le SFAS 142 intitulé *Goodwill and Other Intangible Assets*. Le SFAS 141 exige le recours à la méthode de l'acquisition pour toutes les fusions d'entreprises amorcées après le 30 juin 2001. Le SFAS 142 stipule que les écarts d'acquisition et les actifs incorporels ayant une durée de vie utile indéfinie ne seront plus amortis mais soumis à un test de dépréciation au moins une fois par année. Le SFAS 142 s'applique aux exercices commençant après le 15 décembre 2001; les écarts d'acquisition et les actifs incorporels découlant d'opérations conclues après le 30 juin 2001 étant quant à eux immédiatement visés par les dispositions relatives à l'amortissement et au non-amortissement. Actuellement, l'adoption du SFAS 141 et du SFAS 142 n'a eu aucune incidence sur nos états financiers.

En juin 2001, le FASB a publié le SFAS 143, intitulé *Accounting for Asset Retirement Obligations*. Le SFAS 143 exige la constatation du passif lié aux obligations juridiques rattachées à la mise hors service d'actifs à long terme. Les obligations touchées par le SFAS 143 sont celles pour lesquelles nous avons une obligation juridique de règlement. L'évaluation initiale du passif au titre d'une obligation liée à la mise hors service d'un actif vise à établir la juste valeur. Le coût de mise hors service égal à la juste valeur de l'obligation liée à la mise hors service sera inscrit à l'actif comme faisant partie du coût de l'actif à long terme correspondant et sera amorti sur la durée de vie de l'actif. Le SFAS 143 est en vigueur pour tous les exercices débutant après le 15 juin 2002. L'incidence totale du SFAS 143 sur nos états financiers n'a pas encore été déterminée.

ACTIVITÉS

Qui sommes-nous?

Nous sommes la plus importante fiducie pétrolière et gazière conventionnelle en Amérique du Nord au chapitre de la capitalisation boursière, des volumes de production et des réserves de pétrole et de gaz naturel. Nos parts de fiducie sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto et de la *New York Stock Exchange* et notre capitalisation boursière au 21 novembre 2002 s'élevait à environ 2,0 G\$. Par l'entremise de nos filiales en exploitation, nous gérons activement l'acquisition et la mise en valeur de propriétés pétrolières et gazières ainsi que la production qui en est tirée. Nos activités sont actuellement concentrées dans l'Ouest du Canada exclusivement.

Nous détenons des participations dans un portefeuille diversifié et équilibré de propriétés pétrolières et gazières matures. Nos propriétés offrent en général des courbes de production prévisibles, des réserves de longue durée et des possibilités de mise en valeur. Environ 55 % de notre production et de nos réserves sont composés de gaz naturel et environ 45 %, de pétrole brut et de liquides de gaz naturel (ou LGN). Au 1^{er} janvier 2002, nous avions des réserves établies de 312 Mmbep et des réserves prouvées nettes de 215 Mmbep. L'indice de durée des réserves établies et le ratio R/P de nos propriétés au 1^{er} janvier 2002 s'établissaient à 14,0 années et à 9,4 années, respectivement.

Notre but principal est de générer des rentrées nettes et de les distribuer aux porteurs de parts. À ce titre, nous mettons l'accent sur l'acquisition et la mise en valeur à faible risque de propriétés pétrolières et gazières matures et de longue durée. Nous ne participons pas à l'exploration en raison des risques plus élevés qu'elle comporte. Notre production est habituellement plus prévisible et plus stable que celle de sociétés traditionnelles d'exploration et de production et nos activités ne sont généralement pas à aussi forte densité de capital que les leurs.

Nous effectuons des distributions en espèces mensuelles à nos porteurs de parts sur les rentrées nettes que nous tirons de nos activités pétrolières et gazières. Le montant de ces rentrées nettes est soumis à plusieurs facteurs, y compris les fluctuations de la quantité de pétrole et de gaz naturel que nous produisons, des prix que nous touchons pour cette production et des frais d'exploitation associés à cette production. Notre distribution en espèces pour novembre 2002 s'élevait à 0,30 \$ (0,19 \$ US) la part de fiducie, et nous avons versé des distributions cumulatives de 3,40 \$ (2,16 \$ US) la part de fiducie au cours de la période de douze mois terminée en octobre 2002, inclusivement.

Depuis sa création, le Fonds Enerplus Resources a pris une ampleur importante par voie d'une série de fusions et d'acquisitions, la plus notable ayant été la fusion du Fonds Enerplus Resources et d'EnerMark Income Fund le 21 juin 2001. Pendant ce temps, nous, y compris Enerplus avant la fusion, avons porté nos volumes de production quotidiens moyens de 34 bepj pour la période de 12 mois terminée le 30 novembre 1986 à 61 493 bepj pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002.

Aux fins de l'impôt sur le revenu du Canada, nous sommes qualifiés de *fiducie de fonds commun de placement*. Aux fins de l'impôt sur le revenu fédéral des États-Unis, nous sommes considérés comme une société par actions et non comme une société de personnes ou une société en commandite cadre (*master limited partnership* ou *MLP*). Voir les renseignements contenus sous la rubrique « Certaines incidences fiscales » et consulter vos propres conseillers fiscaux pour en savoir davantage sur les incidences fiscales de la propriété de parts de fiducie.

Notre stratégie d'entreprise

Notre objectif est de maximiser nos rentrées nettes et, par conséquent, les distributions à nos porteurs de parts, tout en minimisant les risques associés à ces rentrées nettes, en optimisant la récupération économique de nos propriétés et éléments d'actifs et en maintenant une structure du capital prudente. Pour atteindre ces objectifs, notre stratégie d'entreprise consiste à :

- continuer de mettre en valeur nos propriétés existantes afin de maintenir et d'accroître la production de pétrole et de gaz naturel;
- acquérir des propriétés et des éléments d'actifs adéquats reliés au secteur de l'énergie, comme des propriétés pétrolières et gazières matures et de longue durée présentant des courbes de production prévisibles;

- maintenir un portefeuille équilibré de propriétés pétrolières et gazières diversifiées tant du point de vue géographique que géologique;
- contrôler les coûts par l'entremise de l'exploitation efficace des propriétés existantes et acquises;
- gérer le risque lié aux prix des marchandises, lorsque cela est approprié, au moyen de contrats de couverture;
- avoir recours à des politiques d'entreprise et financières qui facilitent l'accès aux capitaux.

Notre structure organisationnelle

Notre structure de fiducie nous fournit un moyen efficace de distribuer nos rentrées nettes à nos porteurs de parts. Notre structure accroît le montant des distributions en espèces disponibles pour nos porteurs de parts puisque les sociétés en exploitation ont traditionnellement approvisionné le Fonds en rentrées et n'avaient peu ou pas d'impôt de société à payer. Comme le Fonds distribue la totalité de son revenu imposable à ses porteurs de parts, il n'a aucun impôt à payer.

Les principales sources des rentrées nettes du Fonds comprennent 1) les paiements reçus des droits nets de redevance de 95 % et de 99 % octroyés au Fonds par EnerMark et ERC, respectivement, sur la production de leurs propriétés pétrolières et gazières, 2) les paiements d'intérêts et les remboursements de capital à l'égard des titres d'emprunt qu'EnerMark a émis au Fonds et 3) les versements de dividendes que le Fonds reçoit d'EnerMark et, indirectement, d'ERC.

Fonds Enerplus Resources

Le Fonds Enerplus Resources est une fiducie d'investissement à capital variable dont les parts sont négociées à la bourse et dont la principale activité consiste à émettre des parts de fiducie dans le public et à investir indirectement ses fonds dans des propriétés pétrolières et gazières et dans d'autres éléments d'actifs reliés au secteur de l'énergie. L'investissement du Fonds dans ces participations pétrolières et gazières est détenu entièrement par l'entremise de ses sociétés en exploitation. Chaque part de fiducie représente une participation véritable indivise et égale dans le Fonds. Le Fonds verse des distributions en espèces à ses porteurs de parts sur les rentrées nettes qu'il reçoit des sociétés en exploitation. Le Fonds est géré par EGEM aux termes d'une convention de gestion. Le Fonds est régi par les lois de la province d'Alberta. Son siège social et bureau principal est situé à The Dome Tower, Suite 3000, 333 - 7th Avenue S.W., Calgary (Alberta) Canada T2P 2Z1.

EnerMark Inc. et Enerplus Resources Corporation

EnerMark et ERC détiennent et exploitent nos propriétés pétrolières et gazières pour le compte du Fonds. EnerMark et ERC sont des sociétés par actions organisées sous le régime de la *Business Corporations Act* (Alberta). Le Fonds est propriétaire de la totalité des actions émises et en circulation d'EnerMark et EnerMark est propriétaire de la totalité des actions émises et en circulation d'ERC. EnerMark et ERC sont gérées par EGEM aux termes d'une convention de gestion. Le siège social et bureau principal d'EnerMark et d'ERC est situé à The Dome Tower, Suite 3000, 333 - 7th Avenue S.W., Calgary (Alberta) Canada T2P 2Z1.

Enerplus Global Energy Management Company

EGEM gère le Fonds et les sociétés en exploitation aux termes d'une convention de gestion. EGEM est une société par actions organisée sous le régime de la *Companies Act* (Nouvelle-Écosse) et est une filiale en propriété exclusive indirecte d'El Paso Corporation de Houston (Texas). Le conseil d'administration d'EnerMark, soit l'organe qui supervise les activités et les affaires internes d'Enerplus, a retenu les services d'EGEM afin que cette dernière fournisse des services de gestion étendus, administre les activités quotidiennes et prenne des décisions exécutives à l'égard d'Enerplus qui soient conformes aux politiques et aux principes généraux établis par le conseil d'administration d'EnerMark. Pour ces services, EGEM reçoit des honoraires de gestion et une prime d'intéressement liée au rendement du Fonds; en outre, ses frais généraux et administratifs lui sont remboursés. Voir « Direction et régie d'entreprise ». Le siège social et bureau principal d'EGEM est situé à The Dome Tower, Suite 3000, 333 - 7th Avenue S.W., Calgary (Alberta) Canada T2P 2Z1.

Régie d'Enerplus

Le conseil d'administration d'EnerMark est chargé de la régie d'ensemble d'Enerplus et établit les politiques et principes généraux qui exposent les grandes lignes de la gestion et de la direction d'ensemble d'Enerplus, y compris la supervision d'EGEM. Le conseil d'administration doit être composé d'au moins sept administrateurs, dont trois sont nommés par EGEM aux termes de la convention de régie. Les autres administrateurs sont nommés par les porteurs de parts. Actuellement, EnerMark compte huit administrateurs, dont la majorité sont indépendants, y compris le président du conseil d'administration. Le conseil d'administration est chargé du renouvellement annuel, pour des durées consécutives de trois années, de la convention de gestion aux termes de laquelle les services d'EGEM ont été retenus, la durée actuelle expirant le 30 juin 2005. Pour de plus amples renseignements, voir « Direction et régie d'entreprise ».

Survol de l'histoire

Le Fonds Enerplus Resources a été formé en 1986 et a été la première fiducie pétrolière et gazière au Canada à inscrire ses parts de fiducie à la cote de la Bourse de Toronto et, en novembre 2000, à la cote de la *New York Stock Exchange*. Nous avons, ainsi que nos prédécesseurs, accru la production et les réserves au cours de nos 16 années d'exploitation au moyen d'acquisitions ainsi que de la mise en valeur et de l'exploitation des réserves existantes. Depuis sa création, le Fonds Enerplus Resources, y compris Enerplus avant la fusion, a porté ses volumes de production brute quotidienne moyenne de 34 bepj pour la période de douze mois terminée le 30 novembre 1986 à 61 493 bepj pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002.

Enerplus a pris beaucoup d'expansion au cours des dernières années grâce à une série d'opérations, y compris la consolidation de plusieurs des entités au sein du groupe Enerplus, comme EnerMark Income Fund, Westrock Energy Income Fund I, Westrock Energy Income Fund II et Enerplus Pension Resource Corporation III. La plus importante de ces opérations a été la fusion du Fonds Enerplus Resources et d'EnerMark Income Fund le 21 juin 2001 pour former la plus importante fiducie pétrolière et gazière conventionnelle en Amérique du Nord. Des filiales d'EGEM assuraient la gestion d'Enerplus et d'EnerMark Income Fund au moment de la fusion.

EnerMark Income Fund a été formé en 1996 dans le cadre de la réorganisation de Mark Resources Inc. Avant sa fusion avec Enerplus, EnerMark Income Fund a réalisé plusieurs acquisitions importantes, y compris les acquisitions de Western Star Exploration Ltd., de Pursuit Resources Corp., d'EBOC Energy Ltd. et de Cabre Exploration Ltd., ainsi que l'acquisition d'intérêts de propriété dans la région de Hanna/Garden Plains en Alberta.

Les tableaux suivants présentent les récentes acquisitions importantes effectuées par le Fonds Enerplus Resources (y compris Enerplus avant la fusion) et par EnerMark Income Fund.

Fonds Enerplus Resources

<u>Acquisition</u>	<u>Date de clôture</u>	<u>Coût¹⁾</u> (en millions)	<u>Réserves établies²⁾</u> (en mbep)	<u>Production²⁾</u> (en bepj)
Celsius Energy Resources Ltd.	21 octobre 2002	166 \$	17 997	5 750
Propriété Kaybob	26 septembre 2001	25	2 102	1 177
Enerplus Pension Resources Corporation III	19 décembre 2000	110	24 031	3 217
Westrock Energy Income Fund I ³⁾	8 juin 2000	60	19 154	2 836
Westrock Energy Income Fund II ³⁾	8 juin 2000	80	22 913	4 050
Propriété Pembina Five-Way	20 avril 2000/ 15 novembre 2000	18	4 575	413

EnerMark Income Fund

Acquisition	Date de clôture	Coût ¹⁾ (en millions)	Réserves établies ²⁾ (en mbep)	Production ²⁾ (en bepj)
Cabre Exploration Ltd.	21 décembre 2000	311 \$	40 469	14 200
EBOC Energy Ltd.	1 ^{er} septembre 2000	155	29 794	6 425
Pursuit Resources Corp.	3 avril 2000	119	22 067	5 532
Propriété Hanna/Garden Plains	28 février 2000	34	17 191	1 500
Western Star Exploration Ltd.	7 janvier 2000	27	7 135	1 256

- 1) Le coût d'acquisition comprend la contrepartie versée, les dettes prises en charge, les frais et charges de l'opération et les frais et charges connexes.
- 2) En fonction d'estimations qu'ont faites Enerplus et EnerMark Income Fund, selon le cas, des réserves établies et de la production quotidienne moyenne brute au moment de l'acquisition.
- 3) Le Fonds Enerplus Resources a fusionné avec Westrock Energy Income Fund I et Westrock Energy Income Fund II le 8 juin 2000. Enerplus a émis environ 3 344 329 parts de fiducie aux anciens porteurs de parts de Westrock Energy Income Fund I et 5 310 733 parts de fiducie aux anciens porteurs de parts de Westrock Energy Income Fund II. La valeur comptable des titres de participation des porteurs de parts est réputée être la contrepartie versée.

Activités d'acquisition et de mise en valeur

Puisque nous ne menons pas d'activités d'exploration, nous nous appuyons principalement sur des acquisitions pour à la fois remplacer nos réserves de pétrole et de gaz naturel et les accroître. Dans le cadre de notre recherche d'acquisitions, nous avons recours à une stratégie centrée et rigoureuse pour nous assurer que les réserves envisagées s'intégreraient de manière stratégique à notre portefeuille existant de propriétés. Nous avons habituellement financé nos acquisitions au moyen d'emprunts sur notre facilité de crédit existante ou d'émissions directes de parts de fiducie. Les emprunts sont par la suite remboursés par l'émission de parts de fiducie supplémentaires ou par des flux de trésorerie générés à l'interne. Cette stratégie nous procure la flexibilité voulue pour réagir aux possibilités d'acquisition.

Une stratégie commune employée par les sociétés d'exploitation et de production consiste à se départir de propriétés matures afin de réaffecter le capital à des activités d'exploration à risque plus élevé. En raison de l'accent que nous accordons à l'exploitation de propriétés matures, nous constituons pour ces sociétés un marché accessible et facile quant à ces dessaisissements. Dans la mesure où nos acquisitions comprennent des propriétés non mises en valeur, nous concluons des accords d'amodiation ou des accords de swap aux termes desquels une société d'exploitation et de production explorera et forera les propriétés non mises en valeur pour notre compte, généralement sans frais pour nous, en échange d'une partie de nos participations dans la propriété. De plus, notre taille améliore notre capacité à effectuer des acquisitions relativement importantes comparativement à plusieurs de nos concurrents. Enfin, l'efficacité de notre structure de fiducie sur le plan fiscal nous permet de soumissionner de manière concurrentielle pour des propriétés pétrolières et gazières contre des entités moins efficaces à ce chapitre.

Nous nous livrons à des activités de mise en valeur à plus faible risque afin d'atténuer les baisses de la production totale, de valoriser nos réserves et de prolonger la vie utile de plusieurs de nos propriétés. Les activités de mise en valeur revêtent une importance particulière pour nous lorsque les possibilités d'acquisitions intéressantes sont limitées. Nos activités de mise en valeur constituent une solution de rechange à intensité de capital moins élevée et à risque plus faible en vue d'accroître les volumes de production que ne le sont les activités d'exploration traditionnelles. Nos activités de mise en valeur sont généralement financées au moyen d'emprunts qui sont par la suite remboursés par l'émission de parts de fiducie et des flux de trésorerie générés à l'interne.

Nos propriétés

La quasi-totalité de nos propriétés pétrolières et gazières sont situées dans l'Ouest du Canada dans les provinces d'Alberta, de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan. Au 1^{er} janvier 2002, nous avons des réserves établies de 132 Mmb de pétrole brut et de LGN et de 1 082 gpc de gaz naturel, pour un total de 312 Mmbep, et des réserves prouvées nettes de 91 Mmb de pétrole brut et de LGN et de 745 gpc de gaz naturel, pour un total de 215 Mmbep. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002, nos propriétés ont produit, en baril équivalent pétrole, environ 55 % de gaz naturel, 38 % de pétrole brut et 7 % de LGN. La

production quotidienne moyenne brute de nos propriétés pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002 s'élevait à 204 463 mpcj de gaz naturel et à 27 416 bj de pétrole brut et de LGN, pour un total de 61 493 bepj.

Le tableau suivant présente nos principales propriétés par région ainsi que la production quotidienne moyenne brute pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002 attribuable à nos participations dans chaque propriété.

Production quotidienne moyenne brute pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002				
	Pétrole et LGN	Gaz naturel	Total	% de la production totale
	(en bj)	(en mpcj)	(en bepj)	(%)
Principales propriétés :				
Région du Nord-Ouest				
Deep Basin	631	11 219	2 501	4,1 %
Valhalla	762	8 610	2 197	3,6
Progress	759	5 527	1 680	2,7
Cranberry	68	3 060	578	0,9
Région centrale				
Joarcam	2 194	5 743	3 151	5,1
Pembina 5 Way/South Buck Lake	2 395	1 592	2 660	4,3
Kaybob	344	4 953	1 170	1,9
Pine Creek	224	4 522	978	1,6
Willesden Green	208	2 748	666	1,1
Région du Centre-Est				
Giltedge	1 635	416	1 704	2,8
Gleneath	1 038	390	1 103	1,8
Auburndale	559	573	655	1,1
Hayter	676	14	678	1,1
Kessler	576	101	593	1,0
Cadogan	442	—	442	0,7
David	372	58	382	0,6
Région du Centre-Sud				
Hanna/Garden Plains	2	12 500	2 085	3,4
Benjamin	13	12 425	2 084	3,4
Sylvan Lake	689	3 556	1 282	2,1
Ferrier	240	4 738	1 030	1,7
Bashaw	16	3 491	598	1,0
Harmattan	221	1 257	431	0,7
Région du Sud-Est				
Région de Medicine Hat	7	35 690	5 955	9,7
Medicine Hat Glauconite « C »	1 152	1 248	1 360	2,2
Jenner	394	1 883	708	1,2
Autres	11 799	78 149	24 822	40,2
Total	<u>27 416</u>	<u>204 463</u>	<u>61 493</u>	<u>100,0 %</u>

Nous gérons activement notre portefeuille de propriétés pétrolières et gazières au moyen de nos activités d'acquisition, de dessaisissement et de mise en valeur. Nos propriétés possèdent généralement les caractéristiques suivantes :

- **Des propriétés de longue durée présentant une courbe de production prévisible.** La majorité de nos propriétés présentent une courbe de production prévisible et sont des propriétés de durée relativement longue. Ceci améliore notre capacité à obtenir de nos propriétés une production relativement prévisible et stable. Au 1^{er} janvier 2002, l'indice de durée des réserves établies et le ratio R/P de nos propriétés s'élevaient à 14,0 années et à 9,4 années, respectivement.
- **Portefeuille d'éléments d'actif diversifié et équilibré, axé sur des régions importantes.** Notre portefeuille de propriétés est diversifié, tant du point de vue géographique que géologique, et bien équilibré entre les liquides et le gaz naturel. Nos propriétés sont situées partout dans le bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada et donnent accès tant à des zones de production de faible profondeur qu'à des zones de production profonde. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002, la production tirée de nos propriétés était composée dans une proportion d'environ 55 % de gaz naturel et d'environ 45 % de pétrole brut et de LGN, en bep. Nous ne dépendons pas d'une seule propriété pour une partie importante de notre production puisqu'aucune propriété ne représente actuellement à elle seule plus de 10 % de notre production totale. Malgré cette diversité, nos 25 plus importantes propriétés représentent actuellement environ 60 % de notre production totale. L'accent que nous accordons à ces régions importantes accroît l'efficacité de nos activités et nous permet de manière générale de réduire les frais d'exploitation, de développer une très bonne compréhension des caractéristiques de ces propriétés et de continuer à nous développer dans ces régions au fur et à mesure que nous repérons des possibilités favorables.
- **Importantes possibilités de mise en valeur.** Nous avons repéré des possibilités de mise en valeur afin d'atténuer les baisses de la production, de valoriser nos réserves et de prolonger la vie utile de plusieurs de nos propriétés. Nous croyons que ces possibilités nous permettront d'augmenter notre production à des coûts qui sont généralement plus faibles que ceux engagés en raison d'acquisitions. Nos activités de mise en valeur ont traditionnellement été à risque relativement faible. En 2001, nous avons participé au forage de 321,6 puits de mise en valeur nets affichant un taux de réussite de 99 %. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002, nous avons participé au forage d'environ 181,0 puits de mise en valeur nets affichant un taux de réussite de 99 %.
- **Degré élevé d'exploitation.** Au 30 septembre 2002, nous exploitions des propriétés fournissant environ 65 % de notre production. En exploitant nos propriétés, nous sommes plus en mesure de contrôler à la fois les frais d'exploitation et l'optimisation de la récupération de nos réserves.

Les caractéristiques générales de chacune de nos cinq régions d'exploitation sont résumées ci-dessous.

Région du Nord-Ouest

Située au Nord, le long de la frontière entre la Colombie-Britannique et l'Alberta, la région du Nord-Ouest offre une exposition à la production de gaz naturel riche en LGN et de pétrole brut léger. Les principales propriétés dans cette région comprennent Valhalla, Progress, Cranberry et la région non exploitée par nous de Deep Basin, importante région productrice de gaz naturel et de LGN englobant les champs pétrolifères d'Elmworth, de Karr, de Wapiti et de South Wapiti. Notre production dans cette région est composée en bonne partie de gaz naturel—68 % en bep pour les neuf premiers mois de 2002. Le potentiel de mise en valeur des propriétés gazières de Deep Basin, de Valhalla et de Progress, ainsi que des gisements de pétrole léger à Valhalla et à Progress, constitue un point central de notre programme de dépenses en immobilisations. Plus de 21 Mmbep de nos réserves établies sont attribuables à nos principales propriétés dans cette région, soit environ 7 % de nos réserves totales au 1^{er} janvier 2002.

Région centrale

La région qui entoure la ville d'Edmonton en Alberta offre une variété de bases de production, principalement composée de pétrole brut léger non corrosif et de gaz naturel riche en liquides provenant de propriétés de longue durée. Pour la période de neuf mois terminée en septembre 2002, notre production de pétrole brut et de LGN provenant de cette région représentait 62 % du total des bep que nous avons tirés de cette région. Nos plus importantes propriétés productrices de pétrole léger sont situées dans cette région et, en

général, elles sont toutes matures et ont été soumises à des techniques d'injection d'eau depuis plusieurs années afin d'optimiser la production. Des examens de géologie appliquée et des études de réservoirs ont été réalisés dernièrement afin d'optimiser l'épuisement de ces gisements pétroliers. Les principales propriétés dans cette région comprennent Pembina 5 Way/South Buck Lake, Pine Creek, Kaybob, Willesden Green et Joarcam, notre plus importante propriété productrice de pétrole brut où nous avons foré 14 puits intercalaires depuis le début de l'année. Au 1^{er} janvier 2002, cette région comptait pour plus de 60 Mmbep, soit environ 19 % de nos réserves établies.

Région du Centre-Est

Situés dans une ceinture productrice de pétrole le long de la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan, les réservoirs de la région du Centre-Est sont principalement composés d'un ensemble de pétroles légers, moyens et lourds. Au cours des neuf premiers mois de 2002, notre production de pétrole brut et de LGN représentait 95 % du total des bep que nous avons tirés de cette région, y compris la majorité de notre production de pétrole lourd. Les propriétés faisant partie de cette région comprennent Giltedge, Auburndale, Hayter, Kessler, Cadogan, David et Gleneath, une propriété mature de pétrole léger non corrosif où nous avons travaillé tout au long de la présente année en utilisant une technique de stimulation par fracture à faible coût afin d'améliorer la production. Au 1^{er} janvier 2002, les principales propriétés de cette région contribuaient pour environ 26 Mmbep à nos réserves établies, soit environ 9 % du total de nos réserves établies.

Région du Centre-Sud

La production de cette région, située juste au nord de Calgary en Alberta, est composée surtout de gaz naturel, comptant pour 84 % du total des bep que nous avons tirés de cette région pendant la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002. Les principales propriétés du Centre-Sud comprennent Hanna/Garden Plains, Benjamin, Sylvan Lake, Bashaw, Ferrier et Harmattan. Hanna/Garden Plains est une importante propriété gazière à faible profondeur et de longue durée mise en valeur au moyen de vastes programmes de forage multipuits qui optimisent l'utilisation des services de forage et de complétion afin d'atteindre la rentabilité des capitaux. Au cours du deuxième trimestre de 2002, 24 puits ont été forés sur cette propriété et 31 l'ont été au cours du troisième trimestre de 2002. Sur une autre propriété d'importance, soit Benjamin, qui est une propriété gazière à grande profondeur non exploitée par nous et située sur des contreforts, nous avons participé au forage cette année de trois puits couronné de succès. Environ 53 Mmbep de réserves établies sont attribuables aux principales propriétés situées dans cette région, soit environ 17 % du total de nos réserves établies au 1^{er} janvier 2002.

Région du Sud-Est

La production de gaz naturel dans la région du Sud-Est est principalement composée de gaz peu profond produit à partir de quatre propriétés centrales—Bantry, Fox Valley, Medicine Hat et Verger—collectivement appelées la région de Medicine Hat et elle représente la plus importante partie de notre production de gaz naturel. La région du Sud-Est offre également du pétrole lourd provenant du réservoir de glauconite et produit principalement à la propriété Medicine Hat Glauconite « C » et à la propriété Jenner que nous n'exploitons pas nous-même. Pour les neuf premiers mois de 2002, le gaz naturel a représenté, en bep, 81 % des bep que nous avons produits dans cette région. Le gaz naturel peu profond de cette région est également mis en valeur au moyen de vastes programmes de forage multipuits qui permettent des économies d'échelle semblables à celles réalisées dans la région du Centre-Sud. À la fin du troisième trimestre de 2002, un programme de forage de 50 puits de mise en valeur et un programme distinct de 30 puits ont également été réalisés. À la propriété Medicine Hat Glauconite « C », un projet d'injection d'eau a été mis en œuvre en 2001 pour accroître la production et les réserves de pétrole récupérables. Au cours du premier trimestre de 2002, une participation supplémentaire dans cette propriété a été acquise pour environ 20,5 M\$. Cette région de longue durée comptait, au 1^{er} janvier 2002, pour plus de 55 Mmbep de réserves établies, soit environ 18 % du total de nos réserves établies.

Renseignements choisis concernant les réserves

Les tableaux suivants présentent des données choisies concernant les réserves de pétrole et de gaz naturel d'Energizer. Les renseignements suivants proviennent du rapport préparé par Sproule Associates Limited à l'égard de nos réserves au 1^{er} janvier 2002, soit la date de prise d'effet de notre dernier rapport d'ingénieurs

indépendants. Sproule est un important cabinet indépendant établi d'ingénieurs pétroliers au Canada. Ces tableaux doivent être lus à la lumière des renseignements contenus à « Annexe A—Information sur les réserves d'Enerplus » et, en particulier, des notes aux tableaux des réserves contenus à l'annexe A, qui comprennent une description de certaines hypothèses posées dans la préparation de notre évaluation des réserves. Les chiffres étant arrondis, les totaux ne correspondent pas nécessairement à la somme des éléments. Pour obtenir une définition de certaines expressions utilisées ci-dessous et une description de certaines différences entre l'estimation des réserves aux termes des lignes directrices en matière d'information sur les réserves au Canada et aux États-Unis, voir « Présentation de l'information sur nos réserves » et « Glossaire ».

Les tableaux suivants, ainsi que les renseignements contenus à l'annexe A, ne comprennent pas les réserves de Celsius, qui ont été acquises le 21 octobre 2002. Les renseignements concernant les réserves de Celsius figurent à « Annexe B—Information relative à Celsius Energy Resources Ltd. ».

Réserves au 1^{er} janvier 2002
Présentation canadienne
(Réserves brutes établies en se fondant sur des hypothèses de prix et de coûts actualisés)

	Pétrole brut (mb)	Liquides de gaz naturel (mb)	Gaz naturel (Mmpc)	Total (mbep)	Rentrées nettes futures estimatives ¹⁾	
					Non actualisées	Actualisées à 10 %
					(en milliers)	
Réserves prouvées :						
Productrices mises en valeur	86 770	13 685	722 692	220 904	2 992 588 \$	1 376 940 \$
Non productrices mises en valeur	620	512	58 791	10 930	157 757	78 807
Non mises en valeur	7 457	1 917	169 650	37 649	401 713	170 532
Total des réserves prouvées	94 847	16 114	951 133	269 483	3 552 058	1 626 279
Réserves probables (évaluées à 50 % de risque)	18 821	2 337	130 345	42 882	644 955	159 099
Réserves établies	113 668	18 451	1 081 478	312 365	4 197 013 \$	1 785 378 \$

1) La valeur actualisée des rentrées nettes futures estimatives comprend le crédit d'impôt au titre des redevances de l'Alberta et est énoncée avant déduction de l'impôt sur le revenu. Les rentrées nettes futures estimatives ne doivent pas être interprétées comme la juste valeur marchande de nos réserves.

Réserves au 1^{er} janvier 2002
Présentation canadienne
(Réserves brutes établies en se fondant sur des hypothèses de prix et de coûts constants)

	Pétrole brut (mb)	Liquides de gaz naturel (mb)	Gaz naturel (Mmpc)	Total (mbep)	Rentrées nettes futures estimatives ¹⁾	
					Non actualisées	Actualisées à 10 %
					(en milliers)	
Réserves prouvées :						
Productrices mises en valeur	81 222	13 485	708 955	212 866	2 040 855 \$	1 088 148 \$
Non productrices mises en valeur	604	508	57 899	10 762	110 681	62 525
Non mises en valeur	7 397	1 730	166 003	36 794	265 004	111 269
Total des réserves prouvées	89 223	15 723	932 857	260 422	2 416 540	1 261 942
Réserves probables (évaluées à 50 % de risque)	16 662	2 334	129 770	40 625	336 976	100 586
Réserves établies	105 885	18 057	1 062 627	301 047	2 753 516 \$	1 362 528 \$

1) La valeur actualisée des rentrées nettes futures estimatives comprend le crédit d'impôt au titre des redevances de l'Alberta et est énoncée avant déduction de l'impôt sur le revenu. Les rentrées nettes futures estimatives ne doivent pas être interprétées comme la juste valeur marchande de nos réserves.

Réserves au 1^{er} janvier 2002
Présentation américaine
(Réserves nettes établies en se fondant sur des hypothèses de prix et de coûts constants)

	Pétrole brut (mb)	Liquides de gaz naturel (mb)	Gaz naturel (Mmpc)	Total (mbep)	Rentrées nettes futures estimatives ¹⁾	
					Non actualisées	Actualisées à 10 %
					(en milliers)	
Réserves prouvées :						
Productrices mises en valeur	73 302	9 432	558 990	175 899	2 040 855 \$	1 088 148 \$
Non productrices mises en valeur	527	349	46 461	8 620	110 681	62 525
Non mises en valeur	6 320	1 218	139 485	30 785	265 004	111 270
Total des réserves prouvées	80 149	10 999	744 936	215 304	2 416 540 \$	1 261 942 \$

1) La valeur actualisée des rentrées nettes futures estimatives comprend le crédit d'impôt au titre des redevances de l'Alberta et est énoncée avant déduction de l'impôt sur le revenu. **Les rentrées nettes futures estimatives ne doivent pas être interprétées comme la juste valeur marchande de nos réserves.**

Antécédents de production

Les tableaux suivants font état de notre production quotidienne moyenne de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel, avant déduction des redevances payables, pour les périodes indiquées :

	Exercice terminé le 31 décembre			Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002
	1999 ¹⁾	2000 ¹⁾	2001 ¹⁾	
Pétrole brut (bj)	11 416	12 089	20 592	23 117
LGN (bj)	1 980	2 111	3 978	4 299
Total—liquides (bj)	13 396	14 200	24 570	27 416
Gas naturel (mpcj)	71 713	101 473	176 671	204 463
Total (bepj)	25 348	31 112	54 015	61 493

1) La production indiquée pour 1999, 2000 et 2001 est celle d'Enermark Income Fund. La production attribuable à Enerplus avant la fusion n'est pas incluse avant la date de la fusion, soit le 21 juin 2001. L'information relative à la production du Fonds issu de la fusion est incluse à compter du 21 juin 2001.

Puits de pétrole et de gaz naturel

Le tableau suivant résume, au 31 décembre 2001, nos participations dans les puits productifs et les puits fermés que nous estimons susceptibles de production. Bien qu'un grand nombre de nos puits produisent à la fois du pétrole et du gaz naturel, un puits est considéré comme un puits de pétrole ou de gaz naturel d'après le ratio de la production de pétrole par rapport à la production de gaz naturel.

Région	Puits productifs				Puits fermés ¹⁾			
	Pétrole		Gaz naturel		Pétrole		Gaz naturel	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Alberta	2 642	1 131	3 732	1 725	489	162	306	97
Colombie-Britannique	34	12	87	19	11	3	44	13
Saskatchewan	2 325	478	305	211	376	103	8	1
Total	5 001	1 621	4 124	1 955	876	268	358	111

1) Puits « fermés » signifie que ces puits ne sont pas productifs mais qu'ils sont susceptibles de l'être. Les puits fermés dans lesquels nous détenons une participation sont situés à au plus 10 kilomètres des systèmes de collecte, des pipelines ou autres moyens de transport.

Activités de forage

En 2001, nous avons participé au forage de 546 puits bruts (321,6 puits nets); le taux de réussite net s'établit à 99 %. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002, nous avons participé au forage de 226 puits bruts (181,0 puits nets); le taux de réussite net s'établit à 99 %. Le tableau qui suit résume le nombre et le genre de puits que nous avons forés ou au forage desquels nous avons participé au cours des périodes indiquées. Nous n'avons pas participé au forage de puits d'exploration au cours de ces périodes.

	Exercice terminé le 31 décembre						Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002	
	1999		2000		2001		Bruts	Nets
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets		
Puits achevés								
Pétrole	4	3,0	103	33,5	104	37,7	44	20,8
Gaz naturel	97	15,0	184	53,9	429	279,4	179	158,6
Puits secs et abandonnés	4	2,0	15	3,4	13	4,5	3	1,6
Total	105	20,0	302	90,8	546	321,6	226	181,0
Taux de réussite :		90 %		96 %		99 %		99 %

1) L'information donnée pour 1999, 2000 et 2001 a trait à Enermark Income Fund. Les activités de forage attribuables à Enerplus avant la fusion ne sont pas incluses avant la date de la fusion, soit le 21 juin 2001. Les activités de forage du Fonds issu de la fusion sont incluses à compter du 21 juin 2001.

Terrains

Le tableau qui suit présente les terrains que nous détenons en date du 31 décembre 2001 :

	Acres mis en valeur		Acres non mis en valeur		Acres visés par des redevances
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Nets
Alberta	2 410 768	806 072	820 008	408 579	693 265
Colombie-Britannique	217 967	47 010	118 683	51 505	158 023
Saskatchewan	153 335	79 865	36 559	25 595	136 911
Autre	695	189	617	617	2 665
Total	2 782 765	933 136	975 867	486 296	990 864

Nous avons attribué une valeur de 24,3 M\$ à nos terrains non mis en valeur au 31 décembre 2001.

Dépenses en immobilisations

Le tableau suivant présente nos dépenses en immobilisations pour les exercices terminés les 31 décembre 1999, 2000 et 2001 et pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002 :

	Exercice terminé le 31 décembre			Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002
	1999	2000	2001	2002
	(en milliers)			
Forage de reconnaissance et complétion	15 036 \$	27 102 \$	83 004 \$	62 457 \$
Usine et installations	3 847	11 861	53 594	32 683
Frais de bureau et autres	1 888	1 033	6 682	5 900
	20 771	39 996	143 280	101 040
Acquisitions de propriétés productrices	10 322	51 109	77 432	48 270
Total des dépenses en immobilisations	31 093	91 105	220 172	149 310
Aliénations de propriétés	(16 957)	(25 261)	(68 496)	(2 446)
Dépenses en immobilisations nettes	14 136 \$	65 844 \$	152 216 \$	146 864 \$

1) L'information donnée pour 1999, 2000 et 2001 a trait à Enermark Income Fund. Les dépenses en immobilisations attribuables à Enerplus avant la fusion ne sont pas incluses avant la date de la fusion, soit le 21 juin 2001. Les dépenses en immobilisations du Fonds issu de la fusion sont incluses à compter du 21 juin 2001.

On estime que les activités de mise en valeur sur nos propriétés en 2002 nécessiteront des dépenses en immobilisations allant jusqu'à 130 M\$, dont une tranche de 101 M\$ avait été engagée au 30 septembre 2002.

Marketing

Notre production de gaz naturel est vendue aux termes de divers arrangements de vente à la fois matériels et financiers. En date du 30 septembre 2002, environ 41 % de notre gaz naturel est commercialisé dans l'ouest du Canada sur le marché au comptant AECO, qui est une référence canadienne pour l'établissement des prix du gaz naturel semblable au NYMEX Henry Hub aux États-Unis. De plus, 14 % de notre production de gaz naturel est livrée directement au marché de l'exportation américain et le prix est établi par rapport à l'indice NYMEX. Environ 36 % de notre production est réservée à des programmes de mise en commun des prix obtenus gérés par d'importants regroupements.

Nous vendons la totalité du pétrole brut que nous produisons à l'emplacement de la concession à des entreprises de raffinage et à des distributeurs aux termes de contrats de 30 jours à renouvellement continu qui fluctuent selon les prix du marché au comptant mensuels.

Gestion des risques

Programme de gestion des risques liés aux prix des marchandises

Les prix que nous touchons pour notre pétrole brut et notre gaz naturel peuvent fluctuer de façon considérable. Nous avons établi un programme de gestion des risques liés aux prix des marchandises visant à protéger une partie de notre production future en cas d'évolution défavorable des prix des marchandises, tout en demeurant exposés jusqu'à un certain point à une hausse des prix. Le programme vise à diminuer la volatilité de nos rentrées et à nous permettre de tirer des rendements économiques positifs de nos activités d'acquisition et d'expansion des immobilisations.

En 2001, nous avons mis en œuvre un programme de gestion des risques liés aux prix des marchandises aux termes d'une consultation entre des experts du secteur, les membres de notre direction et le conseil d'administration d'EnerMark. Le programme établit des lignes directrices exhaustives en matière d'activités de gestion des risques, y compris le type d'instruments que nous pouvons utiliser ainsi que l'ampleur, le moment et les conditions des contrats de couverture individuels. La direction révisé le programme chaque semaine afin de fixer la production future qui fera l'objet d'une couverture.

Nous utilisons fréquemment des options tripartites pour nos propriétés pétrolières et gazières. Une option tripartite est constituée d'un tunnel traditionnel (c.-à-d. vendre une option d'achat et acheter une option de vente) complété par la vente d'une option de vente qui réduit les frais qui seraient autrement payables sur le tunnel. Le tableau suivant illustre le mécanisme d'une option tripartite, en utilisant l'exemple d'une option d'achat de 30,00 \$ US vendue, d'une option de vente de 22,00 \$ US achetée et d'une option de vente de 20,00 \$ US vendue.

Prix WTI (\$ US/b)	Résultat
Prix WTI supérieur à 30,00 \$ US	Enerplus reçoit 30,00 \$ US et ne touche pas la partie en sus de 30,00 \$ US
Prix WTI entre 22,00 \$ US et 30,00 \$ US	Enerplus reçoit le prix WTI du marché entre 22,00 \$ US et 30,00 \$ US
Prix WTI entre 20,00 \$ US et 22,00 \$ US	Enerplus reçoit 22,00 \$ US
Prix WTI inférieur à 20,00 \$ US	Enerplus reçoit le prix WTI du marché majoré de 2,00 \$ US/b (la différence entre l'option de vente achetée et l'option de vente vendue)

Pour obtenir plus de renseignements concernant notre programme de gestion des risques liés aux prix des marchandises, voir « Analyse par la direction des résultats d'exploitation et de la situation financière—Résultats d'exploitation—Comparaison des périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2002 et 2001—Établissement des prix et gestion du risque de prix » et la note 5 afférente à nos états financiers consolidés non vérifiés au 30 septembre 2002 et pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées les 30 septembre 2002 et 2001.

Gestion des risques liés aux taux d'intérêt

Au 30 septembre 2002, 79 % de notre dette bancaire étaient fondés sur des taux d'intérêt variables. Nous avons fixé le taux d'intérêt des 21 % restants (ou 75 M\$) en utilisant des swaps de taux d'intérêt pour des durées de trois ans. Nous pourrions envisager de fixer une autre partie de notre exposition aux taux d'intérêt selon le marché des taux d'intérêt à terme.

Gestion des risques liés aux devises

En ce moment, nous n'avons pas couvert notre exposition au taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain, à l'exception du crédit croisé connexe aux billets non garantis de premier rang. Puisque la plus grande partie de nos ventes de pétrole et de gaz naturel sont fondées sur des indices libellés en dollar américain, nous sommes exposés aux fluctuations du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain, et la tendance défavorable du dollar canadien qui a perduré pendant la décennie a généralement eu un effet positif pour nous. Nous croyons qu'une remontée soutenue du taux de change du dollar canadien ferait en sorte que les taux d'intérêt au Canada doivent continuer à augmenter davantage que les taux d'intérêt aux États-Unis. Bien que nous croyions que ce risque soit faible, et que notre exposition actuelle nous convienne, nous surveillons constamment notre position.

Titre de propriété

Nous croyons que notre titre de propriété visant les propriétés sous-jacentes est bon et opposable conformément aux normes généralement reconnues dans le secteur du pétrole et du gaz. Nous croyons que des vices de titre éventuels ne feraient pas obstacle, dans l'ensemble, de manière importante à l'usage des propriétés sous-jacentes et n'auraient pas, dans l'ensemble, d'effets défavorables importants sur la valeur de notre participation.

Les propriétés sous-jacentes sont habituellement soumises, à un degré ou à un autre, à un ou plusieurs des éléments suivants :

- des redevances d'amodiateur aux termes de concessions pétrolières et gazières, des redevances dérogatoires et d'autres charges de redevances;
- des obligations contractuelles, y compris, dans certains cas, des obligations de mise en valeur, découlant de contrats d'exploitation, d'accords d'amodiation, de contrats de vente de production et d'autres contrats qui peuvent viser les propriétés ou leur titre de propriété;
- des charges qui prennent naissance dans le cours normal des affaires, comme celles pour impôt impayé, les charges prévues par la loi protégeant les fournisseurs et les entrepreneurs non payés et les charges contractuelles aux termes de contrats d'exploitation;
- des accords de mise en commun et des accords d'union, des déclarations et des ordonnances;
- des servitudes, des restrictions, des servitudes de passage et d'autres droits qui touchent souvent la propriété de surface.

Dans la mesure où ces charges de redevances et obligations touchent nos droits sur la production et la valeur de la production des propriétés sous-jacentes, elles ont été prises en compte dans le calcul de nos participations et dans l'évaluation de la taille et de la valeur de nos réserves. Nous croyons que les charges de redevances et obligations touchant les propriétés sous-jacentes sont traditionnelles dans le secteur pour des propriétés semblables. Nous croyons également que les charges de redevances et obligations n'entravent pas, dans l'ensemble, de manière importante l'usage des propriétés sous-jacentes et n'auront pas, dans l'ensemble, d'effets défavorables importants sur la valeur de notre participation.

Cadre réglementaire

Le secteur du pétrole et du gaz naturel est assujéti à de nombreux contrôles et règlements imposés par divers paliers gouvernementaux. Bien que nous ne nous attendions pas à ce que ces contrôles et règlements aient sur nos activités une incidence bien différente de celle qu'ils pourraient avoir sur d'autres sociétés canadiennes de pétrole et de gaz naturel de taille semblable, les contrôles et règlements doivent être considérés attentivement par les investisseurs dans le secteur du pétrole et du gaz. La législation actuelle est du domaine public, et nous ne

sommes pas en mesure de prédire quelles autres dispositions législatives ou modifications pourraient être adoptées.

Prix et commercialisation—Pétrole

Au Canada, les producteurs de pétrole négocient les contrats de vente directement avec les acheteurs de pétrole, d'où un prix du pétrole déterminé par le marché. Ce prix dépend en partie du type de pétrole et de sa qualité, des prix des combustibles concurrents, de l'éloignement des marchés, de la valeur des produits raffinés, de l'équilibre entre l'offre et la demande et d'autres conditions contractuelles. Les exportations de pétrole peuvent se faire dans le cadre de contrats d'exportation d'une durée maximale de un an, dans le cas du brut léger, et de deux ans, dans le cas du brut lourd, à la condition que l'on ait obtenu de l'Office national de l'énergie une ordonnance approuvant de telles exportations. Toute exportation de pétrole devant être effectuée aux termes d'un contrat d'une durée plus longue (jusqu'à 25 ans) exige de l'exportateur qu'il obtienne de l'Office national de l'énergie un permis d'exportation dont la délivrance doit être approuvée par le gouverneur en conseil.

Prix et commercialisation—Gaz naturel

Au Canada, le prix du gaz naturel vendu aux niveaux intraprovincial, interprovincial et international est déterminé par voie de négociation entre les acheteurs et les vendeurs. Ce prix dépend en partie de la qualité du gaz naturel, des prix du gaz naturel et d'autres combustibles concurrents, de l'éloignement des marchés, de l'accès au transport en aval, de la durée du contrat, des conditions météorologiques, de l'équilibre entre l'offre et la demande et d'autres conditions contractuelles. Les exportations de gaz naturel à partir du Canada sont réglementées par l'Office national de l'énergie et le gouvernement du Canada. Les exportateurs sont libres de négocier les prix et d'autres conditions avec les acheteurs, à la condition que les contrats d'exportation continuent de satisfaire à certains critères fixés par l'Office national de l'énergie et le gouvernement du Canada. Les exportations de gaz naturel pour une durée de moins de deux ans ou pour une durée de deux à vingt ans (quantité maximale de 30 000 mètres cubes par jour) doivent être effectuées en vertu d'une ordonnance de l'Office national de l'énergie. Toute exportation de gaz naturel devant être effectuée aux termes d'un contrat d'une durée plus longue (jusqu'à 25 ans) ou pour une plus grande quantité exige de l'exportateur qu'il obtienne de l'Office national de l'énergie un permis d'exportation dont la délivrance doit être approuvée par le gouverneur en conseil.

Les gouvernements de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan réglementent en outre le volume de gaz naturel qui peut être extrait de ces provinces pour être consommé ailleurs, en fonction de facteurs tels que la disponibilité des réserves, les ententes de transport et les conditions du marché.

L'Accord de libre-échange nord-américain

L'Accord de libre-échange nord-américain conclu entre les gouvernements du Canada, des États-Unis et du Mexique est entré en vigueur le 1^{er} janvier 1994. Dans le contexte des ressources énergétiques, le Canada demeure libre de déterminer s'il convient d'autoriser des exportations vers les États-Unis et le Mexique; toutefois, les restrictions sur les exportations ne doivent pas : (i) réduire la proportion de ressources énergétiques exportées par rapport à la consommation intérieure (d'après la proportion ayant cours pendant les 36 derniers mois); (ii) imposer un prix à l'exportation supérieur au prix intérieur; ni (iii) perturber les canaux d'approvisionnement habituels. Aucun des trois pays n'est autorisé à imposer des exigences de prix planchers à l'exportation ou à l'importation et, sauf comme il est prévu dans le cadre de l'exécution forcée d'engagements et d'ordonnances en matière de droits antidumping et compensateurs, d'exigences de prix planchers ou plafonds à l'importation.

L'Accord de libre-échange nord-américain prévoit la diminution des pratiques commerciales restrictives au Mexique dans le secteur de l'énergie et interdit les restrictions transfrontalières discriminatoires et les taxes à l'exportation. Il prévoit également des mesures disciplinaires plus explicites pour les autorités de réglementation afin d'assurer la mise en œuvre équitable de toute modification réglementaire et de diminuer au minimum la rupture d'ententes contractuelles, ce qui est important pour les exportateurs canadiens de gaz naturel.

Redevances et mesures incitatives provinciales

Outre les règlements fédéraux, chaque province canadienne applique des lois et règlements qui régissent le régime foncier, les redevances, les taux de production, la protection de l'environnement et d'autres questions. Le régime de redevances est un facteur important dans la probabilité de la production de pétrole et de gaz naturel.

Les redevances payables sur la production provenant de terres autres que les terres de la Couronne sont établies par voie de négociation entre le propriétaire minier franc et le locataire, bien que la production provenant de ces terres soit également assujettie à certaines taxes et redevances provinciales. Les redevances de la Couronne sont établies par des règlements gouvernementaux et correspondent généralement à un pourcentage de la valeur de la production brute, leur taux dépendant habituellement en partie des prix de référence prescrits, de la productivité des puits, de l'emplacement géographique et de la date de découverte du gisement.

Les gouvernements fédéral et provinciaux du Canada ont établi, à l'occasion, des programmes d'encouragement qui comprenaient des réductions du taux de redevance, des exemptions temporaires du versement de redevances et des crédits d'impôt afin d'encourager les projets d'exploration de pétrole et de gaz naturel ou de meilleurs projets de planification, mais la tendance est à la suppression de ces types de programmes en faveur de programmes à long terme qui améliorent la prévisibilité pour les producteurs. Les exemptions temporaires du versement de redevances au titre du pétrole et du gaz naturel et les réductions pour puits particuliers réduiront le montant des redevances à la Couronne que nous versons aux gouvernements provinciaux.

Le 13 octobre 1992, le gouvernement de l'Alberta a mis en œuvre des changements importants à sa structure de redevances et a créé des mesures incitatives pour l'exploration et la mise en valeur de réserves de pétrole et de gaz naturel. Les mesures incitatives comprennent : (i) une exemption temporaire d'un an du versement de redevances sur le nouveau pétrole découvert à compter du 1^{er} octobre 1992; (ii) des exemptions temporaires du versement de redevances et des réductions de redevances à l'égard des puits réactivés, des puits à faible rendement, des puits à rentrée verticale et des puits horizontaux; (iii) la mise en place d'un système distinct d'établissement des prix au pair pour le pétrole léger/moyen et lourd; et (iv) la modification de la structure de calcul des redevances par la mise en œuvre d'une redevance de troisième niveau, d'un taux de base de 10 % et d'un taux plafond de 25 % pour les gisements de pétrole découverts après le 30 septembre 1992. Les nouvelles redevances pétrolières réservées à la Couronne ont un taux de base de 10 % et un taux plafond de 30 %. Les anciennes redevances pétrolières réservées à la Couronne ont un taux de base de 10 % et un taux plafond de 35 %.

En Alberta, les redevances réservées à la Couronne à l'égard de la production de gaz naturel, sous réserve de plusieurs mesures incitatives, se situent entre 15 % et 30 %, dans le cas du nouveau gaz, et entre 15 % et 35 %, dans le cas de l'ancien gaz, selon un prix de référence moyen prescrit ou d'entreprise. Le gaz naturel produit à partir de puits de gaz d'exploration admissibles forés par battage ou approfondis après le 31 juillet 1985 et avant le 1^{er} juin 1988 peut faire l'objet d'une exonération de redevances pour une période de 12 mois, jusqu'à concurrence d'un montant maximal prescrit. Le gaz naturel produit à partir d'intervalles admissibles et de puits de gaz admissibles forés par battage ou approfondis à plus de 2 500 mètres fait également l'objet d'une exonération de redevances, dont le montant est fonction de la profondeur des puits.

En Alberta, certains producteurs de pétrole ou de gaz naturel ont également droit à un crédit à l'égard des redevances payables au gouvernement de l'Alberta dans le cadre du programme de crédit d'impôt de l'Alberta au titre des redevances. Ce programme utilise une formule qui est fonction des prix; le taux du programme de crédit d'impôt de l'Alberta au titre des redevances se situe donc entre 75 %, si les prix du pétrole sont inférieurs à 100 \$ le mètre cube, et 25 %, si les prix sont supérieurs à 210 \$ le mètre cube. Le taux du programme de crédit d'impôt de l'Alberta au titre des redevances s'applique à un montant maximal de 2 M\$ de redevances payables au gouvernement de l'Alberta pour chaque producteur ou groupe associé de producteurs. Les redevances à la Couronne sur la production tirée de propriétés productrices acquises auprès de sociétés réclamant l'attribution maximale en vertu du programme de crédit d'impôt de l'Alberta au titre des redevances ne seront généralement pas admissibles à ce programme. Le taux du programme de crédit d'impôt de l'Alberta au titre des redevances est établi chaque trimestre d'après le prix au pair moyen, établi par le ministère du Développement des ressources de l'Alberta pour le trimestre précédent.

En Colombie-Britannique, le montant payable au titre des redevances à l'égard du pétrole dépend de l'ancienneté du pétrole (s'il provient d'un gisement découvert avant ou après le 31 octobre 1975), de la quantité de pétrole produit au cours d'un mois donné et de la valeur du pétrole. Le pétrole produit à partir de gisements nouvellement découverts peut se voir exempté du versement d'une redevance pour les 36 premiers mois de la production. Les redevances payables à l'égard du gaz naturel sont calculées selon une échelle mobile, d'après un prix de référence qui est soit le montant obtenu par le producteur, soit un prix minimum prescrit, en retenant le montant le plus élevé. Le gaz naturel est assujéti à une redevance minimale de 8 % s'il est produit conjointement avec du pétrole, sinon la redevance à laquelle il est assujéti ne peut être inférieure à 15 %.

Avec prise d'effet le 1^{er} octobre 2002, le gouvernement de la Saskatchewan a révisé son régime fiscal pour le secteur pétrolier et gazier. Certaines redevances à l'égard de puits existants à cette date resteront les mêmes et seront donc assujetties à diverses périodes de déduction de redevances ou d'impôts. Les changements englobent de nouvelles structures de redevances et d'impôts plus faibles applicables au pétrole, au gaz naturel et au gaz naturel connexe (gaz naturel produit à partir des puits de pétrole), un nouveau système de mesures incitatives en fonction du volume et un taux réduit de surtaxe au titre des ressources sur le capital des sociétés.

Le nouveau régime fiscal du secteur pétrolier et gazier de la Saskatchewan prévoit une mesure incitative visant à encourager l'exploration et la mise en valeur au moyen d'une structure de redevances et d'impôt révisée pour les puits de pétrole et de gaz naturel dont le forage prend fin à compter du 1^{er} octobre 2002 ou une production de pétrole accrue en raison de la mise en œuvre ou de l'élargissement d'un projet d'injection d'eau à compter du 1^{er} octobre 2002. Ce taux de redevance à la Couronne de quatrième niveau, applicable tant au pétrole qu'au gaz naturel, dépend des prix et varie d'un minimum de 5 % à un prix de base à un maximum de 30 % à un prix supérieur au prix de base. Une structure d'impôts à tenure franche de quatrième niveau, calculée en soustrayant un coefficient fiscal de production de 12,5 points de pourcentage des taux de redevance à la Couronne correspondants, a également été créée. Elle s'applique au pétrole classique, au pétrole supplémentaire provenant de la mise en œuvre ou de l'élargissement de projets d'injection d'eau et au gaz naturel. La structure de redevances et d'impôts de quatrième niveau s'applique aussi au gaz naturel connexe recueilli à des fins d'utilisation ou de vente et produit soit à partir de puits de pétrole dont le forage prend fin à compter du 1^{er} octobre 2002, soit de puits de pétrole dont le forage prend fin avant le 1^{er} octobre 2002, lorsque le puits en cause affiche un ratio de production gaz/pétrole, au cours de n'importe quel mois, supérieur à plus de 3 500 m³ de gaz naturel par m³ de pétrole. De plus, les programmes de réduction de redevances ou d'impôts en fonction du volume ont été modifiés de sorte qu'une redevance maximale de 2,5 % s'applique à divers volumes de pétrole et de gaz naturel, selon la profondeur et la nature du puits (jusqu'à 16 000 m³ de pétrole dans le cas des puits d'exploration profonds et 25 000 m³ de gaz naturel dans le cas des puits d'exploration). La catégorie de redevances ou d'impôts à l'égard de la rentrée et des puits de pétrole horizontaux à section abrégée a été supprimée de sorte que tous les puits de pétrole horizontaux dont le forage prend fin à compter du 1^{er} octobre 2002 bénéficieront de taux de redevances ou d'impôts de quatrième niveau et de volumes incitatifs. Comme autres changements, citons la réduction de 3,6 % à 2,0 % du taux de surtaxe au titre des ressources sur le capital des sociétés et l'extension de la définition de « puits de pétrole profond » afin d'inclure les puits de pétrole productifs à partir d'une zone d'une profondeur supérieure à 1 700 mètres, pourvu que la zone se trouve dans un système géologique déposé au cours de l'ère mississippienne ou auparavant, ou à partir d'une zone qui a été déposée avant la zone Bakken indépendamment de la profondeur.

Les réductions et exonérations temporaires du versement de redevances au titre du pétrole et du gaz naturel pour des puits particuliers réduisent le montant des redevances à la Couronne versées par Enerplus aux gouvernements provinciaux. Le programme de crédit d'impôt de l'Alberta au titre des redevances prévoit une réduction des redevances payables à l'Alberta à l'égard de propriétés productrices admissibles. Ces mesures incitatives ont pour effet d'accroître le bénéfice net et les fonds provenant de notre exploitation.

Réglementation environnementale

Le secteur du pétrole et du gaz naturel doit actuellement se plier à la réglementation environnementale prévue par les lois provinciales et fédérales. Les lois sur la protection de l'environnement imposent des limites et des interdictions relatives aux rejets ou aux émissions de diverses substances produites ou utilisées dans le cadre de certaines activités du secteur pétrolier et gazier. En outre, les lois exigent que lorsque des puits et des installations ne servent plus, les terrains sur lesquels ils se trouvent soient remis en état à la satisfaction des autorités provinciales. Le respect de ces lois peut nécessiter des dépenses considérables. Le non-respect de ces lois peut entraîner l'imposition d'amendes et de pénalités considérables, la suspension ou l'annulation des permis et autorisations nécessaires ainsi que des poursuites civiles pour les dommages causés par la pollution.

En Alberta, les exigences en matière de protection de l'environnement sont prévues par la loi intitulée *Alberta Environmental Protection and Enhancement Act*, qui impose certaines responsabilités environnementales aux exploitants du secteur du pétrole et du gaz naturel en Alberta ainsi que des pénalités en cas de violation. En Saskatchewan, les exigences en matière de protection de l'environnement sont prévues par la loi intitulée *Environmental Management and Protection Act* (Saskatchewan). En Colombie-Britannique, les projets énergétiques peuvent faire l'objet d'un examen en vertu des dispositions de la loi intitulée *Environmental Assessment Act*

(Colombie-Britannique). Cette loi regroupe les anciens processus d'examen d'importants projets énergétiques en un seul processus d'évaluation environnementale qui prévoit la participation du public à l'examen.

En 1994, la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques est entrée en vigueur et, trois ans plus tard, a mené au Protocole de Kyoto qui obligera les pays participants, au moment de sa ratification, à diminuer leurs émissions de dioxyde de carbone et d'autres gaz à effet de serre. Le Canada n'a pas ratifié le Protocole de Kyoto, mais s'il devait le faire, nous pourrions devoir réduire les gaz à effet de serre provenant de nos activités, ce qui pourrait entraîner des dépenses en immobilisations et des frais d'exploitation accrus.

Nous nous engageons à assumer nos responsabilités en matière de protection de l'environnement là où nous exerçons nos activités et prévoyons engager des dépenses accrues à la fois en immobilisations et en charges, en raison des lois de plus en plus strictes en matière de protection de l'environnement. Nous prendrons les mesures requises pour nous assurer de respecter la *Alberta Environmental Protection and Enhancement Act*, la *Environmental Management and Protection Act* (Saskatchewan), la *Environmental Assessment Act* (Colombie-Britannique) et les lois ou exigences semblables dans d'autres territoires où nous exerçons nos activités. Nous sommes d'avis que nous respectons, pour l'essentiel, les lois et règlements sur l'environnement applicables. Nous croyons également qu'il est assez probable que les lois et règlements sur l'environnement soient toujours de plus en plus stricts.

FAITS RÉCENTS

Acquisitions éventuelles

Nous continuons d'évaluer des acquisitions éventuelles de propriétés, de sociétés et de fiducies pétrolières et gazières ainsi que d'autres actifs liés à l'énergie dans le cadre de notre programme d'acquisition permanent. Nous sommes actuellement en négociation à propos de plusieurs acquisitions éventuelles dont le prix total pourrait atteindre environ 200 M\$. À la date du présent prospectus, nous ne sommes pas parvenus à un accord avec les vendeurs éventuels sur le prix ou les conditions de l'une ou l'autre des acquisitions éventuelles. Nous ne pouvons donc prévoir si l'une ou l'autre de ces possibilités actuelles se traduira par une ou plusieurs acquisitions pour le Fonds.

Acquisition de Celsius Energy Resources Ltd.

Le 21 octobre 2002, nous avons acquis la totalité des actions en circulation et remboursé la dette de Celsius Energy Resources Ltd., producteur fermé de pétrole et de gaz naturel établi à Calgary (Alberta) qui était une filiale canadienne en propriété exclusive de la société Questar Market Resources Inc. établie aux États-Unis, moyennant une contrepartie en espèces totale de 165,9 M\$, après les rajustements apportés au fonds de roulement. Le 22 octobre 2002, Celsius a été fusionnée avec EnerMark.

Les propriétés de Celsius sont situées principalement en Alberta et dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Un grand nombre des propriétés de Celsius sont situées dans des régions où nous étions actifs avant l'acquisition, y compris les régions Verger, Countess, Pine Creek et Deep Basin. La production quotidienne moyenne brute tirée des propriétés de Celsius pour septembre 2002 s'établissait à environ 5 750 bepj, soit 22 476 mpcj de gaz naturel, 1 724 bj de pétrole brut et 280 bj de LGN. Nous estimons que les propriétés de Celsius renfermaient des réserves établies de 18 Mmbep au 31 juillet 2002, ce qui donne un coût d'acquisition de 27 826 \$ par bep produit quotidiennement et de 8,89 \$ par bep de réserves établies. L'exploitation des propriétés de Celsius est d'une nature généralement compatible avec celle de nos propriétés existantes. Étaient inclus dans l'acquisition environ 103 000 acres nets de terrains non mis en valeur qui nous offriront d'autres possibilités de mise en valeur au moyen d'accords éventuels d'amodiation et d'échange.

Voir l'« Annexe B—Information relative à Celsius Energy Resources Ltd. », qui renferme des renseignements supplémentaires sur l'exploitation et les réserves de Celsius, y compris une description de certaines hypothèses formulées dans le cadre de la préparation des évaluations des réserves de Celsius.

Émission de parts de fiducie

Le 12 septembre 2002, nous avons mené à bien un placement de 4 750 000 parts de fiducie dont nous avons tiré un produit brut de 127 538 000 \$. Le placement a été effectué exclusivement au Canada, et le produit net de 120 886 000 \$ a été affecté à la diminution de la dette contractée à l'égard d'acquisitions, de dépenses en immobilisations et de dépenses engagées aux fins générales de la société.

Émission de billets non garantis de premier rang

Le 19 juin 2002, EnerMark a réalisé le placement privé de 175 M\$ US de billets non garantis de premier rang à un groupe d'investisseurs institutionnels des États-Unis. Les billets ont un taux d'intérêt nominal de 6,62 % fondé sur le prix au pair et ont une échéance de douze ans et une durée moyenne de dix ans, étant donné qu'une tranche de 20 % du capital doit être remboursée le 19 juin 2010 et chaque année par la suite, jusqu'au 19 juin 2014. Le produit net a été affecté au remboursement de dettes bancaires, qui réduisaient le montant du crédit disponible aux termes des facilités de crédit bancaire d'EnerMark. Pour de plus amples renseignements, veuillez lire la note 4 afférente à nos états financiers consolidés non vérifiés pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002 inclus dans le présent prospectus.

DIRECTION ET RÉGIE D'ENTREPRISE

Régie d'Enerplus

Généralités

Aux termes de l'acte de fiducie intervenu entre EnerMark, ERC et Compagnie Trust CIBC Mellon, à titre de fiduciaire, le fiduciaire s'est vu octroyer de vastes pouvoirs à l'égard de l'administration et de la gestion du Fonds. Aux termes de l'acte de fiducie, le fiduciaire a délégué au conseil d'administration d'EnerMark la supervision de la gestion et des affaires du Fonds, y compris la supervision d'EGEM en ce qui a trait aux responsabilités qui lui incombent aux termes de l'acte de fiducie et de la convention de gestion. Entre autres, le conseil d'administration d'EnerMark est chargé de toutes les questions liées aux placements de titres du Fonds, aux offres publiques d'achat ou autres opérations semblables auxquelles participent le Fonds ou ses filiales, aux conditions, aux modifications ou à la signature de contrats importants (y compris les conventions de redevances, de gestion et de régie) au nom du Fonds, à l'exercice des droits de vote afférents aux titres détenus par le Fonds (y compris les actions d'EnerMark), au rachat de parts de fiducie, à tout emprunt ou à toute acquisition effectués par le Fonds ou ses filiales et à l'approbation des documents d'information continue du Fonds.

Aux termes de l'acte de fiducie et conformément à la convention de gestion, le fiduciaire et le conseil d'administration d'EnerMark ont retenu les services d'EGEM afin qu'elle fournisse des services de gestion étendus et ils lui ont délégué certains pouvoirs touchant l'administration quotidienne des activités du Fonds et des sociétés en exploitation, sous la supervision du conseil d'administration d'EnerMark. EGEM s'est également vu déléguer le pouvoir de prendre des décisions pour le compte du Fonds et des sociétés en exploitation, en autant que ces décisions soient conformes aux politiques et aux principes généraux établis par le conseil d'administration d'EnerMark.

Convention de régie

Le Fonds, à titre d'unique actionnaire d'EnerMark, a le droit d'élire les administrateurs d'EnerMark et doit le faire conformément aux directives données par un vote des porteurs de parts du Fonds. Aux termes d'une convention de régie intervenue entre le Fonds, EnerMark, ERC, EGEM et Compagnie Trust CIBC Mellon, à titre de fiduciaire du Fonds, EGEM a le droit de nommer trois personnes pour siéger au conseil d'administration d'EnerMark, et les autres administrateurs seront nommés par les porteurs de parts. À la suite de ces nominations, le Fonds et EnerMark aideront à l'élection de ces personnes au conseil d'administration d'EnerMark. Puisque le conseil d'administration d'EnerMark doit comprendre au moins sept et au plus onze membres, la majorité des administrateurs d'EnerMark seront toujours nommés par les porteurs de parts du Fonds. La convention de régie prévoit également que les conseils d'administration d'EnerMark et de sa filiale en propriété exclusive, ERC, doivent être identiques et que tout dividende reçu par EnerMark d'ERC doit immédiatement être versé au Fonds par EnerMark.

Lignes directrices en matière de régie d'entreprise

Enerplus estime que son approche en matière de régie d'entreprise est conforme aux lignes directrices volontaires relatives à la régie d'entreprise efficace établies par la Bourse de Toronto et elle révisé continuellement sa conformité à d'autres recommandations publiées, y compris les règles de la *New York Stock Exchange* proposées récemment. Le conseil d'administration est actuellement composé de huit membres, dont la majorité sont indépendants. En outre, le président du conseil d'administration est indépendant.

Le conseil d'administration est chargé de la gérance d'Enerplus, y compris des responsabilités en matière de planification et d'évaluation, de gestion financière, d'exploitation, de ressources humaines, d'environnement et de sécurité. Le conseil d'administration est chargé des responsabilités particulières suivantes :

- l'adoption d'une procédure de planification stratégique;
- l'identification des principaux risques et la mise en œuvre de systèmes de gestion des risques;
- la planification de la relève, y compris la nomination, la formation et la supervision des membres de la haute direction;
- l'élaboration d'une politique de communication;
- le respect de l'intégrité des systèmes de contrôle interne et d'information de gestion.

Actuellement, le conseil se réunit au moins six fois par année et chaque réunion du conseil prévue est suivie d'une réunion des administrateurs indépendants en l'absence des membres de la direction.

Le conseil d'administration a approuvé un code de conduite et de conflits d'intérêts qui établit certaines normes en matière d'éthique et traite des conflits d'intérêts, de la conformité aux lois, des intérêts autres que commerciaux, du divertissement, des cadeaux et avantages, d'information continue, de renseignements confidentiels, d'opérations sur les titres et de divulgation. Chaque administrateur doit se conformer aux normes décrites dans le code et revoir, signer et livrer au président du conseil d'administration un exemplaire de ce code chaque année.

Le conseil d'administration s'acquitte de ses responsabilités en agissant en tant que groupe ou par l'intermédiaire de l'un de ses comités. Le comité de régie d'entreprise et le comité de vérification et de la gestion des risques sont chacun composés de trois administrateurs indépendants. Le comité de la rémunération et des ressources humaines est composé de deux administrateurs indépendants et d'un administrateur qui n'est pas indépendant. Le comité de l'environnement, de la sécurité et des réserves est composé d'un administrateur indépendant et d'un administrateur qui n'est pas indépendant.

Administrateurs et dirigeants d'EnerMark et dirigeants d'EGEM

Le Fonds n'a pas d'administrateurs ni de dirigeants qui lui sont propres. Le texte qui suit est un résumé des renseignements concernant les administrateurs et dirigeants d'EnerMark, la principale filiale en exploitation du Fonds dont le conseil d'administration est chargé de la gérance d'Enerplus, et concernant les dirigeants d'EGEM, qui fournit des services administratifs et de gestion à Enerplus aux termes de la convention de gestion.

Administrateurs d'EnerMark

Nom et municipalité de résidence	Administrateur depuis	Occupation principale
André Bineau ²⁾ Montréal (Québec)	Février 1996	Vice-président de l'Association de bienfaisance et de retraite des policiers et policières de la Ville de Montréal (régime de retraite municipal)
Derek J.M. Fortune ⁴⁾⁵⁾⁶⁾ Ottawa (Ontario)	Juin 2001	Secrétaire et gestionnaire du fonds de pension de la ville d'Ottawa (régime de retraite municipal)
Gordon J. Kerr ⁵⁾⁷⁾ Calgary (Alberta)	Mai 2001	Président et chef de la direction d'EGEM
Douglas R. Martin ¹⁾⁴⁾⁵⁾⁸⁾ Calgary (Alberta)	Juillet 2000	Président de Charles Avenue Capital Corp. (société fermée de services bancaires d'investissement) depuis avril 2000
Robert Normand ²⁾⁴⁾⁶⁾ Montréal (Québec)	Juin 2001	Homme d'affaires
Éric P. Tremblay ³⁾⁷⁾ Calgary (Alberta)	Janvier 2001	Premier vice-président, Marchés des capitaux d'EGEM
Harry B. Wheeler ²⁾³⁾ Calgary (Alberta)	Janvier 2001	Président de Colchester Investments Ltd. (société fermée de placements)
Robert L. Zorich ⁷⁾⁹⁾ Houston (Texas)	Janvier 2001	Directeur général d'EnCap Investments L.L.C. (filiale en propriété exclusive d'El Paso Corporation qui fournit du financement privé par capitaux propres aux sociétés du secteur pétrolier et gazier)

1) Président du conseil d'administration.

2) Le comité de vérification et de la gestion des risques est composé de Robert Normand, en qualité de président, d'André Bineau et de Harry B. Wheeler.

3) Le comité de l'environnement, de la sécurité et des réserves est composé de Harry B. Wheeler, en qualité de président, et d'Éric P. Tremblay.

4) Le comité de régie d'entreprise est composé de Douglas R. Martin, en qualité de président, de Robert Normand et de Derek J. M. Fortune.

- 5) Le comité de la rémunération et des ressources humaines est composé de Derek J. M. Fortune, en qualité de président, de Douglas R. Martin et de Gordon J. Kerr.
- 6) Avant la fusion d'Enerplus et d'EnerMark Income Fund le 21 juin 2001, Derek J. M. Fortune et Robert Normand étaient chacun administrateurs d'ERC, l'entité chargée de la régie du Fonds Enerplus Resources avant la fusion. M. Fortune était administrateur d'ERC depuis juin 1992 et M. Normand était administrateur d'ERC depuis mars 1998.
- 7) Candidat nommé par EGEM aux termes de la convention de gestion.
- 8) De 1991 à 2000, M. Martin était administrateur de Coho Energy, Inc., société pétrolière et gazière inscrite à la cote de la Bourse de Toronto et au NASDAQ. En 1999, Coho a demandé la protection de la loi fédérale américaine sur les faillites, dont elle a été libérée en avril 2000. Les administrateurs de Coho n'ont été tenus responsables d'aucune mesure. M. Martin a démissionné de son poste d'administrateur de Coho en avril 2000.
- 9) À la fin de 1997, M. Zorich a été nommé au conseil d'administration de Benz Energy Inc., société inscrite à la cote de la Bourse de Vancouver à ce moment-là, à titre de représentant de son employeur, EnCap Investments L.L.C., qui avait consenti un certain financement à Benz. Le 8 novembre 2000, Benz a déposé conjointement avec Texstar Petroleum Inc., sa filiale en propriété exclusive, une demande de protection en vertu de la loi fédérale américaine sur les faillites. Le 19 janvier 2001, les actions de Benz ont fait l'objet d'une ordonnance d'interdiction d'opérations prononcée par la Commission des valeurs mobilières de l'Alberta, et leur négociation à la Canadian Venture Exchange Inc. (qui a remplacé la Bourse de Vancouver) a été interrompue, Benz n'ayant pas déposé les renseignements financiers requis.

Dirigeants d'EnerMark et d'EGEM

Le tableau suivant indique, pour chaque administrateur d'EnerMark et d'EGEM, son nom, sa municipalité de résidence et son poste.

Nom et municipalité de résidence	Poste au sein d'EnerMark	Poste au sein d'EGEM
Gordon J. Kerr Calgary (Alberta)	Président et chef de la direction	Président et chef de la direction
Heather J. Culbert Calgary (Alberta)	Première vice-présidente, Services internes	Première vice-présidente, Services internes
Garry A. Tanner Calgary (Alberta)	s.o.	Premier vice-président, Prospection de la clientèle
Éric P. Tremblay Calgary (Alberta)	Premier vice-président, Marchés des capitaux	Premier vice-président, Marchés des capitaux
Robert J. Waters Calgary (Alberta)	Premier vice-président et chef des services financiers	Premier vice-président et chef des services financiers
Jo-Anne M. Caza Calgary (Alberta)	Vice-présidente, Relations avec les investisseurs	s.o.
Daryl W. Cook Calgary (Alberta)	Vice-président, Exploitation	s.o.
Ian Dundas Calgary (Alberta)	s.o.	Vice-président
Wayne T. Foch Calgary (Alberta)	Vice-président, Finances	Vice-président, Finances
Gerald F. Stevenson Calgary (Alberta)	Vice-président, Acquisitions	s.o.
Wayne G. Ford Calgary (Alberta)	Contrôleur, Exploitation	s.o.
Rodney D. Gray Calgary (Alberta)	Contrôleur, Finances	Contrôleur, Finances
Christina S. Meeuwsen Calgary (Alberta)	Secrétaire générale	Secrétaire générale

Des renseignements supplémentaires sur chaque administrateur d'EnerMark et chaque dirigeant d'EnerMark et d'EGEM figurent ci-après.

André Bineau, administrateur

M. Bineau est analyste financier agréé et possède plus de 35 ans d'expérience dans le secteur du placement. Au cours des dix-sept dernières années, M. Bineau a occupé le poste de vice-président, Investissements de l'Association de bienfaisance et de retraite des policiers et policières de la Ville de Montréal, société gérant les avantages et les placements de caisses de retraite totalisant plus de 3,0 milliards de dollars. M. Bineau siège actuellement aux comités de placement de plusieurs sociétés fermées et ouvertes du Canada. Avant 1985, M. Bineau a été vice-président, Investissements de Trust Général du Canada pendant quatre ans et, au cours des sept années précédentes, ses responsabilités englobaient le poste de directeur du service des actions canadiennes de la Caisse de dépôt et placement du Québec. M. Bineau est diplômé de l'École des Hautes Études Commerciales et de la Faculté de droit de l'Université de Montréal.

Derek J.M. Fortune, administrateur

En 1967, M. Fortune a reçu de la *Certified General Accountants Association of Ontario* l'accréditation de comptable général licencié. Au même moment, M. Fortune entrait dans ses fonctions de chef comptable pour la ville d'Ottawa. En 1969, il a assumé les tâches de secrétaire gérant pour la caisse de retraite de la ville d'Ottawa, poste qu'il continue d'occuper. M. Fortune agit actuellement à titre d'administrateur d'une société fermée (un consortium de caisses de retraite) et, par le passé, il a siégé au conseil de bon nombre de sociétés fermées et publiques.

Douglas R. Martin, président du conseil d'administration

M. Martin est président de Charles Avenue Capital Corp., société fermée de services bancaires d'investissement, depuis avril 2000. De 1993 à 2000, il a été président du conseil et chef des finances de Pursuit Resources Corp., société ouverte de pétrole et de gaz qui a été acquise par EnerMark Income Fund en avril 2000. De 1972 à 1993, M. Martin a occupé des postes d'importance croissante auprès de N.M. Davis Corp., Dome Petroleum Ltd. et Interhome Energy Inc. (maintenant Enbridge Inc.) et, de 1989 à 1993, il a été premier vice-président et chef des finances de Coho Energy Inc. En 1966, M. Martin a obtenu un baccalauréat en sciences politiques de la University of Toronto et, en 1969, il a reçu son accréditation de comptable agréé de l'*Institute of Chartered Accountants of Ontario*. Il a également obtenu avec distinction une maîtrise en administration des affaires de l'Université York en 1972. M. Martin siège actuellement au conseil d'administration de Stars Aviation Inc., d'Alberta Benefits Inc., de Matrix Petroleum Inc. et de Rock Creek Resources Inc.

Robert Normand, administrateur

M. Normand a reçu son diplôme de l'École des Hautes Études Commerciales (Université de Montréal) en 1966 et, la même année, a reçu son accréditation de comptable agréé et est devenu membre de l'Ordre des comptables agréés du Québec. M. Norman a agi à titre de vérificateur externe pour Richter Usher & Vineberg et pour Coopers & Lybrand jusqu'en 1968, et il a occupé des postes comptables dans deux industries avant de se joindre à Gaz Métropolitain à titre de chef des finances adjoint vers la fin de 1972. M. Norman a finalement occupé le poste de chef des finances de 1980 jusqu'à sa retraite, en 1997. M. Normand a été président du *Financial Executives Institute Canada* en 1992 et vice-président, États-Unis en 1993, et il est membre actif de la section de Montréal. Depuis 1997, M. Normand a été nommé administrateur de plusieurs sociétés fermées et ouvertes faisant affaire dans divers domaines de l'économie, notamment l'imprimerie et les médias (Quebecor World Inc., Dolan Media USA), l'énergie (Vista Midstream Inc.), les mines (Cambior Inc., Aurizon Mines), les finances (ING Canada Ltd.), la fabrication (Commercial Alcohols Ltd., Concert Industries Inc.) et la restauration (Sportscene Inc.).

Barry B. Wheeler, administrateur

En 1962, M. Wheeler a reçu son diplôme en géologie de la University of British Columbia. De 1962 à 1966, il a travaillé pour Mobil au Canada et en Libye et, de 1967 à 1972, a été employé par International Resources Ltd. à Londres, en Angleterre, et à Denver, au Colorado. Il a été administrateur de Quintette Coal Ltd. et vice-président d'Amalgamated Bonanza Petroleum Ltd., et il a exploité sa propre société fermée avant de fonder Cabre Exploration Ltd. en 1980. M. Wheeler a été président du conseil de Cabre jusqu'à l'acquisition de cette dernière par EnerMark Income Fund en décembre 2000. M. Wheeler est actuellement administrateur d'Arcis Corp., de BelAir Energy Corporation et de l'Alberta Motor Association.

Robert L. Zorich, administrateur

M. Zorich est directeur général et cofondateur d'EnCap Investments L.L.C., gestionnaire de placements et chef de file dans la fourniture de financement privé par capitaux propres aux sociétés du secteur indépendant de l'industrie du pétrole et du gaz. Avant la formation d'EnCap, M. Zorich était premier vice-président responsable du bureau de Houston de Trust Company of the West, important gestionnaire de caisses de retraite privées. Avant de se joindre à Trust Company of the West en septembre 1986, M. Zorich a été cofondateur et cochef de la direction de MAZE Exploration, Inc. Au cours des sept premières années de sa carrière, M. Zorich était au service de la RepublicBank Dallas à titre de vice-président et directeur de division du service de l'énergie. Environ la moitié de ses fonctions avec Republic avaient trait à la gestion du bureau de l'énergie de la Banque à Londres, où il a assemblé un bon nombre d'importants projets de financements à des fins de mise en valeur dans la mer du Nord. M. Zorich a reçu en 1971 un baccalauréat en économie de la University of California à Santa Barbara. Il possède également une maîtrise en gestion internationale (avec distinction) qu'il a obtenue en 1974 à l'American Graduate School of International Management de Phoenix, en Arizona. M. Zorich siège actuellement au conseil d'administration de Laredo Energy, L.P., d'AROC, Inc., de Plantation Energy et de Sierra Resources, et il est membre de l'Independent Petroleum Association of America et de TIPRO.

Gordon J. Kerr, B.Sc.c., c.a., administrateur, président et chef de la direction d'EnerMark et d'EGEM

M. Kerr détient un baccalauréat ès sciences commerciales qu'il a obtenu de la University of Calgary en 1976. Il a reçu son accréditation de comptable agréé et il est devenu membre de l'*Institute of Chartered Accountants of Alberta* en 1979. M. Kerr a commencé sa carrière dans l'industrie du pétrole et du gaz en 1979 et il a occupé différents postes chez Petromark Minerals Ltd., Bluesky Oil & Gas Ltd. et la société qui a remplacé Bluesky, Mark Resources Inc., pour finalement devenir vice-président, Finances, chef des finances et secrétaire de la société jusqu'à la restructuration de Mark en EnerMark Income Fund en 1996. Également en 1996, M. Kerr est entré en fonctions au sein du groupe Enerplus en occupant des postes à responsabilités croissantes, y compris le poste de vice-président directeur pour le groupe Enerplus, avant sa nomination, en mai 2001, à titre de président et chef de la direction.

Heather J. Culbert, première vice-présidente, Services internes d'EnerMark et d'EGEM

À titre de première vice-présidente, Services internes, M^{me} Culbert dirige les équipes d'administration, de ressources humaines et de systèmes d'information de gestion (SIG) du groupe Enerplus. Elle a été nommée à ce poste en février 2001 à la suite des cinq années qu'elle a passées avec le groupe Enerplus à titre de vice-présidente de l'administration et des SIG. M^{me} Culbert possède plus de 20 ans d'expérience dans les domaines de la technologie, de la planification stratégique et de la gestion générale. Elle a occupé divers postes dans le secteur de l'énergie, y compris celui de directrice de division de Cody Energy, petite société de pétrole et de gaz, en 1994 et en 1995. Elle a également occupé des postes dans le secteur de la technologie à titre d'administratrice des SIG, de directrice des SIG et de directrice des services professionnels pour une société nationale d'experts-conseils en systèmes (Crowntek, maintenant General Electric). M^{me} Culbert possède notamment un diplôme en technologie des ordinateurs de la Southern Alberta Institute of Technology et une attestation en gestion de la North Eastern University of Massachusetts.

Garry A. Tanner, MBA, ing., premier vice-président, Prospection de la clientèle d'EGEM

À titre de premier vice-président, Prospection de la clientèle, M. Tanner est chargé de cerner et de poursuivre, pour le Fonds, des occasions de fusions, d'acquisitions et de désinvestissements ainsi que d'autres occasions d'affaires stratégiques. Auparavant avec EnCap L.L.C., filiale d'El Paso qui a fait l'acquisition d'EGEM en 2000, M. Tanner a dirigé une équipe de gestionnaires d'opérations à titre de premier vice-président d'El Paso Merchant Energy Canada jusqu'à ce qu'il exerce ses fonctions actuelles au sein d'EGEM en septembre 2001. Avant de se joindre à EnCap en 1997, M. Tanner a occupé pendant 13 ans divers postes d'ingénierie et de gestion en amont auprès d'Exxon Company, USA. M. Tanner détient un baccalauréat ès sciences de génie chimique (1984) de la University of Kansas et une maîtrise en administration des affaires (1997) de la University of Texas à Austin.

Éric P. Tremblay, B. Ing., administrateur et premier vice-président, Marchés des capitaux d'EnerMark et d'EGEM

M. Tremblay a été nommé premier vice-président, Marchés des capitaux en 2000. Il est responsable de la mise au point des produits, du marketing, des relations avec les investisseurs et du financement par actions, et il est également membre du conseil d'administration d'EnerMark. M. Tremblay s'est joint au groupe Enerplus en 1993 à titre de directeur, Expansion de l'entreprise et est devenu premier vice-président, Expansion de l'entreprise avant d'être nommé à son poste actuel. Il a obtenu un baccalauréat en ingénierie aérospatiale de la Ryerson Polytechnic University à Toronto en 1987, et il a connu une carrière d'ingénieur en conception de structures dans l'industrie aérospatiale nord-américaine. Il a occupé des postes chez British Petroleum, Canadair (filiale de Bombardier Inc.) et Boeing Airplane Company avant de se joindre au groupe Enerplus.

Robert J. Waters, MBA, c.a., premier vice-président et chef des services financiers d'EnerMark et d'EGEM

M. Waters s'est joint au groupe Enerplus à titre de premier vice-président et chef des services financiers en décembre 2001 après trois ans et demi à titre de vice-président, chef des services financiers de Pengrowth Energy Trust. Avant son séjour chez Pengrowth, M. Waters a œuvré pendant dix ans pour Norcen Energy Resources dans une série de postes à responsabilités croissantes dans le domaine de la vérification, de la fiscalité et de l'expansion de l'entreprise. Il a quitté ses fonctions de trésorier pour se joindre à Pengrowth en 1998. M. Waters a commencé sa carrière en 1984 auprès de Thorne Riddell (maintenant KPMG s.r.l.). M. Waters a obtenu un baccalauréat spécialisé en administration des affaires ainsi qu'une maîtrise en administration des affaires de l'Université York de Toronto. Il a reçu son accréditation de comptable agréé en 1986.

Jo-Anne M. Caza, vice-présidente, Relations avec les investisseurs d'EnerMark

M^{me} Caza s'est jointe au groupe Enerplus en 1996, forte de plus de 12 ans d'expérience dans l'industrie du marketing et des communications intégrées. Auparavant, elle était associée d'un cabinet de marketing et de communications dont le siège social est à Calgary, agissant à titre de principale chargée de compte pour divers clients de détail et sociétés. M^{me} Caza a œuvré pendant neuf ans dans l'industrie de la télévision et de la radio, principalement dans les secteurs du marketing et des promotions.

Daryl W. Cook, ing., vice-président, Exploitation d'EnerMark

M. Cook s'est joint au groupe Enerplus à titre de directeur de l'ingénierie en 1995 et a été promu au poste de vice-président, Exploitation en 1997. M. Cook a commencé sa carrière avec Pacific Petroleum Ltd. en 1976 à Calgary à titre d'ingénieur en réservoirs, puis a occupé les mêmes fonctions chez Husky Oil Limited en 1979 avant son transfert à Lloydminster en 1980 où il s'est joint au groupe de production du pétrole lourd. En 1982, il est revenu à Calgary, toujours pour le compte de Husky, pour se joindre au groupe du pétrole classique, puis a quitté Husky en 1984 pour se joindre à Bluesky Oil and Gas Ltd. à titre de premier ingénieur en réservoirs; il a été promu au poste de directeur de l'ingénierie en 1984. En 1987, M. Cook s'est joint à une filiale de commercialisation du gaz connue sous la dénomination de PSR Gas Ventures à titre de vice-président, Commercialisation. Il est revenu à Mark Resources Inc. en 1988 à titre de directeur, Production et, en 1993, il s'est joint à Equis Energy Corp. M. Cook a obtenu en 1976 un baccalauréat ès sciences de géologie appliquée de la University of Saskatchewan.

Wayne T. Foch, CGA, vice-président, Finances d'EnerMark et d'EGEM

M. Foch est comptable général licencié en Alberta, et il possède plus de 25 ans d'expérience dans l'industrie du pétrole et du gaz naturel. Il a occupé une variété de postes d'importance croissante en comptabilité auprès de plusieurs sociétés d'exploration et de production de moyenne et de grande taille avant de se joindre à Mark Resources Inc. en 1985. M. Foch était contrôleur de Mark en 1996 lorsque cette dernière a été convertie en EnerMark Income Fund. Depuis ce temps, il est trésorier d'EnerMark Income Fund et a occupé ce poste immédiatement avant sa nomination à titre de vice-président, Finances du groupe Enerplus.

Gerald F. Stevenson, ing., vice-président, Acquisitions d'EnerMark

M. Stevenson s'est joint à Enerplus à titre de vice-président, Acquisitions en 2001. Il est chargé de repérer et d'acquérir les actifs appropriés d'un point de vue stratégique pour le portefeuille d'Enerplus. M. Stevenson, qui possède plus de 30 années d'expérience dans le domaine de l'exploitation du pétrole et du gaz, a travaillé chez la Compagnie Pétrolière Impériale, Hudson's Bay Oil & Gas, Dome Petroleum, Texaco Canada Resources et

Suncor Inc. En 1991, il a été nommé premier vice-président, Ingénierie et production de North Canadian Oils Ltd. En 1993, il s'est joint à Waterous & Co. à titre d'associé et, en 1998 et en 1999, il a été président intérimaire et chef de la direction de Hurricane Hydrocarbons Ltd. qui, à l'époque, faisait l'objet de procédures en matière d'insolvabilité. Le plus récent poste qu'il a occupé est celui de conseiller auprès de Waterous Securities. M. Stevenson possède un baccalauréat ainsi qu'une maîtrise en génie mécanique, qu'il a obtenus à la University of Saskatchewan.

Ian Dundas, vice-président d'EGEM

À titre de vice-président, Capitaux d'investissement d'EGEM, M. Dundas est le membre principal d'une équipe chargée de cerner et de poursuivre de nouvelles occasions d'acquisitions et de fusions ainsi que d'autres nouvelles occasions d'affaires. Avant de se joindre à EGEM en 2000, M. Dundas a exercé diverses fonctions pour Enron Canada de 1996 à 2000, pour finalement obtenir le poste d'administrateur, Capitaux d'investissement. Auparavant, M. Dundas était avocat en droit des sociétés chez Blake, Cassels & Graydon s.r.l., cabinet d'avocats, spécialisé en opérations bancaires, pétrolières et gazières et en opérations d'affaires générales des sociétés. M. Dundas détient un baccalauréat en sciences commerciales avec distinction qu'il a obtenu de la University of Calgary en 1990, spécialisation finances, ainsi qu'un baccalauréat en droit avec distinction qu'il a obtenu en 1994 de la University of Alberta. M. Dundas siège actuellement au conseil d'administration de Crescent Point Energy Ltd., petite société de pétrole et de gaz inscrite à la cote de la Bourse de Toronto.

Wayne G. Ford, CMA, contrôleur, Exploitation d'EnerMark

À titre de contrôleur de l'exploitation des sociétés en exploitation d'Enerplus, M. Ford est responsable de la totalité des fonctions quotidiennes de comptabilité et de gestion. Il s'est joint au groupe Enerplus en août 2000, fort d'un bagage de vingt ans d'expérience en finances et en comptabilité de direction en gestion, stratégie et développement d'entreprise. Avant de se joindre au groupe Enerplus, M. Ford a été contrôleur ou chef des finances de plusieurs petites sociétés de pétrole et de gaz ouvertes et fermées. M. Ford a reçu son accréditation de comptable en management accrédité en 1986.

Rodney D. Gray, c.a., contrôleur, Finances d'EnerMark et d'EGEM

M. Gray s'est joint au groupe Enerplus à titre de contrôleur, Finances en juin 2002. Il a reçu son accréditation de comptable agréé en 1996 après avoir obtenu un baccalauréat spécialisé en sciences commerciales de la Queen's University en 1993. M. Gray a commencé sa carrière avec KPMG s.r.l. où, pendant cinq années, il s'est spécialisé en services d'assurances et de conseils pour l'industrie pétrolière et gazière. Lorsqu'il a quitté ses fonctions d'administrateur chez KPMG s.r.l. en 1998, il s'est joint à Berkley Petroleum Corp. à titre de directeur, Information financière. Il a été promu au poste de contrôleur en 1999 et est demeuré avec l'entreprise pendant trois ans. Avant de se joindre au groupe Enerplus, M. Gray a été conseiller indépendant dans l'industrie du pétrole et du gaz.

Christina S. Meeuwsen, secrétaire générale d'EnerMark et d'EGEM

M^{me} Meeuwsen s'est jointe au groupe Enerplus en 1987 à titre de directrice, Ressources humaines; par la suite, elle est devenue secrétaire générale adjointe en 1993, et elle occupe le poste de secrétaire générale depuis 1996. Auparavant, soit de 1971 à 1972, M^{me} Meeuwsen était conseillère auprès de la Fédération Nationale du Bâtiment à Paris, en France. En 1970, M^{me} Meeuwsen a obtenu un diplôme ès Lettres de la Faculté de Lettres de Paris, en France.

Convention de gestion

Nous avons conclu une convention de gestion aux termes de laquelle nous avons retenu les services d'EGEM pour repérer, évaluer et aider dans l'acquisition, l'aliénation et la gestion continue de nos propriétés et des questions qui ont généralement trait à la gestion, à l'administration et à l'exploitation des sociétés en exploitation et du Fonds, sous réserve de la supervision et de l'examen globaux du conseil d'administration d'EnerMark. En outre, EGEM nous fournit des conseils et, selon le cas, obtient des conseils professionnels et tout autre soutien qui peuvent nous être nécessaires, à nous et à Compagnie Trust CIBC Mellon, le fiduciaire, pour nous acquitter de nos responsabilités aux termes de l'acte de fiducie, de l'acte relatif à la redevance d'ERC et des conventions de redevances. Voir « Description des redevances et du billet subordonné ».

Frais de gestion et primes de rendement

La convention de gestion prévoit qu'EGEM a le droit de recevoir des frais de gestion de base, payables trimestriellement, correspondant à 2,75 % du revenu d'exploitation total du trimestre en cause. Le revenu d'exploitation total est composé du revenu brut, déduction faite des redevances versées à des tiers et des frais d'exploitation de toutes les propriétés et de l'entreprise, des activités et des éléments d'actif du Fonds et des sociétés en exploitation.

EGEM a également le droit de recevoir des *honoraires de rendement global* variant entre 0 % et 2 % du revenu d'exploitation total du Fonds, en fonction du rendement total des parts de fiducie dans une année civile (à l'exception de l'année 2001, au cours de laquelle les honoraires ont été fondés sur la période allant du 10 mai 2001 au 31 décembre 2001). Les honoraires de rendement global sont calculés de la manière suivante :

- Si le rendement global des parts de fiducie d'Enerplus (en fonction des distributions versées majorées de la plus-value du prix de nos parts de fiducie) s'établit à plus de 11 %, alors EGEM est certaine de recevoir des honoraires de rendement global minimaux de 0,5 % de notre revenu d'exploitation total.
- Si le rendement global des parts de fiducie d'Enerplus est inférieur au rendement quotidien moyen des obligations du gouvernement du Canada à 10 ans plus 5 %, alors aucuns honoraires de rendement global ne seront payés (sous réserve du paiement minimum décrit ci-dessus).
- Si le rendement global des parts de fiducie d'Enerplus est supérieur au rendement quotidien moyen des obligations du gouvernement du Canada à 10 ans plus 15 %, alors les honoraires de rendement global s'établiront à 2 % de notre revenu d'exploitation total.
- Si le rendement global des parts de fiducie d'Enerplus se situe entre le rendement quotidien moyen des obligations du gouvernement du Canada à 10 ans plus un facteur de 5 % à 15 %, alors une échelle progressive (s'échelonnant entre 0 % et 2 % de notre revenu d'exploitation total) sera utilisée (sous réserve du paiement minimum décrit ci-dessus).

De plus, EGEM reçoit chaque année civile des *honoraires de rendement relatif* allant de 0 % à 2 % de notre revenu d'exploitation total. Les honoraires sont fondés sur le rendement global du Fonds comparativement à un groupe semblable de certains autres fonds pétroliers et gaziers conventionnels du Canada. Les honoraires de rendement relatif sont calculés selon un pourcentage égal à 2 % divisé par le nombre de fiducies situées dans la moitié supérieure du classement multiplié par le nombre de fiducies qui séparent Enerplus de la première position et en soustrayant le produit de cette opération du 2 %. Si la valeur obtenue est inférieure à zéro, alors aucuns honoraires de rendement relatif ne seront versés. Autrement, les honoraires de rendement relatif correspondront au montant obtenu en multipliant le pourcentage obtenu (qui ne doit pas excéder 2 %) par notre revenu d'exploitation total. Dans les faits, Enerplus doit se classer au moins au quatrième rang des huit plus grandes (compte tenu de la capitalisation boursière) fiducies pétrolières et gazières conventionnelles (y compris Enerplus) avant qu'EGEM ne reçoive des honoraires de rendement relatif.

Le conseil d'administration d'EnerMark examine annuellement les arrangements en matière d'honoraires de rendement relatif avec EGEM pour s'assurer que, selon lui, les intérêts d'EGEM sont mieux appariés aux intérêts des porteurs de parts. Toutefois, toute modification à la structure des honoraires de rendement relatif devrait être approuvée par EGEM.

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2001, Enerplus a versé à EGEM un total de 9 323 000 \$ en honoraires de gestion de base. Dans le cadre de la fusion du Fonds Enerplus Resources et d'Enermark Income Fund le 21 juin 2001 et des modifications concomitantes à la structure honoraires de gestion, EGEM a obtenu la garantie d'honoraires de rendement minimums de 5 000 000 \$ en 2001, qui ont été versés au moyen de l'émission à EGEM de 172 500 parts de fiducie et qui ont été capitalisés comme une partie des frais de fusion. Avant la fusion, la convention de gestion ne prévoyait pas le paiement d'honoraires de rendement. EGEM avait plutôt le droit de recevoir des frais fondés sur les acquisitions ou sur les aliénations réalisées par Enerplus. Un total de 302 000 \$ a été versé à EGEM à l'égard des honoraires d'acquisition et d'aliénation avant le 21 juin 2001, et aucuns honoraires d'acquisition ou d'aliénation n'ont été versés dans le cadre de la fusion.

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002, les honoraires de gestion de base s'élevaient à 6 291 000 \$. Bien que les honoraires de rendement devant être versés en 2002 seront fixés après la fin de l'exercice, la direction a accumulé des honoraires de rendement de 7 280 000 \$ en s'appuyant sur le fait que, si le calcul avait été réalisé au 30 septembre 2002, les honoraires de rendement pour 2002 correspondraient à 3,0 % du

revenu d'exploitation net. Le montant de 7 280 000 \$ est une estimation qui peut augmenter ou diminuer jusqu'à la fin de l'exercice jusqu'à ce que les honoraires de rendement soient calculés et finalisés à la suite de l'exercice se terminant le 31 décembre 2002. Voir la note 6 de nos états financiers consolidés vérifiés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001 et la note 3 de nos états financiers consolidés non vérifiés au 30 septembre 2002 et pour les périodes de trois et neuf mois terminées les 30 septembre 2002 et 2001 pour obtenir des renseignements supplémentaires concernant nos honoraires de gestion.

Remboursement des frais généraux et administratifs

EGEM a le droit d'obtenir que lui soient remboursés mensuellement tous les frais généraux et administratifs qu'elle a engagés en s'acquittant de ses fonctions aux termes de la convention de gestion. Le remboursement comprend le coût du capital à l'égard du financement des frais généraux et administratifs. EGEM a obtenu le remboursement de 30 363 000 \$ pour les frais généraux et administratifs pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001 et de 24 474 000 \$ pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002.

Norme de diligence

Dans l'exercice de ses pouvoirs et dans l'exécution de ses fonctions aux termes de la convention de gestion, EGEM est tenue d'agir honnêtement, de bonne foi et dans l'intérêt du Fonds, de ses filiales et des porteurs de parts, et de faire preuve du degré de soin, de diligence et de compétence dont un conseiller et gestionnaire raisonnablement prudent à l'égard du Fonds et des sociétés en exploitation et de propriétés pétrolières et gazières dans l'Ouest du Canada ferait preuve dans des circonstances semblables. EGEM est indemnisée par EnerMark, ERC et le Fonds de toutes les responsabilités et de tous les frais découlant de toute manière de la convention de gestion ou reliés de toute manière à celle-ci, à moins qu'EGEM n'ait pas agi conformément à la norme de diligence précédente. Les administrateurs, dirigeants et employés d'EGEM sont également indemnisés par EnerMark, ERC et le Fonds, à moins qu'ils n'aient pas satisfait à certaines normes.

Il n'existe aucune restriction aux activités commerciales d'EGEM à l'égard du secteur pétrolier et gazier au Canada, et aucune disposition n'empêche EGEM de fournir des services à toute autre entité qui peut avoir des intérêts semblables aux nôtres ou d'agir à titre de conseiller pour cette entité. Toutefois, si un conflit devait survenir entre nos propres intérêts et les intérêts d'EGEM ou ceux de toute entité dont EGEM est le conseiller, EGEM est tenue de divulguer le conflit, de faire des efforts raisonnables pour résoudre le conflit et d'agir conformément à la norme de diligence dans le cadre de cette résolution.

Durée et résiliation

La convention de gestion est en vigueur pour une durée de trois années consécutives, la convention actuelle se terminant le 30 juin 2005. La durée de la convention peut être prorogée d'une année supplémentaire par le conseil d'administration d'EnerMark avant le 31 mars de chaque année de sorte que la convention de gestion aura toujours une durée de trois ans.

La convention de gestion peut être résiliée par EGEM sur avis de 12 mois au Fonds et à ses filiales (i) s'il est mis fin au Fonds, (ii) si la totalité ou une partie importante des éléments d'actif du Fonds sont vendus, transférés ou par ailleurs aliénés ou (iii) si le Fonds ou ses filiales manquent à l'exécution d'une obligation importante aux termes de la convention de gestion et qu'il n'y est pas remédié dans les 60 jours suivant la réception d'un avis du défaut.

Nous pouvons résilier la convention de gestion au moyen de divers mécanismes, y compris (i) le défaut de renouveler la prorogation annuelle, (ii) aux termes d'une résolution extraordinaire des porteurs de parts du Fonds, (iii) par le conseil d'administration d'EnerMark après avoir donné un avis de 12 mois à EGEM, (iv) si EGEM introduit le dépôt de procédures de faillite, ou consent à ce dépôt, demande une réparation aux termes des lois sur la faillite, nomme un séquestre ou consent à la nomination de celui-ci, procède à une cession de biens au profit de ses créanciers, suspend volontairement ses activités usuelles ou est déclarée faillie ou insolvable ou (v) si EGEM manque à l'exécution d'une obligation importante aux termes de la convention de gestion et qu'il n'y est pas remédié dans les 60 jours suivant la réception d'un avis du défaut. Dans ces circonstances, la convention de gestion peut être résiliée au moyen d'un avis écrit du fiduciaire ou d'Enermark à EGEM.

Si la convention de gestion est résiliée à la suite :

- d'une résolution extraordinaire des porteurs de parts;
- de la fin du Fonds aux termes de l'acte de fiducie;
- de la vente, du transfert ou d'une autre aliénation de la totalité ou d'une partie importante des éléments d'actif du Fonds;
- du défaut de renouveler la prorogation annuelle;
- de notre décision de mettre fin aux services d'EGEM alors que nous n'en avons pas le droit,

alors EGEM recevra les honoraires de gestion de base et les honoraires de rendement (ou les honoraires minimums selon le cas) qui lui sont dus jusqu'à la date de prise d'effet de la résiliation. Les frais généraux et administratifs qui sont dus à EGEM lui seront également remboursés.

EGEM aura également le droit de recevoir des « frais de résiliation ». Ces frais de résiliation correspondront à tous les frais, dépenses et obligations qu'EGEM aura engagés ou encourues dans les 90 jours suivant la date de prise d'effet de la résiliation de la convention de gestion, y compris les frais de résiliation ou les indemnités de cessation associées à la cessation d'emploi du personnel et les frais associés à l'annulation des baux ou des contrats qui avaient été conclus par EGEM pour exécuter la convention de gestion.

En outre, EGEM recevra 40 M\$ si elle reçoit l'avis de résiliation avant le 31 décembre 2003. Par contre, si elle reçoit l'avis de résiliation après le 31 décembre 2003, alors EGEM recevra le triple de la moyenne annualisée des honoraires de gestion de base versés à EGEM au cours des huit trimestres précédents. Toutefois, si la convention de gestion est résiliée parce que nous décidons de ne pas en proroger la durée ou si nous donnons un avis de résiliation de 12 mois, toutes les obligations en matière de paiement à EGEM demeureront les mêmes, sauf que, si l'avis de résiliation est reçu après le 31 décembre 2003, nous devrons le double de la moyenne annualisée des honoraires de gestion de base versés à EGEM au cours des huit trimestres précédents, qui seront payables à la fin de la durée courante ou de la période de 12 mois, selon le cas.

Pendant ce temps, si EGEM introduit le dépôt de procédures de faillite ou consent à ce dépôt, demande une réparation aux termes des lois sur la faillite, nomme un séquestre ou consent à la nomination de celui-ci, procède à une cession de biens au profit de ses créanciers, suspend volontairement ses activités usuelles ou est déclarée faillie ou insolvable, ou si EGEM manque à l'exécution d'une obligation importante aux termes de la convention de gestion et qu'il n'y est pas remédié dans les 60 jours suivant la réception d'un avis du défaut, la convention de gestion peut être résiliée sans le paiement de ces frais à EGEM.

Lorsque EGEM croit raisonnablement, en fonction d'une opération communiquée dans le public, que la convention de gestion pourrait être résiliée à la suite d'un changement de contrôle du Fonds, alors EnerMark placera en mains tierces les honoraires et indemnités d'EGEM qu'EnerMark estime raisonnablement devoir lui payer, y compris le montant maximum permis des frais de résiliation. Si la convention de gestion est résiliée, les fonds en mains tierces seront versés à EGEM et une reddition de comptes aura lieu afin d'établir le solde dû à EGEM ou le montant qu'EGEM doit. Si la convention de gestion n'est pas résiliée, les sommes en mains tierces seront retournées à EnerMark.

Divers

La convention de gestion ne peut être modifiée que par un écrit portant la signature de toutes les parties à la convention. Le conseil d'administration d'EnerMark prend toutes les décisions relativement à toute modification pour le compte du Fonds et des sociétés en exploitation. L'arrangement entre EGEM et Enerplus ne doit pas être interprété comme une société de personnes ou une coentreprise entre EGEM et Enerplus.

DESCRIPTION DES PARTS DE FIDUCIE

Généralités

Le Fonds a été créé et les parts de fiducie sont émises aux termes d'un acte de fiducie intervenu entre ERC, en qualité de fiduciaire, EnerMark et Compagnie Trust CIBC Mellon, en qualité de fiduciaire. Le Fonds est autorisé à émettre un nombre illimité de parts de fiducie aux termes de l'acte de fiducie. Chaque part de fiducie représente une participation véritable indivise et égale dans le Fonds et dans son actif, et toutes les parts de fiducie donnent droit de façon égale à toutes les distributions provenant du Fonds et comportent des droits de vote égaux aux assemblées des porteurs de parts. Aucun porteur de parts ne sera tenu de faire des versements subséquents à l'égard des parts de fiducie. Les parts de fiducie ne sont assorties d'aucun droit préférentiel de souscription.

Aux termes de l'acte de fiducie, les administrateurs d'EnerMark peuvent à l'occasion autoriser la création et l'émission de droits de souscription, de bons de souscription ou d'options visant la souscription de parts de fiducie ou d'autres titres convertibles en parts de fiducie ou échangeables contre de telles parts, selon les conditions que les administrateurs d'EnerMark peuvent fixer. Les droits, bons de souscription, options ou autres titres ne sont pas considérés comme des parts de fiducie, et les porteurs de tels titres ne sont pas considérés comme des porteurs de parts. De plus, les administrateurs d'EnerMark peuvent autoriser la création et l'émission de débentures, de billets et d'autres titres de créance du Fonds selon les conditions que les administrateurs d'EnerMark peuvent fixer.

L'acte de fiducie, entre autres, prévoit l'investissement des éléments d'actif du Fonds, le calcul et le versement de distributions aux porteurs de parts, la convocation et la tenue d'assemblées des porteurs de parts pour y traiter des affaires de la société, la nomination et la destitution du fiduciaire du Fonds et le rachat des parts de fiducie. Certaines questions, notamment des modifications importantes apportées à l'acte de fiducie, la dissolution anticipée du Fonds et la vente ou la cession des biens du Fonds en totalité ou en quasi-totalité, nécessitent l'approbation des porteurs de parts par voie de résolution extraordinaire (c'est-à-dire 66 ⅔ % des voix exprimées) des porteurs de parts. Voir « —Assemblées et droits de vote » et « —Modifications apportées à l'acte de fiducie » ci-après.

Certaines dispositions de l'acte de fiducie sont résumées ci-après. Ces dispositions sont énoncées intégralement dans l'acte de fiducie, dont on peut examiner des copies aux bureaux du fiduciaire ou en obtenir des copies auprès du fiduciaire. Voir « —Rapports aux porteurs de parts ».

Le fiduciaire

Compagnie Trust CIBC Mellon est le fiduciaire du Fonds. Ses bureaux sont situés au 600 The Dome Tower, 333 - 7th Avenue S.W., Calgary (Alberta) Canada T2P 2Z1. Le fiduciaire a et peut exercer tous les droits, pouvoirs et privilèges rattachés à la propriété de l'actif du Fonds dans la même mesure que s'il en était le propriétaire véritable. De plus, le fiduciaire est notamment chargé de verser des distributions aux porteurs de parts, de tenir les registres et de fournir dans les délais impartis des rapports aux porteurs de parts et de remplir des fonctions liées à la supervision et aux activités du Fonds. Le fiduciaire peut déléguer la totalité ou une partie de ses pouvoirs de gestion ou d'administration, selon ce qu'il juge nécessaire, à sa discrétion, pour s'acquitter de ses fonctions aux termes de l'acte de fiducie. Aux termes de l'acte de fiducie et de la convention de gestion, il a retenu les services d'EGEM afin que celle-ci remplisse les fonctions qui lui incombent aux termes de l'acte de fiducie. Le fiduciaire demeure néanmoins responsable en dernier lieu de l'exécution de ces fonctions.

Le fiduciaire peut être destitué au moyen d'un avis écrit délivré par EnerMark au fiduciaire si ce dernier ne respecte pas certains critères énoncés dans l'acte de fiducie ou avec l'approbation des porteurs de parts représentant au moins 66 ⅔ % des voix exprimées à une assemblée des porteurs de parts convoquée à cette fin. Le fiduciaire ou tout remplaçant peut démissionner en donnant un préavis de 60 jours à EnerMark. Une telle démission ou destitution entre en vigueur lorsque le fiduciaire remplaçant accepte sa nomination. Si le fiduciaire est destitué par EnerMark, cette dernière peut nommer un fiduciaire remplaçant. Si le fiduciaire démissionne ou est destitué par les porteurs de parts, ces derniers peuvent approuver le choix de son remplaçant. Si le fiduciaire remplaçant n'accepte pas sa nomination à titre de fiduciaire, un fiduciaire remplaçant peut être nommé par le tribunal.

L'acte de fiducie prévoit que le fiduciaire doit exercer ses pouvoirs et s'acquitter des fonctions afférentes à son poste honnêtement, de bonne foi et dans l'intérêt du Fonds et de ses porteurs de parts et déployer le degré

de soin, de diligence et d'habileté dont une personne raisonnablement prudente ferait preuve dans des circonstances comparables.

Le fiduciaire ne sera aucunement tenu responsable des mesures prises de bonne foi sur le fondement de documents paraissant à première vue dûment signés ou d'avoir aliéné des fonds ou des titres, et il n'est aucunement responsable de la moins-value ou de la perte subie par suite de la vente de tout titre, de l'inexactitude d'un conseil d'EGEM ou de tout représentant autorisé, de toute mesure prise par EGEM, EnerMark ou un représentant autorisé ou de toute omission d'agir d'EGEM, d'EnerMark ou d'un représentant autorisé, ou de toute mesure prise par le fiduciaire ou de toute omission d'agir du fiduciaire qui répond à la norme de diligence appropriée. Cependant, ces dispositions ne protégeront aucunement le fiduciaire en cas d'inconduite volontaire, de mauvaise foi, de négligence ou de mépris de ses obligations et de ses devoirs, ni dans les cas où il omet d'agir avec le degré de diligence décrit ci-dessus. Le fiduciaire peut retenir les services d'un expert ou d'un conseiller dans le cadre de l'exécution des fonctions qui lui incombent aux termes de l'acte de fiducie et peut agir ou refuser d'agir sur les conseils de cet expert ou de ce conseiller, sans engager sa responsabilité. Le fiduciaire, lorsqu'il aura respecté le degré de diligence qui s'applique à lui, sera indemnisé, sur l'actif du Fonds, des frais, charges, taxes ou autres droits gouvernementaux qui lui auront été imposés en conséquence de l'exécution de ses fonctions, mais il n'aura aucun autre recours contre les porteurs de parts du Fonds. L'acte de fiducie renferme en outre d'autres dispositions habituelles limitant la responsabilité du fiduciaire. Le fiduciaire a le droit de recevoir d'EnerMark les honoraires dont il peut convenir avec EGEM par écrit et d'être remboursé par EnerMark des frais engagés dans le cadre de ses fonctions.

Placements du Fonds

Le Fonds est une fiducie à vocation particulière dont les activités sont restreintes aux investissements dans des placements ou des biens décrits à l'alinéa 132(6)b) de la *Loi de l'impôt* (Canada), notamment à tout placement ou bien acquis directement ou indirectement par suite de l'émission de parts de fiducie. Toutefois, le Fonds ne peut détenir des biens ou des placements qui feraient en sorte que le Fonds ne soit plus une « fiducie à participation unitaire » ou une « fiducie de fonds commun de placement » ou que les parts de fiducie deviennent des biens étrangers, pour l'application de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada). À l'heure actuelle, les seuls éléments d'actif du Fonds sont toutes les actions en circulation d'EnerMark (qui est propriétaire de toutes les actions d'ERC), les titres de créance non garantis émis au Fonds par EnerMark et les droits de redevances de 95 % et de 99 % qu'EnerMark et ERC, respectivement, ont émis au Fonds. Le Fonds peut investir les liquidités qu'il n'utilise pas immédiatement aux fins prévues dans l'acte de fiducie dans des instruments financiers à court terme garantis par une banque canadienne ou le gouvernement fédéral ou un gouvernement provincial du Canada.

Distributions du revenu distribuable

Le Fonds fait des distributions sur son revenu net et ses gains en capital réalisés nets. Il reçoit un revenu d'EnerMark et d'ERC aux termes des conventions de redevances ainsi que d'autres sources, telles que les paiements de capital et d'intérêt et les versements de dividendes reçus de nos sociétés en exploitation. Dans le calcul du montant de son revenu qui est distribuable, le Fonds déduit tous les impôts (y compris les impôts déduits à la source) et toutes les charges et tous les éléments de passif du Fonds qui sont exigibles ou courus et qui sont imputables aux résultats. Voir « Certaines incidences fiscales—Incidences fiscales fédérales canadiennes—Imposition des porteurs de parts non-résidents du Canada » pour une description de la retenue fiscale canadienne applicable aux porteurs des États-Unis. En plus d'indiquer comment le revenu distribuable est calculé, l'acte de fiducie prévoit que le montant du revenu distribuable et des gains en capital réalisés nets devant être versé au cours d'une période quelconque, ainsi que le choix du moment de ces distributions, est à la discrétion du fiduciaire.

Aux termes de l'acte de fiducie, le fiduciaire a le pouvoir d'établir le moment et le nombre de dates de clôture des registres pour les distributions au cours de l'année. Aux termes de la convention de gestion, le fiduciaire a délégué ce pouvoir à EGEM, sous réserve de la supervision du conseil d'administration d'EnerMark. Actuellement, le Fonds a établi une distribution mensuelle et fixé au dixième jour de chaque mois civil la date de clôture des registres pour les distributions et au vingtième jour de ce mois la date de versement des distributions correspondantes, à l'exception de la date de versement qui tombe le 20 janvier, pour laquelle la date de clôture des registres pour les distributions est le 31 décembre. Dans certaines circonstances, notamment lorsque le Fonds ne dispose pas de liquidités suffisantes pour payer intégralement la distribution qui doit être effectuée à une date

de versement des distributions, la distribution payable aux porteurs de parts peut, au gré du fiduciaire ou de son représentant, inclure une distribution de parts de fiducie d'une valeur égale à l'insuffisance de liquidités.

Une fois qu'une date de clôture des registres pour les distributions a été fixée, le Fonds doit déclarer le montant du revenu distribuable et des gains en capital réalisés nets, s'il en est, qui sera distribué au plus tard à cette date et peut verser la distribution à la date de clôture des registres pour les distributions ou dans un délai de 30 jours à compter de cette date et au cours de la même année civile. L'acte de fiducie prévoit que le fiduciaire peut déclarer comme étant payable aux porteurs de parts, au prorata, la totalité ou une partie du revenu distribuable et des gains en capital réalisés nets du Fonds pour la période se terminant à la date de clôture des registres pour les distributions, dans la mesure où les flux de trésorerie n'avaient pas été déclarés comme étant payables antérieurement. Le fiduciaire a délégué à EGEM le pouvoir d'établir le montant du revenu distribuable et des gains en capital réalisés nets, s'il en est, qui sera payé à une date de distribution donnée et d'administrer ces paiements. Le 31 décembre de chaque exercice, un montant égal au revenu net du Fonds pour cet exercice établi conformément à la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) plus tous gains en capital réalisés nets du Fonds, dans la mesure où ceux-ci n'ont pas été déclarés comme étant payables antérieurement par le Fonds à ses porteurs de parts au cours de cet exercice, sera payable aux porteurs de parts immédiatement avant la fin de cet exercice. Malgré ce qui précède, le Fonds peut conserver le montant du revenu distribuable et des gains en capital réalisés nets qui est jugé nécessaire pour acquitter toute charge fiscale du Fonds, et ces montants ne seront pas payables par le Fonds aux porteurs de parts.

Assemblées et droit de vote

À toutes les assemblées des porteurs de parts, chaque porteur a droit à une voix pour chaque part de fiducie qu'il détient. Les assemblées des porteurs de parts peuvent être convoquées moyennant un préavis d'au moins 21 jours et d'au plus 50 jours. Elles peuvent être convoquées en tout temps par le fiduciaire et elles doivent être convoquées par le fiduciaire et tenues chaque année ou à la demande écrite de porteurs de parts détenant dans l'ensemble au moins 20 % des parts de fiducie. EGEM prend toutes les mesures nécessaires pour organiser ces assemblées pour le compte du fiduciaire.

Les porteurs de parts peuvent assister et voter à toutes les assemblées des porteurs de parts en personne ou par procuration; dans ce dernier cas, leurs fondés de pouvoir ne sont pas tenus d'être des porteurs de parts. Deux personnes présentes ou représentées par procuration et représentant au moins 5 % des voix rattachées à toutes les parts de fiducie en circulation constitueront un quorum aux fins des délibérations à ces assemblées. Si un quorum n'est pas constitué à une assemblée, celle-ci doit être ajournée pour être tenue au moins un jour plus tard, à l'heure et à l'endroit que fixe son président, et les porteurs de parts présents en personne ou représentés par procuration à l'assemblée de reprise constitueront un quorum aux fins des délibérations sur toute question qui aurait pu être traitée à l'assemblée originale conformément à l'avis de convocation à l'assemblée originale.

Aux termes de l'acte de fiducie et des autres conventions importantes d'Enerplus, les porteurs de parts ont le droit de nommer tous les candidats aux postes d'administrateurs d'EnerMark, sauf trois, et de nommer les vérificateurs du Fonds. Certaines questions, notamment la destitution ou la nomination du fiduciaire, des modifications importantes apportées à l'acte de fiducie, la dissolution du Fonds ou la vente de la totalité ou quasi-totalité des biens du Fonds, doivent être approuvées à au moins 66 ⅔ % des voix exprimées à une assemblée des porteurs de parts. Pourvu qu'un avis soit dûment donné aux porteurs de parts en conformité avec l'acte de fiducie, une résolution signée par des porteurs de parts détenant le nombre requis de parts de fiducie en circulation et ayant le droit de vote a le même effet que si elle avait été adoptée à ce pourcentage des voix exprimées à une assemblée des porteurs de parts dûment convoquée.

Droit de rachat

Chaque porteur de parts a le droit d'exiger du Fonds qu'il rachète en tout temps ou à l'occasion, à sa demande écrite, la totalité ou une partie des parts de fiducie immatriculées à son nom, au prix par part de fiducie correspondant au moindre des deux montants suivants :

- 85 % du cours (au sens de l'acte de fiducie) des parts de fiducie sur le principal marché où elles sont inscrites aux fins de négociation pour la période de dix jours de bourse commençant immédiatement après la date à laquelle elles ont été remises au Fonds en vue de leur rachat; et
- le cours de clôture sur le principal marché où les parts de fiducie sont inscrites aux fins de négociation à la date à laquelle elles ont été ainsi remises en vue de leur rachat.

Le prix que les porteurs de parts reçoivent pour les parts de fiducie remises en vue de leur rachat au cours de tout mois civil sera payé aux porteurs de parts par chèque le dernier jour du mois suivant. Il y a toutefois une limite au montant en espèces que le Fonds peut payer pour les rachats. Le montant en espèces maximal que le Fonds peut payer pour toutes les parts de fiducie remises en vue de leur rachat au cours de tout mois civil et du mois civil précédent ne peut dépasser 500 000 \$, mais le fiduciaire a la possibilité de renoncer à cette limite, à son gré. Si un porteur de parts n'a pas le droit de recevoir un versement en espèces pour des parts de fiducie remises en vue de leur rachat par suite de ces limitations, il recevra des billets ou d'autres placements du Fonds, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires applicables. Si, au moment où un porteur de parts remet ses parts de fiducie en vue de leur rachat, les parts de fiducie ne sont pas inscrites aux fins de négociation à la Bourse de Toronto ou à un autre marché qui, de l'avis du fiduciaire et à son gré, fournit une bonne indication de la juste valeur marchande des parts de fiducie, ou si la négociation normale des parts de fiducie a été interrompue, le porteur de parts recevra un prix par part de fiducie correspondant à 85 % de la juste valeur marchande établie par le fiduciaire à la date de rachat.

Gestion du Fonds

L'acte de fiducie accorde au fiduciaire certains pouvoirs relativement au Fonds et à son actif. Voir « —Le fiduciaire » ci-dessus. De plus, l'acte de fiducie prévoit que le fiduciaire peut accorder ou déléguer les pouvoirs qu'il peut, à son gré, juger nécessaires ou souhaitables pour voir à l'administration effective du Fonds. Aux termes de l'acte de fiducie et de la convention de gestion, le fiduciaire a délégué aux administrateurs d'EnerMark la supervision de la gestion et des affaires du Fonds, y compris la responsabilité de la prise d'importantes décisions administratives et opérationnelles. En particulier, le fiduciaire a délégué au conseil d'administration d'EnerMark la responsabilité, entre autres, de toutes les émissions et offres de parts de fiducie, de l'activité de fusion et d'acquisition se rapportant à Enerplus, de la modification des contrats importants auxquels le Fonds est partie, des emprunts effectués par Enerplus, de l'exercice des droits de vote afférents aux titres détenus par le Fonds et de l'approbation des états financiers du Fonds. En outre, le Fonds et les sociétés en exploitation ont retenu les services d'EGEM, aux termes de l'acte de fiducie et de la convention de gestion, pour la gestion et l'administration des activités commerciales et affaires internes du Fonds et pour la gestion de l'exploitation et des activités commerciales et affaires internes des sociétés en exploitation, sous réserve de la supervision des administrateurs d'EnerMark. Voir « Direction et régie d'entreprise—Convention de gestion ».

Dissolution du Fonds

Les porteurs de parts peuvent choisir de dissoudre le Fonds en adoptant (à 66 ⅔ % des voix exprimées) une résolution extraordinaire à cet effet à toute assemblée des porteurs de parts convoquée à cette fin, auquel cas le fiduciaire entreprendra la liquidation des affaires du Fonds. Cependant, un scrutin ne peut être tenu à l'égard d'une telle résolution qu'à la demande de porteurs représentant au moins 25 % des parts de fiducie ou à la demande du fiduciaire suivant son refus de racheter des parts de fiducie. Le quorum aux fins d'une telle assemblée est fixé au nombre de porteurs présents en personne ou par procuration représentant au moins 20 % des parts de fiducie émises et en circulation.

Lorsque la liquidation des affaires du Fonds devra être entamée, le fiduciaire en avisera les porteurs de parts, cet avis devant indiquer le moment auquel les porteurs de parts peuvent remettre leurs parts de fiducie aux fins d'annulation ainsi que la date à laquelle le registre du Fonds sera fermé.

Après la date à laquelle le fiduciaire est tenu d'entreprendre la liquidation des affaires du Fonds, en règle générale, le fiduciaire cessera toute activité, sauf aux fins de liquider les affaires du Fonds, et, à cette fin, il demeurera investi de tous les pouvoirs qui lui auront été conférés aux termes de l'acte de fiducie et il pourra les exercer.

Rapports aux porteurs de parts

Les comptes du Fonds sont vérifiés au moins annuellement par un cabinet reconnu d'experts comptables indépendant qu'approuvent les porteurs de parts; le Fonds envoie par la poste aux porteurs de parts les états financiers du Fonds accompagnés du rapport des vérificateurs y afférent dans les délais appropriés réglementaires, chaque année civile. La date de clôture de l'exercice du Fonds est le 31 décembre.

L'acte de fiducie prévoit qu'un porteur de parts a le droit d'obtenir une copie de l'acte de fiducie sur paiement de frais raisonnables, d'examiner la liste des porteurs inscrits des parts de fiducie et, sur paiement de frais raisonnables, d'en obtenir une copie, à des fins relatives au Fonds.

Vérificateurs

L'acte de fiducie reprend de façon générale certaines dispositions de la *Business Corporations Act* (Alberta) visant la nomination, la destitution et la démission des vérificateurs. La nomination ou la destitution des vérificateurs du Fonds (ainsi que la nomination de nouveaux vérificateurs au moment d'une telle destitution) doit être approuvée par la majorité des porteurs de parts du Fonds. Toutefois, si les vérificateurs du Fonds démissionnent ou sont destitués par les porteurs de parts sans qu'un remplaçant soit dûment nommé, le conseil d'administration d'EnerMark a le pouvoir de nommer de nouveaux vérificateurs pour combler le poste laissé vacant par la démission ou la destitution des vérificateurs. Les nouveaux vérificateurs demeurent en fonction jusqu'à l'assemblée annuelle des porteurs de parts du Fonds suivante.

Modifications apportées à l'acte de fiducie

L'acte de fiducie peut être modifié à l'occasion par le fiduciaire, EnerMark et ERC. Les modifications importantes apportées à l'acte de fiducie doivent être approuvées à au moins 66 ⅔ % des voix exprimées à une assemblée des porteurs de parts convoquée à cette fin. Toutefois, le fiduciaire, EnerMark et ERC peuvent, sans l'approbation des porteurs de parts, apporter des modifications à l'acte de fiducie aux fins suivantes :

- s'assurer que le Fonds se conformera à toutes les lois ou exigences applicables de tout organisme gouvernemental ou autorité similaire du Canada ou de toute province;
- s'assurer que le Fonds maintiendra son statut de « fiducie à participation unitaire » ou de « fiducie de fonds commun de placement » et qu'il ne deviendra pas un bien étranger, au sens de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada);
- s'assurer que cette protection supplémentaire s'applique aux intérêts des porteurs de parts, selon ce que le fiduciaire ou le conseil d'administration d'EnerMark peuvent estimer opportun;
- supprimer tout conflit ou toute incompatibilité entre les dispositions de l'acte de fiducie ou de tout acte complémentaire et tout prospectus déposé auprès des autorités de réglementation ou des organismes gouvernementaux relativement au Fonds, ou de toute loi ou de tout règlement applicables d'un ressort quelconque, si, de l'avis du fiduciaire, cette modification ne portera pas atteinte aux intérêts des porteurs de parts;
- ajouter aux dispositions de l'acte de fiducie les engagements et dispositions d'exécution supplémentaires qui sont, de l'avis des conseillers, nécessaires ou souhaitables, ou faire en sorte que ces dispositions ne soient pas incompatibles avec l'acte de fiducie selon ce qui est nécessaire ou souhaitable en ce qui a trait aux questions soulevées aux termes de l'acte de fiducie, à la condition que ces questions, de l'avis du fiduciaire, ne portent pas atteinte aux intérêts des porteurs de parts;
- apporter toute modification à la forme des certificats de parts de fiducie qui n'en touche pas sensiblement la substance;
- modifier toute disposition de l'acte de fiducie, y compris libérer EnerMark d'une de ses obligations, conditions ou restrictions, à la condition que cette modification ou cette libération ne soit en vigueur ou ne prenne effet que si, de l'avis du fiduciaire, elle ne porte aucunement atteinte aux droits des porteurs de parts ou du fiduciaire; et
- à toute autre fin qui n'est pas incompatible avec les conditions de l'acte de fiducie, y compris la correction ou la rectification d'ambiguïtés, de dispositions entachées d'un vice ou incompatibles, d'erreurs ou d'omissions de toute sorte qui y sont contenues, à la condition que, de l'avis du fiduciaire, ces modifications ne portent pas atteinte aux droits du fiduciaire et des porteurs de parts.

DESCRIPTION DES REDEVANCES ET DU BILLET SUBORDONNÉ

Les principales sources de rentrées nettes du Fonds sont 1) les paiements qu'il reçoit d'EnerMark et d'ERC pour acquitter les droits nets de redevance de 95 % et de 99 % qu'elles lui ont respectivement accordés à l'égard de la production tirée de leurs propriétés de pétrole et de gaz naturel, 2) les paiements d'intérêt et de capital à l'égard du titre d'emprunt qu'EnerMark a émis au Fonds et 3) les versements de dividendes que le Fonds reçoit d'EnerMark et, indirectement, d'ERC. Vous trouverez ci-après une description des redevances qu'EnerMark et ERC ont accordées au Fonds et du titre d'emprunt subordonné qu'EnerMark a émis au Fonds.

Conventions de redevances

Aux termes de conventions de redevances distinctes conclues par le Fonds et EnerMark et ERC, les sociétés en exploitation ont accordé des redevances au Fonds correspondant à 95 % (pour EnerMark) et à 99 % (pour ERC) des produits tirés de chaque propriété dans laquelle les sociétés en exploitation détiennent actuellement une participation ou dans laquelle elles peuvent acquérir une participation dans l'avenir, déduction faite de certaines déductions et de certains coûts autorisés. Les paiements de la redevance d'ERC sont également régis par un acte relatif à la redevance conclu par ERC et Compagnie Trust CIBC Mellon; cet acte prévoit que la redevance doit être versée aux porteurs des parts de redevance émises par ERC. À l'heure actuelle, le Fonds est le seul porteur des parts de redevance en circulation d'ERC. Aux termes des conventions de redevances, EnerMark et ERC sont chacune tenues de verser la redevance au Fonds vers le 20^e jour de chaque mois.

La redevance payable au Fonds s'élève à 95 % ou à 99 % du revenu de redevance tiré des propriétés d'EnerMark ou d'ERC, respectivement. En règle générale, le revenu de redevance correspond aux produits tirés de la production bruts, moins certaines déductions. Les produits tirés de la production bruts sont essentiellement composés de ce qui suit :

- du produit au comptant tiré de la vente du pétrole, du gaz naturel et d'autres substances provenant des propriétés d'EnerMark et d'ERC;
- des subventions, mesures incitatives, réductions ou remboursements reçus par EnerMark ou ERC à l'égard des propriétés;
- des montants découlant de contrats fermes visant du pétrole, du gaz naturel et d'autres produits;
- de toute autre contrepartie reçue par EnerMark ou ERC parce qu'ils sont propriétaires des propriétés, à l'exception des produits tirés de la vente, de la location ou de l'échange d'actifs corporels et des produits tirés des paiements compensateurs liés au regroupement ou à la mise en commun ayant trait à l'actif corporel.

Dans certains cas, le revenu de redevance comprend également le produit net tiré de la vente de propriétés, mais ce produit devrait, en général, être affecté au remboursement de dettes ou à l'achat d'autres propriétés et actifs.

En règle générale, les montants suivants sont déduits des produits tirés de la production bruts des sociétés en exploitation dans le calcul du revenu de redevance :

- les frais d'exploitation qui comprennent toutes les sommes raisonnablement engagées par EnerMark ou ERC pour exploiter, entretenir et utiliser leurs propriétés, leurs puits et leur matériel, notamment les dépenses liées à la production, à la collecte, à l'entreposage, à la compression, au traitement et au transport du pétrole, du gaz naturel et d'autres substances, les redevances dérogatoires et les redevances des locataires, les loyers et les autres paiements requis pour conserver une participation dans les propriétés, ainsi que les droits de douane et d'accise payables par EnerMark ou ERC;
- les frais généraux et d'administration, soit les dépenses et les frais engagés pour gérer et administrer la redevance et les sociétés en exploitation;
- les frais de gestion versés à EGEM;
- les frais de service de la dette, soit les frais, les honoraires, les intérêts et le capital devant être payés ou remboursés à l'égard de fonds empruntés ou de l'obtention de crédit, notamment, dans le cas d'ERC, les montants consentis à ERC pour ses dépenses en immobilisations;

- dans le cas d'EnerMark, les dépenses en immobilisations qui comprennent les dépenses engagées dans le cadre de l'exploitation des activités liées aux propriétés, ainsi que les coûts d'acquisition payables à l'occasion;
- les taxes, impôts ou autres charges payables par EnerMark ou ERC;
- les montants qu'EnerMark ou ERC a mis de côté aux fins de l'abandon et de la remise en état de sites.

Outre les déductions qui précèdent, aux termes de la convention de redevance d'ERC, le Fonds est tenu de rembourser à ERC 99 % de ses obligations envers la Couronne à l'égard des propriétés desquelles une production est tirée. Aux termes de sa convention de redevance, EnerMark déduit ces frais à titre de frais d'exploitation.

Aux termes des conventions de redevances, les propriétés à l'égard desquelles le Fonds s'est vu octroyer un droit de redevance peuvent être grevées d'une sûreté visant à garantir les prêts d'EnerMark et d'ERC. Cette sûreté peut prendre rang avant les droits de redevance du Fonds. La convention de redevance d'EnerMark prévoit également que le paiement du revenu de redevance au Fonds est expressément subordonné au paiement intégral préalable de la dette d'EnerMark, si le créancier a donné un avis approprié à cette fin ou encore en cas d'insolvabilité ou si une autre procédure de cette nature est amorcée. De plus, EnerMark et ERC peuvent en tout temps affecter toute partie des produits tirés de la production bruts au remboursement de dettes.

Aux termes de chacune des conventions de redevances, EnerMark et ERC ont le droit d'aliéner des propriétés et des redevances connexes si elles croient que cette mesure est dans l'intérêt fondamental des porteurs de parts. Les conventions de redevances demeurent en vigueur tant qu'EnerMark ou ERC détient une participation dans les propriétés visées par leur convention respective. Les conventions de redevances et l'acte relatif à la redevance peuvent être modifiés par écrit à l'occasion. Le conseil d'administration d'EnerMark prend toutes les décisions relatives à ces modifications pour le compte du fiduciaire, du Fonds et des sociétés en exploitation.

Billet subordonné

EnerMark a émis un billet à ordre subordonné et non garanti au Fonds. Ce billet porte intérêt au taux annuel de 8 %, et le capital de celui-ci varie au fur et à mesure que le Fonds prête des sommes additionnelles (qui proviennent en général de l'émission de parts de fiducie) à EnerMark et que des paiements sont effectués à l'égard du capital du billet. La date d'échéance du billet est le 21 juin 2015. Le remboursement du capital et le paiement de l'intérêt du billet est subordonné au paiement intégral préalable de toutes les autres dettes d'EnerMark, sauf les dettes qui, selon leurs modalités ou par effet de la loi, prennent rang à égalité avec le billet subordonné.

PRINCIPAUX PORTEURS DE PARTS

Au 31 octobre 2002, 74 811 975 parts de fiducie étaient émises et en circulation.

Pour autant que la direction d'Enerplus le sache, personne n'est, directement ou indirectement, propriétaire véritable de parts de fiducie comportant plus de 10 % des droits de vote rattachés aux parts de fiducie émises et en circulation, ni n'exerce un contrôle ou une emprise sur pareil pourcentage de ces titres.

Les administrateurs d'EnerMark et les dirigeants d'EnerMark et d'EGEM dont le nom figure dans le présent prospectus sont directement ou indirectement propriétaires véritables d'un total de 398 817 parts de fiducie, représentant environ 0,5 % des parts de fiducie en circulation en date du 31 octobre 2002.

OPÉRATIONS ENTRE PERSONNES APPARENTÉES ET CONFLITS D'INTÉRÊTS ÉVENTUELS

Opérations entre personnes apparentées

EGEM offre des services de gestion, d'administration et de consultation à Enerplus moyennant des honoraires et le remboursement des frais aux termes de la convention de gestion. De plus, dans le cadre de la fusion d'Enerplus et d'EnerMark Income Fund le 21 juin 2001, EGEM a reçu 172 500 parts de fiducie d'Enerplus dont la valeur attribuée est de 5 000 000 \$ à titre de rémunération au rendement minimale garantie pour 2001. Le Fonds a comptabilisé cette rémunération au titre des frais de la fusion. Aux termes d'une convention d'achat d'actions ayant trait à la fusion, EnerMark a acquis d'EGEM la totalité des actions ordinaires en circulation d'ERC et, ainsi, ERC est devenue une filiale en propriété exclusive d'EnerMark. La contrepartie des actions a été

de 2 545 000 \$ et est payable sur une période de cinq ans prenant fin en septembre 2006. Les frais avancés et le coût d'acquisition non remboursables des actions d'ERC ont été inclus au titre des frais de la fusion. Pour de plus amples détails sur les ententes de gestion entre EGEM et Enerplus, voir « Direction et régie d'entreprise—Convention de gestion », la note 6 afférente à nos états financiers consolidés vérifiés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001 et la note 3 afférente à nos états financiers consolidés non vérifiés au 30 septembre 2002 et pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées les 30 septembre 2002 et 2001, qui sont tous inclus dans le présent prospectus.

Outre les opérations décrites précédemment, à l'automne 2000, Enerplus a conclu un contrat relatif à un instrument financier avec une filiale indirecte d'El Paso Energy Corporation, la société mère ultime d'EGEM, tel qu'il est décrit à la note 8 afférente à nos états financiers consolidés vérifiés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001 et à la note 5 afférente à nos états financiers consolidés non vérifiés au 30 septembre 2002 et pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées les 30 septembre 2002 et 2001.

Conflits d'intérêts éventuels

Dans certains cas, les intérêts d'EGEM ou des membres de son groupe pourraient être en conflit avec ceux de nos porteurs de parts. EGEM ou les membres de son groupe pourraient acquérir des propriétés de pétrole et de gaz naturel pour le compte de personnes qui ne sont pas des porteurs de parts. EGEM pourrait gérer et administrer ces propriétés additionnelles et participer à d'autres types d'activités de gestion et de consultation dans le domaine de l'énergie. Par conséquent, ni EGEM ni les membres de sa direction ne sont tenus d'exercer leurs activités à temps plein pour le compte des porteurs de parts et, lorsqu'ils agiront pour le compte de tiers, il se pourrait qu'ils prennent des mesures qui vont à l'encontre des intérêts des porteurs de parts ou leur font concurrence. Si les intérêts d'EGEM sont en conflit avec ceux des porteurs de parts, EGEM est tenue, aux termes de la convention de gestion, de prendre des décisions en toute honnêteté et de bonne foi en traitant les parties intéressées de façon équitable eu égard aux circonstances pertinentes.

Bien qu'EGEM offre des services de consultation et de gestion à Enerplus, le conseil d'administration d'EnerMark assure la surveillance de la gestion des activités et des affaires internes d'Enerplus ainsi que des activités d'EGEM suivant la convention de gestion, et est responsable de toutes les décisions importantes de nature opérationnelle et générale, notamment celles ayant trait à des conflits d'intérêts existants ou éventuels touchant EGEM. Voir « Direction et régie d'entreprise ».

Des propriétés ne peuvent être achetées à des dirigeants, administrateurs ou actionnaires d'EGEM ou à des personnes ayant des liens de dépendance avec ceux-ci à un prix supérieur à leur juste valeur marchande et des propriétés ne peuvent être vendues à des dirigeants, administrateurs ou actionnaires d'EGEM ou à des personnes ayant des liens de dépendance avec ceux-ci à un prix inférieur à leur juste valeur marchande, établie dans chaque cas par avis d'un conseiller financier indépendant. Dans certains cas, il se peut qu'une évaluation officielle doive être préparée et que le vote affirmatif des porteurs de parts soit requis suivant la Règle 61-501 (offres par un initié, offres publiques de rachat, transformations en société fermée et opérations entre personnes apparentées) de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario et des règles sur les valeurs mobilières semblables.

Dans certains cas, des membres du conseil d'administration d'EnerMark peuvent occuper un poste d'administrateur ou de dirigeant au sein d'entreprises dont les intérêts font concurrence à ceux d'Enerplus. Rien ne garantit que les possibilités repérées par ces administrateurs seront présentées à Enerplus.

CERTAINES INCIDENCES FISCALES

Incidences fiscales fédérales américaines pour les porteurs des États-Unis

Le texte qui suit présente une description générale des principales incidences fiscales fédérales américaines de la propriété et de la disposition de nos parts de fiducie pour un porteur de parts des États-Unis (défini ci-après) qui détient celles-ci à titre d'immobilisations. Cette description, présentée à titre d'information générale seulement, est fondée sur l'*Internal Revenue Code* de 1986 des États-Unis, en sa version modifiée (le *Code*), sur les règlements du Trésor américain promulgués en vertu du Code et sur les interprétations juridiques et administratives du Code et de ces règlements, tels qu'ils sont en vigueur à la date du présent prospectus et tous susceptibles d'être modifiés, peut-être rétroactivement. Le traitement fiscal d'un porteur de parts des États-Unis peut varier en fonction de sa situation particulière. Certains porteurs (y compris des personnes qui ne sont pas des personnes des États-Unis, des banques, des sociétés d'assurances, des organismes exonérés d'impôt, des

institutions financières, des personnes dont la monnaie fonctionnelle n'est pas le dollar américain, des personnes assujetties à l'impôt minimum de remplacement et des courtiers en valeurs mobilières) peuvent être visés par des règles spéciales non abordées ci-après. Le texte qui suit ne décrit l'incidence d'aucune législation fiscale étatique, locale ou étrangère sur un porteur de parts des États-Unis. Il est conseillé à l'acquéreur de nos parts de fiducie de consulter son conseiller fiscal au sujet de tout investissement dans celles-ci.

Pour les besoins de cette description, le « porteur de parts des États-Unis » signifie l'un ou l'autre des propriétaires véritables de nos parts de fiducie suivants :

- un particulier qui est citoyen ou résident des États-Unis;
- une société de personnes, une société par actions ou une autre entité organisée à l'intérieur ou sous le régime des lois des États-Unis ou d'une subdivision politique des États-Unis;
- une succession assujettie à l'impôt fédéral américain sur le revenu, sans égard à la source de son revenu;
- une fiducie, si la supervision principale de son administration relève d'un tribunal américain et si au moins une personne des États-Unis a le pouvoir de contrôler toutes les décisions importantes de la fiducie, ou si la fiducie a choisi valablement d'être traitée comme une personne des États-Unis.

Si des parts de fiducie appartiennent à un associé d'une société de personnes, le traitement de ce dernier dépendra généralement de sa situation et des activités de la société de personnes. L'associé d'une société de personnes qui détient des parts de fiducie devrait consulter son conseiller fiscal.

Classification du Fonds à titre de société étrangère

Bien que le Fonds soit organisé à titre de fiducie non constituée en société en vertu de la loi canadienne, il est classifié à titre de société étrangère à l'égard de l'impôt fédéral américain sur le revenu aux termes des règlements actuels du Trésor américain. Par conséquent, nos parts de fiducie sont traitées comme des actions de société étrangère aux fins de l'imposition fédérale américaine. Le texte qui suit reflète cette classification et emploie une terminologie conforme à celle-ci, y compris les mentions de « dividendes » et de « bénéfice et profits ».

Propriété de nos parts de fiducie

Dividendes

Pourvu que le Fonds ne soit pas classifié à titre de société étrangère de placement passif (*passive foreign investment company*) (tel qu'il est décrit ci-après), le porteur de parts des États-Unis sera tenu d'inclure dans son revenu brut, comme un revenu de dividendes ordinaire, le montant brut des distributions qu'il reçoit pour chaque année d'imposition, dans la mesure où ce montant brut ne dépasse pas le bénéfice et les profits courants ou accumulés du Fonds calculés à l'égard de l'impôt fédéral américain sur le revenu (un *dividende*). Ce revenu de dividendes ne pourra donner lieu à la déduction pour dividendes reçus, généralement accordée à l'actionnaire qui est une société américaine sur les dividendes reçus d'une société du pays. Les distributions dépassant nos bénéfices et profits courants et accumulés seront d'abord traitées comme un remboursement de capital libre d'impôt jusqu'à concurrence de l'assiette fiscale du porteur de parts des États-Unis relative à nos parts de fiducie et seront portées intégralement en diminution de cette assiette à raison d'un dollar pour un dollar (augmentant ainsi le montant du gain ou diminuant ainsi le montant de la perte comptabilisé à la disposition ultérieure des parts de fiducie). Tout excédent des distributions sur l'assiette fiscale du porteur de parts des États-Unis constituera un gain provenant de la vente ou de l'échange des parts de fiducie.

Tout impôt retenu par les autorités fiscales canadiennes relativement aux dividendes sur nos parts de fiducie pourra, sous réserve de certaines restrictions, être déduit à titre de crédit pour impôt étranger de l'impôt fédéral américain sur le revenu que doit payer le porteur de parts des États-Unis ou pourra faire l'objet d'une déduction à l'égard de l'impôt fédéral américain sur le revenu. Le plafond des impôts étrangers admissibles au crédit est calculé séparément à l'égard de catégories de revenu précises. À cet égard, les dividendes que nous versons sur nos parts de fiducie constitueront un « revenu hors exploitation » (*passive income*) ou, dans le cas de certains porteurs de parts des États-Unis, un « revenu de services financiers » (*financial services income*). Étant donné la complexité de ces restrictions, le porteur de parts des États-Unis devrait consulter son conseiller fiscal au sujet du montant d'impôts étrangers pouvant faire l'objet d'un crédit.

Le porteur de parts des États-Unis inclura dans son revenu brut les dividendes imposables sur nos parts de fiducie payés en dollars canadiens, exprimés en dollars américains selon le taux de change en vigueur le jour où il les reçoit, que la conversion ait réellement eu lieu à ce moment ou non. Le porteur de parts des États-Unis qui reçoit un paiement en dollars canadiens et qui convertit ceux-ci en dollars américains selon un taux autre que le taux en vigueur le jour de la distribution du dividende peut réaliser un gain ou subir une perte de change qui serait traité comme un revenu ou une perte ordinaire de source américaine. Il est vivement recommandé au porteur de parts des États-Unis de consulter son conseiller fiscal au sujet des incidences fiscales américaines de l'acquisition, de la détention et de la disposition de dollars canadiens.

Vente ou échange de nos parts de fiducie

Pourvu que le Fonds ne soit pas classifié à titre de société étrangère de placement passif (tel qu'il est décrit ci-après), le porteur de parts des États-Unis comptabilisera généralement, à la vente ou à l'échange de nos parts de fiducie, un gain ou une perte égal à l'écart (le cas échéant) entre le montant qu'il réalise à la vente ou à l'échange et son assiette fiscale rajustée relative à nos parts de fiducie. Tout gain ou perte constituera un gain ou une perte en capital, et il s'agira d'un gain ou d'une perte en capital à long terme si la période de détention des parts de fiducie du porteur de parts des États-Unis dépasse un an au moment de la vente ou de l'échange. Le gain ou la perte réalisé, le cas échéant, par le porteur de parts des États-Unis à la vente ou à l'échange de nos parts de fiducie sera généralement traité comme un revenu de source américaine aux fins du plafond du crédit pour impôt étranger des États-Unis.

Dans le cas du porteur de parts des États-Unis utilisant la comptabilité de caisse qui reçoit des dollars canadiens ou d'autres devises dans le cadre de la vente, de l'échange ou d'une autre disposition de nos parts de fiducie, le montant réalisé correspondra à la valeur en dollars américains des devises reçues quant aux parts de fiducie, calculée à la date de règlement de la vente ou de l'échange. Le porteur de parts des États-Unis utilisant la comptabilité d'exercice peut choisir le traitement exigé des contribuables utilisant la comptabilité de caisse relativement à la vente ou à l'échange de parts de fiducie, pourvu qu'un tel choix soit appliqué de façon constante d'une année à l'autre. Ce choix ne peut être modifié sans le consentement de l'IRS. Le porteur de parts des États-Unis utilisant la comptabilité d'exercice qui ne choisit pas le traitement du contribuable utilisant la comptabilité de caisse pourrait réaliser un gain ou subir une perte de change aux fins de l'impôt fédéral américain sur le revenu en raison des écarts entre la valeur en dollars américains des devises reçues à la date de la vente ou de l'échange des parts de fiducie et à la date de paiement. Ce gain ou cette perte de change serait traité comme un revenu ou une perte ordinaire de source américaine et s'ajouterait au gain ou à la perte, le cas échéant, comptabilisé par le porteur de parts des États-Unis à l'égard de la vente, de l'échange ou de l'autre disposition des parts de fiducie.

Incidences relatives à la société étrangère de placement passif

Les porteurs de parts des États-Unis subiraient des conséquences défavorables sur le plan de l'impôt fédéral américain sur le revenu si le Fonds était considéré comme une société étrangère de placement passif (*passive foreign investment company*) à cet égard. Une société étrangère est classifiée à titre de société étrangère de placement passif chaque année d'imposition où elle répond à l'un ou l'autre des critères suivants :

- au moins 75 % de son revenu brut représente du revenu « hors exploitation » (*passive*), ce qui comprend les intérêts, les dividendes, certains loyers et redevances et certains gains nets tirés de la vente de marchandises telles que le pétrole et le gaz naturel;
- au moins 50 % de la juste valeur marchande moyenne de son actif est attribuable à des éléments d'actif qui produisent un revenu hors exploitation ou qui sont détenus à cette fin.

Pour les besoins des critères du revenu et de l'actif, la société étrangère qui est directement ou indirectement propriétaire d'au moins 25 % (en valeur) des actions d'une autre société sera traitée comme si elle détenait sa quote-part de l'actif de cette dernière et recevait directement sa quote-part du revenu de celle-ci. En outre, pour les besoins du critère du revenu, le revenu hors exploitation exclut tout revenu sous forme d'intérêts, de dividendes, de loyers ou de redevances qui est reçu ou comptabilisé d'une personne liée dans la mesure où le montant peut valablement être attribué au revenu de cette dernière qui n'est pas un revenu hors exploitation. À cette fin, une personne est « liée » (*related*) à une société étrangère si elle la contrôle, est contrôlée par elle ou est contrôlée par la même personne qu'elle; le « contrôle » (*control*) s'entend de la propriété, directe ou indirecte,

d'actions conférant plus de 50 % du total des voix rattachées à toutes les catégories d'actions comportant droit de vote ou du total de la valeur des actions d'une société.

Le Code et les règlements applicables du Trésor américain excluent les gains tirés d'opérations sur marchandises de la définition du revenu hors exploitation si (i) les gains découlent de la vente de marchandises dans le cadre de l'exploitation active d'une entreprise exerçant des activités de production, de transformation, de commerce ou de manutention de ces marchandises et (ii) la quasi-totalité de l'entreprise de la société étrangère consiste à exercer activement des activités de production, de transformation, de commerce ou de manutention de ces marchandises. On ne peut cependant établir avec certitude en vertu de ces règles si certains revenus que le Fonds tire de marchandises seront traités comme un revenu autre qu'un revenu hors exploitation. De plus, selon des règlements applicables du Trésor américain, la « quasi-totalité » (*substantially all*) signifie qu'au moins 85 % du total des recettes brutes de la société étrangère doivent provenir de ventes réalisées dans le cadre de l'exploitation active d'une entreprise exerçant des activités de production, de transformation, de commerce ou de manutention de marchandises. Le Fonds estime qu'il remplit cette exigence actuellement, mais rien ne garantit qu'il continuera de la remplir dans l'avenir.

Notre assujettissement aux dispositions visant les sociétés étrangères de placement passif demeure incertain, et nous pourrions être une telle société pour les années d'imposition 2002 et suivantes. Aux termes du Code, si le Fonds ou l'une des filiales en exploitation était considéré comme une société étrangère de placement passif au cours d'une année d'imposition pendant laquelle un porteur de parts des États-Unis détient nos parts de fiducie, le Fonds et cette filiale en exploitation, selon le cas, seraient considérés comme des sociétés étrangères de placement passif pour toutes les années d'imposition pendant lesquelles ce porteur de parts a détenu nos parts de fiducie suivant celle où le Fonds ou une des filiales en exploitation a été considéré à ce titre.

Si le Fonds était classifié à titre de société étrangère de placement passif, le porteur de parts des États-Unis serait généralement assujetti à des règles spéciales quant à toute distribution excédentaire (définie ci-après) ou à tout gain réalisé au moment de la vente ou d'une autre disposition de nos parts de fiducie. Ces règles stipulent ce qui suit :

- la distribution excédentaire ou le gain serait attribué proportionnellement sur la période de détention du porteur de parts des États-Unis;
- le montant attribué à l'année d'imposition courante et aux années précédant celle où nous devenons une société étrangère de placement passif serait imposé comme un revenu ordinaire pendant l'année courante;
- le montant attribué à chacune des autres années d'imposition serait assujetti à l'impôt au taux maximal en vigueur pour la catégorie de contribuable applicable pour l'année en cause;
- des frais d'intérêts relatifs au bénéfice reporté seraient imposés relativement à l'impôt en résultant attribuable à chacune des autres années d'imposition.

Une « distribution excédentaire » (*excess distribution*) s'entend généralement de toute distribution sur nos parts de fiducie reçue au cours d'une année d'imposition par un porteur de parts des États-Unis qui dépasse 125 % des distributions annuelles moyennes reçues par lui au cours des trois années d'imposition précédentes ou au cours de la période de détention de nos parts de fiducie par lui, si celle-ci est plus courte. Une distribution ne serait pas traitée comme une distribution excédentaire pour l'année d'imposition où débute la période de détention de nos parts de fiducie par le porteur de parts des États-Unis.

Si le Fonds était classifié à titre de société étrangère de placement passif, pour les besoins des règles à ce chapitre, le porteur de parts des États-Unis serait réputé être propriétaire d'une participation dans toute société étrangère de placement passif considérée comme la propriété directe ou indirecte du Fonds. Par conséquent, si le Fonds était considéré comme une société étrangère de placement passif et si une filiale en exploitation l'était également, le porteur de parts des États-Unis serait réputé être propriétaire d'une participation dans ces entités. Dans ce cas, le porteur de parts des États-Unis serait assujetti aux règles sur les distributions excédentaires décrites ci-dessus quant à toute distribution effectuée par une filiale en exploitation au Fonds et quant aux gains provenant de la disposition d'actions d'une filiale en exploitation par le Fonds.

Le porteur de parts des États-Unis ne pourra pas faire un choix de « fonds admissible exerçant un choix » (*qualified electing fund* ou *QEF*) ou, relativement aux filiales en exploitation du Fonds considérées comme des sociétés étrangères de placement passif, un choix d'« évaluation à la valeur du marché » (*mark-to-market*) afin de se protéger de ces incidences fiscales défavorables éventuelles si le Fonds était en définitive considéré comme une

société étrangère de placement passif. Si le Fonds était considéré comme une société étrangère de placement passif, le porteur de parts des États-Unis serait tenu de produire le formulaire 8621 de l'*Internal Revenue Service* pour chaque année où il détient des parts de fiducie.

IL EST FORTEMENT RECOMMANDÉ AU PORTEUR DE PARTS DES ÉTATS-UNIS DE CONSULTER SON CONSEILLER FISCAL AU SUJET DE NOTRE CLASSIFICATION POSSIBLE À TITRE DE SOCIÉTÉ ÉTRANGÈRE DE PLACEMENT PASSIF AINSI QUE DES INCIDENCES FISCALES DÉFAVORABLES QUI EN RÉSULTERAIENT.

Organismes exonérés d'impôt et organismes de placement collectif investisseurs

Les régimes admissibles de retraite et de participation aux bénéfices, les plans d'épargne-retraite individuels (*individual retirement accounts* ou *IRA*), les établissements d'enseignement et d'autres investisseurs exonérés sont généralement exonérés de l'impôt fédéral américain sur le revenu, sauf dans la mesure où ils ont des revenus imposables tirés d'une entreprise non complémentaire (*unrelated business taxable income* ou *UBTI*). Les revenus imposables tirés d'une entreprise non complémentaire désignent généralement des revenus provenant de l'exercice d'une activité industrielle ou commerciale sans rapport avec les activités de l'entité exonérée d'impôt ou des revenus tirés d'un placement financé par emprunt. Le Fonds étant considéré comme une société pour les besoins de l'impôt fédéral américain sur le revenu, les porteurs de parts des États-Unis exonérés d'impôt ne seront pas assujettis à cet impôt en raison de la propriété ou de la disposition de parts de fiducie, à moins que l'investissement exonéré d'impôt dans les parts de fiducie ne soit financé par emprunt. Étant donné que, en général, aucun impôt fédéral américain sur le revenu ne sera imposé relativement à la propriété de parts de fiducie et à leur disposition par un porteur exonéré d'impôt, le propriétaire exonéré d'impôt ne bénéficiera pas d'un crédit pour impôt étranger quant aux impôts canadiens retenus à l'égard des distributions provenant du Fonds. À moins que l'investissement du porteur de parts des États-Unis exonéré d'impôt dans les parts de fiducie ne soit financé par emprunt, les règles fiscales défavorables visant les sociétés étrangères de placement passif ne devraient pas s'appliquer à celui-ci. Le porteur de parts des États-Unis exonéré d'impôt dont l'investissement est financé par emprunt devrait consulter son conseiller fiscal au sujet de l'incidence possible des règles visant les sociétés étrangères de placement passif susmentionnées.

Une société de placement réglementée, ou « organisme de placement collectif » (*mutual fund*), doit tirer au moins 90 % de son revenu brut d'intérêts, de dividendes et de gains de la vente d'actions, d'autres titres, de devises ou de sources connexes précises. Au moins 50 % de la valeur totale de l'actif de l'organisme de placement collectif doit se composer d'espèces, de quasi-espèces, de titres d'autres organismes de placement collectif et d'une quantité limitée d'autres titres. Les parts de fiducie appartenant à un organisme de placement collectif produiront un revenu admissible pour celui-ci et seront traitées comme un élément d'actif admissible. L'organisme de placement collectif qui est porteur de parts devrait cependant consulter son conseiller fiscal au sujet des effets qu'aurait pour lui le fait que le Fonds soit considéré comme une société étrangère de placement passif, notamment l'application des choix d'évaluation à la valeur du marché que peut faire une telle société.

Déclaration aux États-Unis et retenue de réserve

Les dividendes sur nos parts de fiducie versés aux États-Unis ou par l'entremise d'intermédiaires financiers liés des États-Unis doivent être déclarés et peuvent être assujettis à une retenue de réserve (*backup withholding*), actuellement au taux de 30 %, sauf si le porteur de parts est une société ou un autre bénéficiaire exonéré ou fournit un numéro d'identification de contribuable et remplit certaines exigences de certification. Les exigences de déclaration et la retenue de réserve peuvent également s'appliquer au produit en espèces d'une vente de nos parts de fiducie.

La retenue de réserve ne constitue pas un impôt supplémentaire. Les sommes retenues aux termes des règles à ce chapitre peuvent être portées au crédit de l'impôt fédéral américain sur le revenu que doit payer le porteur de parts, et ce dernier peut obtenir le remboursement des sommes excédentaires retenues aux termes de ces règles en produisant la demande de remboursement appropriée auprès de l'IRS.

Incidences fiscales fédérales canadiennes

De l'avis de Blake, Cassels & Graydon s.r.l. et de Burnet, Duckworth & Palmer LLP (collectivement, les *conseillers juridiques*), le texte qui suit est un résumé fidèle et adéquat des principales incidences fiscales fédérales canadiennes qui s'appliquent aux acquéreurs de parts de fiducie émises aux termes des présentes. Ce résumé

s'applique uniquement aux personnes qui, aux fins de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) (la *Loi de l'impôt*) et à tout moment pertinent, détiendront leurs parts de fiducie à titre d'immobilisations et n'ont aucun lien de dépendance avec le Fonds et les preneurs fermes. Il ne s'applique pas aux sociétés de personnes, aux « institutions financières » au sens de l'article 142.2 de la *Loi de l'impôt*, aux « institutions financières désignées » au sens de la *Loi de l'impôt*, ni aux personnes dans lesquelles une participation constituerait un « abri fiscal » ou un « abri fiscal déterminé » pour l'application de la *Loi de l'impôt*. En règle générale, le fisc considérera qu'un porteur de parts de fiducie (un *porteur de parts*) détient ses parts de fiducie à titre d'immobilisations, à moins que celui-ci ne soit un courtier en valeurs mobilières ou qu'il n'exerce des activités considérées comme une affaire à caractère commercial à l'égard des parts de fiducie. Certains porteurs de parts, à l'exception des courtiers en valeurs mobilières, dont les parts de fiducie pourraient par ailleurs ne pas être admissibles à titre d'immobilisations pourraient avoir le droit de les rendre admissibles à ce titre en faisant le choix irrévocable relatif à la disposition de titres canadiens. Les porteurs de parts intéressés à faire un tel choix devraient consulter leurs conseillers en fiscalité.

Le présent résumé est fondé sur les dispositions de la *Loi de l'impôt* et du *Règlement de l'impôt sur le revenu* (le *Règlement*), sur toutes les propositions précises visant à modifier la *Loi de l'impôt* et le *Règlement* qui ont été rendues publiques avant la date des présentes et sur la compréhension qu'ont les conseillers juridiques des politiques et pratiques administratives actuelles de l'Agence des douanes et du revenu du Canada (*ADRC*). Sauf indication expresse aux présentes, le présent résumé ne tient pas autrement compte des modifications devant ou pouvant être apportées au droit, par voie judiciaire ou législative. Il ne reflète la législation fiscale d'aucune province du Canada ni celle de tout autre pays.

Le présent résumé est de portée générale seulement et n'est pas considéré comme un avis de nature fiscale à l'intention d'un acquéreur éventuel de parts de fiducie. Puisque les incidences fiscales diffèrent selon la situation de chacun, les acquéreurs éventuels sont priés de consulter leurs propres conseillers en fiscalité pour connaître les incidences fiscales qui s'appliquent à leur situation particulière.

Statut du Fonds

EnerMark, ERC et EGEM ont confirmé que, à l'heure actuelle, le Fonds est admissible à titre de « fiducie de fonds commun de placement » aux fins de la *Loi de l'impôt*, et le présent résumé tient pour acquis que le Fonds demeurera admissible à ce titre. Le maintien d'une telle admissibilité exige que certaines conditions prévues dans la *Loi de l'impôt* soient respectées en tout temps. EGEM et le Fonds entendent s'assurer que ces conditions soient toujours respectées et que le Fonds continue d'être admissible à ce titre; toutefois, si le Fonds cesse de l'être, les incidences fiscales associées aux parts de fiducie différeront de manière importante de celles qui sont décrites ci-après.

Imposition du Fonds

Pour chaque année d'imposition, le Fonds doit payer de l'impôt sur son revenu pour l'année, y compris sur les gains en capital imposables réalisés nets, les dividendes, les intérêts courus et tous les montants qu'il reçoit à l'égard des redevances qu'il détient sur les propriétés de pétrole et de gaz naturel d'EnerMark et d'ERC (les *redevances*), notamment les montants qu'il verse à ERC au titre des droits à la Couronne remboursés. De façon générale, le Fonds pourra déduire sur cinq ans, selon la méthode de l'amortissement linéaire, les coûts engagés relativement à l'émission de parts de fiducie. Il pourra également déduire les dépenses courantes qu'il aura raisonnablement engagées dans le cadre de son exploitation continue et une déduction relative aux ressources au cours de chaque année d'imposition équivalant en général à 25 % des « bénéfices modifiés relatifs à des ressources » du Fonds, calculés conformément au *Règlement*.

Le Fonds peut déduire, dans le calcul de son revenu de toute provenance pour une année d'imposition, un montant égal ou inférieur à 10 %, calculé selon la méthode de l'amortissement dégressif, de son compte de frais cumulatifs à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz (le *compte de FCBCPG*) à la fin de l'année en cause. Si, par suite de la vente d'une propriété par EnerMark ou par ERC et de l'extinction de la redevance s'y rapportant, le Fonds doit recevoir un produit de disposition au cours d'une année d'imposition, il doit déduire le montant de ce produit (le *produit de disposition de la redevance*) du solde de son compte de FCBCPG par ailleurs établi. Si le Fonds utilise au cours d'une année d'imposition donnée la totalité ou une partie du produit de disposition de la redevance qu'il doit recevoir au cours de l'année pour acquérir d'autres droits de redevance à l'égard d'un ou de plusieurs avoirs miniers canadiens, il ajoutera le montant ainsi utilisé à son compte de

FCBCPG de l'année en cause. Si, compte tenu de tous les ajouts et de toutes les déductions pour une année d'imposition donnée, le solde du compte de FCBCPG du Fonds est négatif à la fin de cette année d'imposition, le Fonds inclura le solde négatif dans le calcul de son revenu pour cette année-là.

En vertu de la Loi de l'impôt, le Fonds doit calculer son revenu ou sa perte pour une année d'imposition donnée comme s'il était un particulier résidant au Canada. Si, pour une année d'imposition, le Fonds a un revenu imposable compte tenu des ajouts et des déductions décrits ci-dessus, il aura la permission de déduire tous les montants qu'il a versés ou doit verser aux porteurs de parts cette année-là.

Aux termes de l'acte de fiducie, le Fonds devra verser aux porteurs de parts un montant égal au total de son revenu de redevance, de son revenu d'intérêt et de son revenu de dividendes pour l'année, de même que les tranches imposable et non imposable des gains en capital qu'il a réalisés au cours de l'année (déduction faite de ses frais et des sommes, s'il en est, qu'il doit conserver pour payer l'impôt exigible) (le *revenu net*). Sous réserve des exceptions décrites ci-dessous, il doit verser sous forme de distributions en espèces toutes les sommes payables aux porteurs de parts de fiducie.

Aux termes de l'acte de fiducie, le Fonds peut affecter son revenu net au financement de rachats au comptant de parts de fiducie; le revenu ainsi utilisé ne sera pas payable aux porteurs de parts de fiducie sous forme de distributions en espèces. En pareilles circonstances, le Fonds leur versera le revenu net sous la forme de parts de fiducie additionnelles (les *parts de fiducie réinvesties*). De plus, aux termes de l'acte de fiducie, le Fonds peut, dans certaines circonstances, émettre des billets de rachat pour financer le rachat de parts de fiducie, au lieu de distribuer des investissements du Fonds. Il peut également devoir verser aux porteurs de parts de fiducie un montant égal au revenu qu'il a affecté au paiement de l'intérêt et au remboursement du capital aux termes des billets de rachat; ce montant sera versé sous forme de parts de fiducie réinvesties au lieu d'espèces.

EnerMark, ERC et EGEM ont confirmé que, pour l'application de la Loi de l'impôt, le Fonds entend déduire, dans le calcul de son revenu, le montant intégral des déductions auxquelles il a droit chaque année, jusqu'à épuisement de son revenu pour l'année par ailleurs calculé. On prévoit que, par suite de telles déductions, le Fonds n'aura pas à payer d'impôt important en vertu de la Loi de l'impôt. Toutefois, aucune garantie ne peut être donnée à cet égard.

Imposition des porteurs de parts résidents du Canada

Aux fins de la Loi de l'impôt, le revenu qu'un porteur de parts tire des parts de fiducie sera considéré comme un revenu tiré de biens qui sont une fiducie et non comme un revenu relatif à des ressources (ou des bénéfices relatifs à des ressources aux fins du calcul de la déduction relative à des ressources) ou un revenu d'intérêt. Les pertes que subit le Fonds pour l'application de la Loi de l'impôt ne peuvent être attribuées aux porteurs de parts, et ceux-ci ne peuvent les traiter comme des pertes.

Un porteur de parts sera généralement tenu d'inclure dans le calcul de son revenu pour une année d'imposition donnée la part du revenu net du Fonds pour l'année d'imposition qui lui est payée ou payable au cours de l'année d'imposition en cause ou dont il a le droit d'exiger le paiement, y compris tout montant qui est payable sous forme de parts de fiducie réinvesties.

Dans la mesure où le Fonds fait les désignations appropriées, la tranche des gains en capital imposables nets et des dividendes imposables payée ou payable aux porteurs de parts conservera effectivement ses caractéristiques à titre de gains en capital imposables et de dividendes imposables, et sera traitée comme telle entre les mains des porteurs de parts aux fins de la Loi de l'impôt, y compris les dispositions relatives à la majoration et au crédit d'impôt pour dividendes applicables aux particuliers et les dispositions de la partie IV qui s'appliquent à l'égard des montants reçus par certaines sociétés.

La tranche non imposable des gains en capital réalisés nets (soit la moitié de ces gains) du Fonds payée ou payable au cours de l'année à un porteur de parts n'est pas incluse dans le calcul du revenu de ce dernier pour l'année. En règle générale, un porteur de parts ne doit inclure dans le calcul de son revenu pour l'année aucun autre montant en sus de la tranche du revenu imposable du Fonds qui lui est payée ou payable par le Fonds dans l'année en cause. Toutefois, tout autre montant devenant payable à un porteur de parts, sauf à titre de produit de disposition de parts de fiducie ou de fractions de part de fiducie, sera porté en réduction du prix de base rajusté des parts de fiducie que détient ce porteur de parts, sauf si ce montant a été inclus dans le calcul du revenu du porteur de parts ou s'il constituait sa quote-part de la tranche non imposable des gains en capital nets du Fonds, dont la tranche imposable a fait l'objet d'une désignation par le Fonds à l'égard du porteur de parts. Si le prix de

base rajusté d'une part de fiducie est inférieur à zéro, le montant négatif sera réputé constituer un gain en capital tiré par le porteur de parts de la disposition de la part de fiducie durant l'année où le montant négatif est obtenu, et le prix de base rajusté de la part de fiducie au début de l'année subséquente sera de zéro.

Pour un porteur de parts de fiducie, le coût initial d'une part de fiducie émise aux termes des présentes correspondra à son prix de souscription. Le coût initial des parts de fiducie réinvesties émises à un porteur de parts au lieu d'une distribution en espèces du revenu de redevance et du revenu d'intérêt correspondra au montant du revenu de redevance et du revenu d'intérêts. Pour établir le prix de base rajusté de chaque part de fiducie pour un porteur de parts, on fera la moyenne de ces coûts initiaux et du prix de base rajusté de toutes les autres parts de fiducie qu'il détient chaque fois que le porteur en acquiert d'autres.

En règle générale, à la disposition réelle ou réputée d'une part de fiducie, notamment à l'occasion d'un rachat, le porteur de parts réalisera un gain en capital (ou subira une perte en capital) correspondant à l'écart positif (ou négatif) entre le produit de disposition d'une part (à l'exclusion de tout montant payable par le Fonds qui représente un montant qui devrait autrement être inclus dans le calcul du revenu du porteur de parts, tel qu'il est décrit précédemment) et la somme du prix de base rajusté de la part de fiducie, pour le porteur de parts, et des frais de disposition raisonnables.

En vertu de la Loi de l'impôt, un porteur de parts inclura à titre de gain en capital dans le calcul de son revenu aux termes de la Loi de l'impôt pour l'année de la disposition ou de la désignation en cause, selon le cas, la moitié des gains en capital qu'il a réalisés à la disposition de parts de fiducie et le montant intégral des gains en capital imposables nets que le Fonds a désignés à son égard. Sous réserve de certaines règles précises prévues par la Loi de l'impôt, un porteur de parts peut déduire la moitié des pertes en capital qu'il a subies à la disposition de parts de fiducie des gains en capital imposables qu'il a réalisés dans l'année de la disposition, dans les trois années d'imposition précédentes ou dans toute année d'imposition subséquente.

Les gains en capital imposables réalisés par un porteur de parts qui est un particulier ou une fiducie, sauf certains types de fiducies, peuvent donner lieu à un impôt minimum de remplacement, selon la situation du porteur de parts.

Un porteur de parts qui est une « société fermée sous contrôle canadien », au sens de la Loi de l'impôt, est susceptible de payer un impôt remboursable additionnel de 6 ⅔ % sur certains revenus de placement, y compris les gains en capital imposables. L'impôt de 6 ⅔ % doit être ajouté au compte d'impôt en main remboursable au titre des dividendes des sociétés privées sous contrôle canadien et peut être remboursé à raison de 1 \$ par tranche de 3 \$ de dividendes versés par la société privée sous contrôle canadien.

Imposition des porteurs de parts non-résidents du Canada

Lorsque le Fonds verse des distributions à un porteur de parts qui n'est pas un résident du Canada pour l'application de la Loi de l'impôt, les mêmes considérations que celles énumérées ci-dessus à l'égard d'un porteur de parts qui est un résident du Canada s'appliqueront, sauf que toute distribution du revenu du Fonds à un porteur de parts non-résident du Canada sera assujettie à une retenue d'impôt canadienne au taux de 25 %, à moins que ce taux ne soit réduit en vertu des dispositions d'une convention fiscale entre le Canada et le territoire de résidence du porteur de parts. Par exemple, pour les résidents des États-Unis, le taux de retenue sera réduit à 15 % du montant de toute distribution de revenu. Dans la mesure où une retenue d'impôt canadienne s'applique à la partie non imposable d'une distribution, les porteurs de parts (ou leur mandataire) peuvent demander un remboursement de cette retenue en produisant le formulaire NR7-R de l'ADRC intitulé « Demande de remboursement des retenues d'impôt des non-résidents » au plus tard deux ans après la fin de l'année civile au cours de laquelle le Fonds a versé la distribution. Certaines entités qui sont exonérées d'impôt aux États-Unis, mais non toutes celles-ci, peuvent avoir droit à une réduction de la retenue d'impôt canadienne jusqu'à zéro en vertu du paragraphe 1 de l'article XXI de la convention fiscale entre le Canada et les États-Unis; toutefois, l'entité en question doit fournir au Fonds ou à son mandataire le certificat d'exonération délivré par l'ADRC. De plus, les dividendes imposables reçus par le Fonds et versés à un porteur de parts qui n'est pas résident du Canada ne conserveront pas leur caractère de dividendes et seront considérés comme un revenu de fiducie aux fins de la retenue d'impôt canadienne.

Une disposition ou disposition réputée d'une part de fiducie, soit par rachat, dans le cadre de la distribution du capital en excédant du prix de base rajusté pour le porteur de parts, ou autrement, n'engendrera pas de gain en capital imposable en vertu de la Loi de l'impôt pour les porteurs de parts qui, aux fins de la Loi de l'impôt, ne

sont pas, ni ne sont réputés être, des résidents du Canada, n'exploitent pas une entreprise d'assurance au Canada, détiennent leurs parts de fiducie à titre d'immobilisations, n'utilisent pas ni ne détiennent leurs parts de fiducie dans l'exploitation d'une entreprise au Canada et n'ont pas de lien de dépendance avec le Fonds au sens de la Loi de l'impôt, pourvu que leurs parts de fiducie ne constituent pas des « biens canadiens imposables » en vertu de la Loi de l'impôt. Les parts de fiducie d'un porteur de parts ne seront généralement pas considérées comme des « biens canadiens imposables », sauf si : (i) à un moment donné au cours de la période de cinq ans précédant immédiatement la disposition des parts de fiducie par le porteur de parts, au moins 25 % des parts de fiducie émises (en tenant compte de tous les droits d'acquisition de parts de fiducie) appartenaient au porteur de parts, à des personnes avec lesquelles le porteur de parts avait un lien de dépendance ou à une combinaison des deux; (ii) le Fonds cesse d'être admissible à titre de fiducie de fonds commun de placement; ou (iii) les parts de fiducie du porteur de parts sont autrement réputées être un bien canadien imposable. Un porteur de parts qui n'est pas résident du Canada devra généralement calculer le prix de base rajusté de ses parts de fiducie selon les mêmes règles que celles qui s'appliquent aux résidents du Canada.

CERTAINES INCIDENCES DE L'ERISA

Aux termes de la loi américaine intitulée *Employee Retirement Income Security Act of 1974*, en sa version modifiée (*ERISA*), ainsi que de l'article 4975 du *Internal Revenue Code of 1986* des États-Unis, en sa version modifiée (le *Code*), certaines exigences sont imposées (i) aux régimes de retraite des employés (au sens de *employee benefit plans* au paragraphe 3(3) de l'*ERISA*), (ii) aux régimes décrits à l'alinéa 4975(e)(1) du Code et (iii) aux entités dont les éléments d'actif sous-jacents comprennent des actifs de régimes en raison d'un investissement que le régime a effectué dans l'entité (collectivement, les *régimes*).

Conformément aux normes générales relatives aux obligations fiduciaires de l'*ERISA*, avant d'investir dans des parts de fiducie, le fiduciaire d'un régime assujéti à l'*ERISA* (un *régime visé par l'ERISA*) devrait déterminer si pareil investissement est autorisé aux termes des actes directeurs du régime et convient à pareil régime, compte tenu de sa politique générale en matière de placement, ainsi que de la composition et de la diversification de son portefeuille. Suivant d'autres dispositions de l'*ERISA* et du Code, certaines opérations entre un régime visé par l'*ERISA* ou un régime décrit à l'alinéa 4975(e)(1) du Code et les personnes qui ont un lien spécifique avec ce régime (les *parties intéressées* au sens de *parties in interest* dans l'*ERISA* ou les *personnes non admissibles* au sens de *disqualified persons* dans le Code) sont interdites. Ainsi, le fiduciaire d'un tel régime qui envisage d'investir dans des parts de fiducie devrait également déterminer si pareil investissement constitue une opération interdite en vertu de l'*ERISA* ou du Code ou donne lieu à pareille opération.

Afin de déterminer si un investissement dans les parts de fiducie est possible compte tenu des obligations fiduciaires de l'*ERISA* ou donne lieu à une opération interdite, le fiduciaire doit déterminer si les actifs du Fonds seront considérés comme des « actifs de régimes », au sens de *plan assets* dans le règlement 29 C.F.R. § 2510.3-101 du ministère du Travail des États-Unis (le *règlement sur les actifs de régimes*). En vertu du règlement sur les actifs de régimes, les actifs d'une entité ne seraient pas considérés comme des « actifs de régimes » si les participations acquises par un régime 1) sont détenues par au moins 100 épargnants qui n'ont aucun lien avec l'émetteur ou entre eux, 2) sont cessibles sans restriction et 3) sont enregistrées en vertu des lois fédérales américaines sur les valeurs mobilières. Les actifs du Fonds ne devraient pas être considérés comme des « actifs de régimes » aux termes de ces règlements parce que les parts de fiducie répondront aux trois exigences mentionnées précédemment.

Les fiduciaires de régimes qui envisagent d'acheter des parts de fiducie devraient consulter leurs propres conseillers pour connaître les conséquences de l'*ERISA* et du Code puisque des pénalités importantes sont imposées aux personnes qui contreviennent à leurs obligations fiduciaires ou prennent part à des opérations interdites.

PRISE FERME

Marchés mondiaux CIBC inc. et Salomon Smith Barney Inc. sont conjointement teneurs de livres et chefs de file du placement et agissent en qualité de représentants des preneurs fermes nommés ci-après.

Sous réserve des conditions prévues dans la convention de prise ferme portant la date du présent prospectus, chacun des preneurs fermes nommés ci-après a convenu d'acheter le nombre de parts de fiducie figurant vis-à-vis de son nom, et nous avons convenu de lui vendre ces parts de fiducie.

<u>Preneur ferme</u>	<u>Nombre de parts de fiducie</u>
Marchés mondiaux CIBC inc.	
Salomon Smith Barney Inc.	
RBC Dominion valeurs mobilières Inc.	
BMO Nesbitt Burns Inc.	
Lehman Brothers Inc.	
Scotia Capitaux Inc.	
UBS Warburg LLC	
Financière Banque Nationale Inc.	
Valeurs mobilières TD inc.	
La Corporation Canaccord Capital	
Raymond James Ltée	
Total	7 000 000

Suivant la convention de prise ferme, les obligations des preneurs fermes d'acheter les parts de fiducie offertes dans le cadre du présent placement sont assujetties à l'approbation de questions d'ordre juridique par les conseillers juridiques et à d'autres conditions. Les obligations des preneurs fermes aux termes de la convention de prise ferme sont individuelles et ils peuvent y mettre fin à leur gré en se fondant sur leur évaluation de l'état des marchés financiers et peuvent également y mettre fin à la survenance de certains événements prévus. Les preneurs fermes sont tenus d'acheter la totalité des parts de fiducie (sauf celles visées par l'option pour attributions excédentaires décrite ci-après) s'ils achètent une quelconque part de fiducie.

Le présent placement est effectué en même temps aux États-Unis et dans toutes les provinces du Canada suivant le régime de divulgation multinational mis en œuvre par les organismes de réglementation des valeurs mobilières des États-Unis et du Canada. Les parts de fiducie seront offertes aux États-Unis et au Canada par l'entremise des preneurs fermes, que ce soit directement ou par le truchement des courtiers inscrits membres de leur groupe respectif aux États-Unis ou au Canada. Sous réserve des lois applicables, les preneurs fermes peuvent offrir les parts de fiducie à l'extérieur des États-Unis et du Canada.

Les preneurs fermes se proposent d'offrir certaines parts de fiducie directement au public au prix d'offre inscrit sur la page couverture du présent prospectus et d'autres parts de fiducie à des courtiers au prix d'offre dans le public, moins une réduction ne dépassant pas ● \$ (● \$ US) par part de fiducie. Les preneurs fermes peuvent consentir une réduction ne dépassant pas ● \$ (● \$ US) par part de fiducie pour les ventes aux autres courtiers, et les courtiers peuvent également consentir cette réduction dans pareil cas. Si toutes les parts de fiducie ne sont pas vendues au prix d'offre initial, les représentants peuvent changer le prix d'offre dans le public et les autres conditions de vente. Les parts de fiducie sont offertes aux États-Unis en dollars américains à peu près au même prix que celui fixé en dollars canadiens, lequel est calculé en fonction de l'inverse du cours acheteur à midi à la date du présent prospectus, tel qu'il a été déclaré par la Federal Reserve Bank of New York, ainsi qu'en dollars canadiens au Canada.

Nous avons accordé une option aux preneurs fermes, laquelle peut être levée dans les 30 jours de la date du présent prospectus, pour acheter jusqu'à 1 050 000 parts de fiducie supplémentaires au prix d'offre dans le public, moins l'escompte de prise ferme. Les preneurs fermes peuvent lever l'option uniquement afin de couvrir les attributions excédentaires, s'il en est, dans le cadre du présent placement. Si l'option est levée, chaque preneur ferme doit acheter le nombre de parts de fiducie supplémentaires qui est à peu près proportionnel à ce qu'il s'était initialement engagé à acheter.

Nous avons convenu de ne pas, pendant les 90 jours à compter de la date du présent prospectus et sans le consentement préalable écrit de Marchés mondiaux CIBC inc. et de Salomon Smith Barney Inc., aliéner des parts de fiducie ou des titres convertibles en nos parts de fiducie ou échangeables contre nos parts de fiducie et de ne

pas effectuer d'opérations de couverture les visant, sauf dans le cadre (i) de l'octroi ou de la levée d'options ou de l'exercice de droits aux termes de notre régime d'options sur parts de fiducie et de notre régime incitatif de droits de souscription de parts de fiducie, (ii) de l'émission de parts de fiducie aux termes de notre régime de réinvestissement des distributions et de notre régime volontaire d'achat de parts de fiducie ou (iii) de l'émission directe de parts de fiducie aux termes d'une ou de plusieurs acquisitions dont les prix d'achat n'excèdent pas, dans l'ensemble, 400 M\$. Nos dirigeants et administrateurs, ainsi que certains de nos autres porteurs de parts, ont convenu de ne pas, pendant les 60 jours suivant la date du présent prospectus et sans le consentement préalable écrit de Marchés mondiaux CIBC inc. et de Salomon Smith Barney Inc., aliéner des parts de fiducie ou des titres convertibles en nos parts de fiducie ou échangeables contre nos parts de fiducie et de ne pas effectuer d'opérations de couverture les visant, sauf (i) s'il s'agit de la vente ou du transfert de parts de fiducie en raison de l'exercice d'un bon de souscription, ou d'un droit de souscription déjà en circulation ou de la levée d'une option déjà en circulation qui arriveraient par ailleurs à échéance moins de 60 jours après la date du prospectus ou (ii) s'il s'agit d'une aliénation de parts de fiducie à titre de don de bonne foi approuvé par Marchés mondiaux CIBC inc. et Salomon Smith Barney Inc.

Nos parts de fiducie actuellement émises et en circulation sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto sous le symbole « ERF.UN » et à la *New York Stock Exchange* sous le symbole « ERF ». La Bourse de Toronto a conditionnellement approuvé l'inscription à sa cote des parts de fiducie offertes aux termes du présent prospectus, sous réserve du respect par Enerplus de toutes les exigences de cette bourse au plus tard le 12 février 2003. La *New York Stock Exchange* a autorisé l'inscription à sa cote des parts de fiducie offertes aux termes du présent prospectus dès la réception d'un avis officiel de l'émission des parts de fiducie.

Le tableau suivant fait état de l'escompte de prise ferme que nous devons verser aux preneurs fermes dans le cadre du présent placement. Ces montants sont indiqués en supposant que l'option d'achat de parts supplémentaires des preneurs fermes ne sera pas levée ou le sera en entier.

	Versés par le Fonds Enerplus Resources					
	Option non levée			Option levée en entier		
Par part de fiducie	\$ CA	(	\$ US)	\$ CA	(	\$ US)
Total	\$ CA	(	\$ US)	\$ CA	(	\$ US)

Dans le cadre du présent placement de parts de fiducie, Marchés mondiaux CIBC inc. et Salomon Smith Barney Inc., pour le compte des preneurs fermes, peuvent acheter et vendre des parts de fiducie sur le marché libre. Ces opérations peuvent comprendre des ventes à découvert, des opérations visant à couvrir les démarcheurs et des opérations de stabilisation. Les ventes à découvert comprennent les ventes syndicataires de parts de fiducie dépassant le nombre que les preneurs fermes doivent acheter dans le cadre du placement, ce qui crée une position courte syndicaire. Par *vente à découvert « couverte »*, on entend la vente d'un volume de parts de fiducie ne dépassant pas le nombre de parts de fiducie représenté par l'option d'attributions excédentaires des preneurs fermes. Pour établir la source des parts de fiducie dans le but de liquider la position courte syndicaire couverte, les preneurs fermes tiendront compte, entre autres, du prix des parts de fiducie pouvant être achetées sur le marché libre par rapport au prix auquel ils peuvent acheter des parts de fiducie grâce à l'option pour attributions excédentaires. Les opérations visant à liquider la position courte syndicaire couverte comprennent l'achat de parts de fiducie sur le marché libre après la fin du placement ou la levée de l'option pour attributions excédentaires. Les preneurs fermes peuvent également effectuer des ventes à découvert « non couvertes » de parts de fiducie en excédent de l'option pour attributions excédentaires. Ils doivent liquider leur position courte non couverte en achetant des parts de fiducie sur le marché libre. Une position courte non couverte est davantage susceptible d'être créée si les preneurs fermes craignent que le prix des parts de fiducie subisse des pressions à la baisse sur le marché libre après la fixation de leur prix, ce qui pourrait nuire aux épargnants qui achètent des parts de fiducie dans le cadre du placement. Les opérations de stabilisation sont des offres d'achat ou des achats de parts de fiducie sur le marché libre pendant la durée du placement.

Les preneurs fermes peuvent également effectuer une opération visant à imposer des pénalités. Suivant de telles opérations, ils peuvent demander à un membre du syndicat financier le remboursement de la réduction de vente lorsque Marchés mondiaux CIBC inc. et Salomon Smith Barney Inc. rachètent des parts de fiducie que ce membre a initialement vendues afin de couvrir des positions courtes syndicataires ou d'effectuer des achats à des fins de stabilisation.

Aux termes des instructions générales de la Commission des valeurs mobilières du Québec et de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario, les preneurs fermes au Canada ne peuvent, pendant la période du placement, acheter ni offrir d'acheter des parts de fiducie. Cette restriction comporte certaines exceptions, tant que l'offre d'achat ou l'achat n'est pas fait dans le but de créer une activité réelle ou apparente relativement aux parts de fiducie ou de faire monter leur cours, ce qui comprend 1) une offre d'achat ou un achat autorisé aux termes des règlements et règles de la Bourse de Toronto relatifs aux activités de stabilisation du cours et de maintien passif du marché et 2) une offre d'achat ou un achat effectué pour le compte d'un client lorsque l'ordre n'a pas été sollicité pendant la période du placement. Aux termes de la première exception susmentionnée et dans le cadre du présent placement, les preneurs fermes peuvent effectuer des attributions excédentaires ou des opérations visant à stabiliser ou à maintenir le cours du marché des parts de fiducie à un niveau autre que celui qui serait par ailleurs formé sur le marché libre. Ces opérations, une fois commencées, peuvent être interrompues en tout temps.

Ces opérations peuvent empêcher ou retarder la diminution du cours du marché des parts de fiducie. De plus, en conséquence de ces opérations, le cours des parts de fiducie peut être plus élevé que celui qui aurait par ailleurs pu être formé sur le marché libre si elles n'avaient pas été effectuées. Les preneurs fermes peuvent effectuer ces opérations à la Bourse de Toronto, à la *New York Stock Exchange* ou sur le marché hors cote, entre autres. Si les preneurs fermes commencent ces opérations, ils peuvent les interrompre en tout temps.

Nous estimons que notre quote-part des frais globaux du présent placement s'élèvera à 2 millions de dollars.

Parce que des entités faisant partie du groupe de membres de la National Association of Securities Dealers, Inc. participant au présent placement recevront plus de 10 % du produit du présent placement, n'incluant pas la rémunération de prise ferme, celui-ci est effectué en conformité avec la règle de conduite 2710(c)(8) de la NASD. Aux termes de cette règle, il n'est pas nécessaire de nommer un preneur ferme indépendant qualifié dans le cadre du présent placement, puisqu'un marché indépendant de bonne foi (au sens de *bona fide independent market* dans la règle de conduite de la NASD) existe pour les parts de fiducie. Parce que la NASD est d'avis que les parts de fiducie offertes par les présentes constituent des participations dans un programme de participation directe, le placement est fait en conformité avec la règle de conduite 2810 de la NASD.

Marchés mondiaux CIBC inc., Salomon Smith Barney Inc., RBC Dominion valeurs mobilières Inc., BMO Nesbitt Burns Inc., Scotia Capitaux Inc., Financière Banque Nationale Inc. et Valeurs mobilières TD inc. sont chacune membres du groupe d'une banque à charte canadienne qui est un prêteur d'Enerplus. Pour une description de nos facilités bancaires, voir « Analyse par la direction des résultats d'exploitation et de la situation financière—Liquidités et ressources en capital » et la note 4 de nos états financiers consolidés non vérifiés au 30 septembre 2002 et pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées les 30 septembre 2002 et 2001 faisant partie du présent prospectus. Par conséquent, nous pourrions être considérés comme un émetteur associé à ces preneurs fermes aux termes des lois canadiennes sur les valeurs mobilières applicables. En date du 30 septembre 2002, les dettes contractées auprès de nos prêteurs aux termes de nos facilités de crédit s'élevaient à environ 94 millions de dollars. Nous respectons toutes les conditions importantes des ententes régissant nos facilités de crédit. Celles-ci ne sont pas garanties et notre situation financière n'a pas changé de façon importante depuis que les dettes ont été contractées aux termes des facilités de crédit. EnerMark et EGEM, pour notre propre compte, et les preneurs fermes ont pris la décision de placer les parts de fiducie offertes aux termes du présent prospectus et ont établi les conditions du placement par voie de négociation. Les banques membres du groupe des preneurs fermes n'ont nullement pris part à cette décision ni à cet établissement, mais elles ont été informées de l'émission et de ses conditions. En conséquence du présent placement, Marchés mondiaux CIBC inc., Salomon Smith Barney Inc., RBC Dominion valeurs mobilières Inc., BMO Nesbitt Burns Inc., Scotia Capitaux Inc., Financière Banque Nationale Inc. et Valeurs mobilières TD inc. recevront leur quote-part de l'escompte de prise ferme et de la commission de placement et, pour rembourser notre dette impayée, nous verserons une partie du produit du présent placement aux banques membres du groupe des preneurs fermes. Voir « Emploi du produit ».

EnerMark et EGEM, pour le compte d'Enerplus, et les preneurs fermes ont fixé le prix d'offre des parts de fiducie offertes aux termes du présent prospectus par voie de négociation.

Les preneurs fermes nous ont fourni des services bancaires d'investissement et des services conseils à l'occasion en contrepartie desquels ils ont reçu les honoraires et frais habituels. Les preneurs fermes peuvent, à l'occasion, prendre part à des opérations avec nous et nous offrir des services dans le cours normal de leurs affaires.

Un ou plusieurs preneurs fermes peuvent afficher un prospectus en format électronique sur leur sites Web. Les représentants peuvent convenir d'attribuer un certain nombre de parts de fiducie aux preneurs fermes à des fins de vente à leurs porteurs détenant un compte de courtage en ligne. Les représentants attribueront des parts de fiducie aux preneurs fermes qui peuvent effectuer des placements par Internet de la même façon que pour les autres attributions. De plus, les parts de fiducie peuvent être vendues par des preneurs fermes à des courtiers en valeurs qui les revendent à des porteurs qui détiennent des comptes de courtage en ligne.

Nous avons convenu d'indemniser les preneurs fermes à l'égard de certaines responsabilités, notamment celles aux termes de la loi intitulée *Securities Act of 1933*, dans sa version modifiée, et des lois sur les valeurs mobilières du Canada ou d'aider les preneurs fermes à effectuer les paiements qu'ils peuvent être tenus de faire en raison de ces responsabilités.

QUESTIONS D'ORDRE JURIDIQUE

Certaines questions d'ordre juridique ayant trait à l'émission des parts de fiducie offertes par le présent prospectus seront examinées pour le compte d'Enerplus par Blake, Cassels & Graydon s.r.l. de Calgary (Alberta), en ce qui concerne le droit canadien, et par Andrews & Kurth L.L.P. de Houston, au Texas, en ce qui concerne le droit américain. Certaines questions d'ordre juridique ayant trait à l'émission des parts de fiducie offertes par le présent prospectus seront examinées pour le compte des preneurs fermes par Burnet, Duckworth & Palmer LLP de Calgary (Alberta), en ce qui concerne le droit canadien, et par Shearman & Sterling de Toronto (Ontario), en ce qui concerne le droit américain. Les associés et avocats, en tant que groupe, de Blake, Cassels & Graydon s.r.l., d'une part, ainsi que ceux de Burnet, Duckworth & Palmer LLP, d'autre part, sont directement ou indirectement propriétaires de moins de 1 % des parts de fiducie en circulation.

EXPERTS

Nos états financiers consolidés au 31 décembre 2001 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001 inclus dans le présent prospectus et qui y sont intégrés par renvoi ont été vérifiés par Deloitte & Touche s.r.l., vérificateurs indépendants, tel qu'il est mentionné dans leur rapport inclus dans les présentes et intégré dans les présentes par renvoi, et ont été ainsi inclus et intégrés sur la foi de ce rapport qu'ils ont remis à titre d'experts en comptabilité et vérification. En date des présentes, les associés de Deloitte & Touche s.r.l., en tant que groupe, ne sont directement ou indirectement propriétaires véritables d'aucune part de fiducie du Fonds.

Nos états financiers consolidés inclus dans le présent prospectus et qui y sont intégrés par renvoi pour les exercices terminés les 31 décembre 2000 et 1999 ont été vérifiés par PricewaterhouseCoopers s.r.l., comptables agréés, tel qu'il est mentionné dans leur rapport figurant dans le présent prospectus, et sont inclus sur la foi de ce rapport qu'ils ont remis à titre d'experts en comptabilité et vérification.

Les estimations de réserves présentées dans le présent prospectus et qui y sont intégrées par renvoi sont fondées sur des rapports distincts préparés par Sproule Associates Limited relativement à nos réserves en date du 1^{er} janvier 2002 et relativement à une partie des réserves de Celsius en date du 1^{er} janvier 2002. D'autres estimations de réserves présentées dans le présent prospectus sont fondées sur un rapport préparé par Gilbert Laustsen Jung Associates Ltd. relativement à une partie des réserves de Celsius en date du 1^{er} janvier 2002. À la date des présentes, les associés, en tant que groupe, de Sproule Associates Limited sont directement ou indirectement propriétaires de moins de 1 % des parts de fiducie en circulation.

Les états financiers d'Enerplus précédant la fusion qui sont intégrés au présent prospectus pour les exercices terminés les 31 décembre 2000, 1999 et 1998 ont été vérifiés par Arthur Andersen s.r.l., tel qu'il est mentionné dans leur rapport y ayant trait, et sont intégrés par renvoi aux présentes sur la foi de ce rapport qu'ils ont remis à titre d'experts en comptabilité et vérification. Nous ne pouvons obtenir le consentement d'Arthur Andersen s.r.l. pour intégrer leur rapport au présent prospectus. Par conséquent, vous ne pourrez exercer aucun recours contre Arthur Andersen s.r.l. en vertu des lois canadiennes sur les valeurs mobilières et en vertu de l'article 11 de la loi intitulée *Securities Act of 1933*, dans sa version modifiée, en raison de toute information trompeuse au sujet d'un fait important contenue dans les états financiers vérifiés par Arthur Andersen s.r.l. ou de toute omission de mentionner un fait important devant y figurer. Voir « Documents intégrés par renvoi », « Facteurs de risque—Risques liés à Arthur Andersen s.r.l. » et « Droits de résolution et sanctions civiles ».

AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES

Compagnie Trust CIBC Mellon, à ses bureaux principaux à Calgary (Alberta), à Toronto (Ontario) et à Montréal (Québec), est l'agent des transferts et l'agent chargé de la tenue des registres pour les parts de fiducie.

Mellon Investor Services LLC à New York, dans l'État de New York, est le coagent des transferts pour les parts de fiducie.

DOCUMENTS INTÉGRÉS PAR RENVOI

Selon le régime de divulgation multinational adopté par les États-Unis et les provinces canadiennes, la SEC et les commissions des valeurs mobilières provinciales canadiennes nous permettent d'« intégrer par renvoi » dans le présent prospectus les renseignements que nous déposons auprès d'elles, ce qui signifie que nous pouvons vous divulguer des renseignements importants en vous demandant de vous reporter à ces documents. Par conséquent, certains documents qui ont été intégrés par renvoi dans le présent prospectus proviennent de documents fournis à la SEC et déposés auprès des commissions des valeurs mobilières ou d'autorités semblables au Canada.

Des renseignements intégrés par renvoi dans le présent prospectus proviennent de documents déposés auprès des commissions des valeurs mobilières ou d'autorités semblables au Canada. Vous pouvez vous procurer des exemplaires des documents intégrés par renvoi sans frais sur demande présentée au secrétaire d'EGEM, à The Dome Tower, suite 3000, 333 - 7th Avenue S.W., Calgary (Alberta) T2P 2Z1, téléphone (403) 298-2200 ou au moyen d'Internet en accédant aux documents d'information du Fonds disponibles sur le site du Système électronique de données, d'analyse et de recherche (SEDAR) à l'adresse www.sedar.com. Si le placement est fait au Québec, le présent prospectus simplifié contient une information conçue pour être complétée par la consultation du dossier d'information. On peut se procurer sans frais un exemplaire du dossier d'information auprès du secrétaire d'EGEM à l'adresse et au numéro de téléphone susmentionnés.

Sont intégrés par renvoi dans le présent prospectus des états financiers qui ont été vérifiés et ont fait l'objet d'un rapport par Arthur Andersen s.r.l. et pour lesquels nous n'avons pas obtenu le consentement d'Arthur Andersen s.r.l. en ce qui a trait à l'utilisation de son rapport de vérification. Le consentement d'Arthur Andersen s.r.l. n'a pas été obtenu en raison du fait que, le 3 juin 2002, Arthur Andersen s.r.l. a cessé d'exercer l'expertise comptable au Canada. Étant donné qu'Arthur Andersen s.r.l. n'a pas fourni ce consentement, les acheteurs de parts de fiducie aux termes du présent prospectus ne disposeront pas du droit d'action en dommages-intérêts prévu à l'encontre d'Arthur Andersen s.r.l. par les lois sur les valeurs mobilières applicables. Arthur Andersen s.r.l. peut ne pas disposer d'éléments d'actif suffisants pour satisfaire aux jugements rendus contre elle. Voir « Facteurs de risque—Risques liés à Arthur Andersen s.r.l. » et « Droits de résolution et sanctions civiles ».

Les documents énumérés ci-après ont été intégrés dans le présent prospectus par renvoi et en font partie intégrante :

- la notice annuelle de renouvellement datée du 10 avril 2002 du Fonds pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001;
- la circulaire de sollicitation de procurations par la direction du Fonds datée du 7 mars 2002 concernant l'assemblée générale annuelle et extraordinaire des porteurs de parts du Fonds qui a eu lieu le 25 avril 2002, à l'exception des rubriques intitulées « Graphique du rendement » et « Déclaration relative aux pratiques en matière de régie d'entreprise »;
- les états financiers consolidés comparatifs vérifiés du Fonds pour les exercices terminés les 31 décembre 2001, 2000 et 1999 ainsi que (i) le rapport de Deloitte & Touche s.r.l. daté du 16 octobre 2002 portant sur les états financiers pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001 et (ii) le rapport de PricewaterhouseCoopers s.r.l., les anciens vérificateurs d'EnerMark Income Fund, daté du 14 mars 2001 portant sur les états financiers pour les exercices terminés les 31 décembre 2000 et 1999;
- l'analyse par la direction de la situation financière et des résultats d'exploitation du Fonds pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001;
- les états financiers intermédiaires consolidés comparatifs non vérifiés du Fonds au 30 septembre 2002 et pour les périodes de trois et de neuf mois terminées les 30 septembre 2002 et 2001;
- l'analyse par la direction de la situation financière et des résultats d'exploitation du Fonds pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2002;
- les états financiers consolidés vérifiés du Fonds Enerplus Resources (avant le 21 juin 2001, date de la fusion avec EnerMark Income Fund, dont on a tenu compte à titre de prise de contrôle inversée du Fonds Enerplus Resources par EnerMark Income Fund) pour les exercices terminés les 31 décembre 2000, 1999 et 1998 ainsi que le rapport d'Arthur Andersen s.r.l. daté du 28 février 2001 portant sur ces états financiers;

- les états financiers consolidés comparatifs non vérifiés du Fonds Enerplus Resources (avant la fusion avec EnerMark Income Fund) pour les trimestres terminés les 31 mars 2001 et 2000.

Tout document du type de ceux mentionnés dans le paragraphe précédent, y compris les rapports de changement important (à l'exclusion des rapports confidentiels), les états financiers intermédiaires comparatifs, les états financiers annuels comparatifs ainsi que le rapport des vérificateurs qui s'y rapporte et les circulaires de sollicitation de procurations, que nous déposons auprès d'une commission des valeurs mobilières ou d'une autre autorité semblable au Canada après la date du présent prospectus et avant la fin du présent placement sera réputé intégré par renvoi dans le présent prospectus simplifié.

Nous intégrons également par renvoi tous les rapports annuels futurs et tous les autres renseignements que nous déposerons auprès de la SEC en vertu des paragraphes 13(a), 13(c) ou 15(d) de la Loi de 1934 durant cette période.

Toute information qui figure dans un document intégré ou réputé intégré par renvoi dans le présent prospectus est réputée modifiée ou remplacée, pour l'application du présent prospectus, dans la mesure où une information dans les présentes ou dans tout autre document ultérieurement déposé qui est également intégré ou réputé intégré par renvoi dans le présent prospectus la modifie ou la remplace. Il n'est pas nécessaire que dans l'information modificatrice ou de remplacement soit indiqué le fait que celle-ci modifie ou remplace une information antérieure ou qu'elle inclut une autre information figurant dans le document qu'elle modifie ou remplace. L'inclusion d'une information modificatrice ou de remplacement n'est pas réputée constituer, à quelque fin que ce soit, une admission du fait qu'au moment où l'information antérieure a été donnée elle constituait une information fausse ou trompeuse, une déclaration fausse d'un fait important ou une omission de déclarer un fait important qui doit être déclaré ou dont la mention est nécessaire pour éviter qu'une déclaration ne soit trompeuse à la lumière des circonstances dans lesquelles elle a été faite. Seul le texte qui modifie ou remplace une information est réputé faire partie du présent prospectus.

Tous les renseignements contenus dans le prospectus avec supplément-RFPV qui ne figurent pas dans le présent prospectus de base RFPV seront intégrés par renvoi dans le présent prospectus de base RFPV en date du prospectus avec supplément-RFPV.

RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

Nous avons déposé auprès de la SEC, 450 Fifth Street, N.W., Washington D.C. 20549, une déclaration d'enregistrement sur formulaire F-10 aux termes de la *Securities Act of 1933*, en sa version modifiée, relativement aux parts de fiducie offertes dans le présent prospectus. Le présent prospectus, qui fait partie intégrante de la déclaration d'enregistrement, ne contient pas tous les renseignements qui figurent dans la déclaration d'enregistrement. Certains renseignements ont été omis et vous êtes priés de vous reporter à la déclaration d'enregistrement et à ses pièces.

Vous pouvez consulter un exemplaire de la déclaration d'enregistrement, y compris les pièces et les documents déposés avec celle-ci, ainsi que tout rapport, toute déclaration ou tout autre renseignement que nous déposerons à l'avenir auprès de la SEC dans le centre de consultation public de la SEC situé à la salle 1024, Judiciary Plaza, 450 Fifth Street, N.W., Washington D.C. 20549. Vous pouvez également obtenir des exemplaires de ces documents auprès de la *Public Reference Section* de la SEC, salle 1024, Judiciary Plaza, 450 Fifth Street, N.W., Washington D.C. 20549, aux tarifs prescrits. Pour de plus amples renseignements, veuillez communiquer avec la SEC au 1 800 SEC-0330. Les documents déposés peuvent également être consultés de manière électronique sur l'Electronic Document Gathering and Retrieval System de la SEC (<http://www.sec.gov>), communément appelé EDGAR, ainsi qu'auprès de services commerciaux de recherche documentaire.

Nous sommes tenus de déposer des rapports aux termes de la *Securities Exchange Act of 1934*, en sa version modifiée (la *Loi de 1934*), et d'autres renseignements auprès de la SEC. Dans le cadre d'un régime d'information multinational adopté par les États-Unis, nous pouvons préparer ces rapports et ces autres renseignements conformément aux obligations d'information du Canada, qui diffèrent de celles qui sont en vigueur aux États-Unis. En outre, nous sommes assujettis aux exigences de dépôt prévues par la législation sur les valeurs mobilières de toutes les provinces ou de tous les territoires du Canada. Vous êtes priés de lire et de copier tout rapport, toute déclaration ou tout autre renseignement que nous déposons auprès des commissions des valeurs mobilières des provinces du Canada ou d'autres autorités de réglementation semblables à leur centre de consultation public respectif. Les documents déposés peuvent également être consultés de manière électronique sur le Système électronique de données, d'analyse et de recherche au Canada (<http://www.sedar.com>), communément appelé SEDAR. Le Système électronique de données, d'analyse et de recherche est l'équivalent

canadien du système EDGAR de la SEC. Les rapports et autres renseignements nous concernant devraient également être disponibles pour consultation aux bureaux de la Bourse de Toronto et de la *New York Stock Exchange*.

À titre d'« émetteur privé étranger » (*foreign private issuer*) aux termes de la Loi de 1934, nous avons l'intention de fournir à nos porteurs de parts des circulaires de sollicitation de procurations et des rapports annuels préparés conformément aux lois du Canada applicables. Nos rapports annuels seront disponibles dans les 140 jours de la fin de chaque exercice et contiendront nos états financiers consolidés vérifiés. Nous rendrons également disponibles les rapports trimestriels comprenant des renseignements financiers consolidés sommaires non vérifiés pour chacun des trois premiers trimestres d'exercice. Nous avons l'intention de préparer ces états financiers conformément aux PCGR au Canada et d'inclure un rapprochement par rapport aux PCGR aux États-Unis dans les notes aux états financiers consolidés annuels. Nous sommes dispensés des dispositions de la Loi de 1934 qui nous obligeraient à fournir aux porteurs de parts des circulaires de sollicitation de procurations dans la forme prescrite et qui visent les rapports et la responsabilité en matière de récupération des profits à court terme (*short swing profit*).

DOCUMENTS DÉPOSÉS EN TANT QUE PARTIE À LA DÉCLARATION D'ENREGISTREMENT AUX ÉTATS-UNIS

Une déclaration d'enregistrement sur formulaire F-10 a été déposée auprès de la SEC aux termes de la *Securities Act of 1933* des États-Unis, en sa version modifiée, relativement au présent placement. Les documents suivants ont été déposés auprès de la SEC en tant que partie à la déclaration d'enregistrement dont le présent prospectus fait partie, pour autant qu'ils sont exigés par le formulaire F-10 de la SEC :

- les documents énumérés dans le présent prospectus comme y étant intégrés par renvoi;
- le formulaire de convention de prise ferme;
- la lettre d'accord de Deloitte & Touche s.r.l. à l'égard des états financiers non vérifiés au 30 septembre 2002 et pour les périodes de trois et de neuf mois terminées les 30 septembre 2002 et 2001;
- le consentement de Blake, Cassels & Graydon s.r.l.;
- le consentement de Burnet, Duckworth & Palmer LLP;
- le consentement d'Andrews & Kurth L.L.P.;
- le consentement de Deloitte & Touche s.r.l.;
- le consentement de PricewaterhouseCoopers s.r.l.;
- le consentement de Sproule Associates Limited, experts-conseils pétroliers indépendants, à l'égard de l'utilisation de leur rapport sur nos réserves et de leur rapport sur une partie des réserves de Celsius;
- le consentement de Gilbert Laustsen Jung Associates Ltd., experts-conseils pétroliers indépendants, à l'égard de l'utilisation de leur rapport sur une partie des réserves de Celsius;
- les procurations aux termes desquelles les modifications à la déclaration d'enregistrement peuvent être signées;
- notre acte de fiducie.

Vous pouvez vous procurer sans frais des exemplaires des documents intégrés dans le présent prospectus par renvoi auprès du secrétaire d'EGEM, à The Dome Tower, Suite 3000, 333 - 7th Avenue S.W., Calgary (Alberta) T2P 2Z1 (téléphone : (403) 298-2200).

ADMISSIBILITÉ AUX FINS DE PLACEMENT

De l'avis de Blake, Cassels & Graydon s.r.l., conseillers juridiques d'Enerplus, et de Burnet, Duckworth & Palmer LLP, conseillers juridiques des preneurs fermes, les parts de fiducie offertes par les présentes constitueront des placements admissibles aux termes de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) pour les fiducies régies par des régimes enregistrés d'épargne-retraite, des fonds enregistrés de revenu de retraite, des régimes enregistrés d'épargne-études et des régimes de participation différée aux bénéfices, et elles ne constitueront pas des biens étrangers pour ces régimes.

DROITS DE RÉOLUTION ET SANCTIONS CIVILES

La législation en valeurs mobilières de certaines provinces du Canada confère à l'acquéreur un droit de résolution. Ce droit ne peut être exercé que dans les deux jours ouvrables suivant la réception réelle ou réputée

du prospectus et des modifications. Ces lois permettent également à l'acquéreur de demander la nullité, la révision du prix ou, dans certains cas, des dommages-intérêts par suite d'opérations de placement effectuées avec un prospectus contenant des informations fausses ou trompeuses, ou par suite de la non-transmission du prospectus. Toutefois, ces diverses actions doivent être exercées dans des délais déterminés. On se reportera aux dispositions applicables et on consultera éventuellement un avocat.

GLOSSAIRE

Dans le présent prospectus, les termes qui suivent ont la signification indiquée ci-après :

Enerplus et notre organisation

Celsius désigne Celsius Energy Resources Ltd., société par actions acquise par EnerMark le 21 octobre 2002 et fusionnée par la suite avec EnerMark Inc., sous la dénomination de laquelle elle a poursuivi ses activités.

EGEM désigne Enerplus Global Energy Management Company.

Enermark désigne EnerMark Inc. et ses filiales.

Enerplus, nous, nos et **notre** désignent le Fonds Enerplus Resources, EnerMark Inc., Enerplus Resources Corporation et leurs filiales, sur une base consolidée.

Groupe Enerplus désigne Enerplus, EGEM et, collectivement, les sociétés qu'elles ont remplacées.

ERC désigne Enerplus Resources Corporation et ses filiales.

Fonds désigne uniquement le Fonds Enerplus Resources.

sociétés en exploitation désigne EnerMark et ERC.

porteurs de parts désigne les porteurs de parts de fiducie émises par le Fonds.

Nos réserves

réserves établies désigne les réserves prouvées et 50 % des réserves probables, avant la déduction des redevances et en fonction d'hypothèses de prix et de coûts indexés, sauf indication contraire.

réserves probables désigne les réserves qui peuvent être récupérables en raison des effets bénéfiques pouvant découler de l'instauration future de certaines formes de maintien de la pression ou d'autres méthodes de récupération secondaire ou pouvant découler du rendement plus favorable d'un procédé de récupération existant que celui qui peut être considéré comme prouvé à l'heure actuelle, ou encore les réserves dont on peut raisonnablement présumer l'existence en raison d'indications géophysiques ou géologiques et de forages effectués dans des régions qui renferment des réserves prouvées. Les réserves probables sont présentées avant déduction des redevances et sont calculées en fonction d'hypothèses de prix et de coûts indexés, sauf indication contraire.

réserves prouvées nettes désigne la part des réserves prouvées attribuable aux participations directes, avant la déduction des redevances, en fonction d'hypothèses de prix et de coûts constants.

réserves prouvées désigne les volumes de pétrole, de gaz naturel et de sous-produits du gaz naturel dont les données techniques et géologiques démontrent avec une certitude raisonnable qu'ils pourront être récupérés à des taux commerciaux à partir de réservoirs de pétrole et de gaz naturel connus, compte tenu de la conjoncture économique et des conditions d'exploitation existantes, dans le cas des réserves calculées en fonction d'hypothèses de prix et de coûts constants, et de la conjoncture économique et des conditions d'exploitation actuellement prévues, dans le cas des réserves calculées en fonction d'hypothèses de prix et de coûts indexés.

réserves prouvées mises en valeur désigne les réserves prouvées que l'on prévoit être en mesure de récupérer à l'aide des puits, du matériel et des méthodes d'exploitation existants.

réserves prouvées productrices mises en valeur désigne les réserves prouvées qui sont actuellement en production à partir d'intervalles d'achèvement aménagés pour la production dans des puits existants.

réserves prouvées non productrices mises en valeur désigne les réserves prouvées qui ne sont pas actuellement en production mais qui existent à des intervalles d'achèvement sans être productrices dans des puits existants, derrière le tubage dans des puits existants ou à des profondeurs minimales sous le fonds actuel des puits existants. On prévoit que ces réserves prouvées seront mises en production au moyen des puits existants dans un avenir prévisible. Ces réserves sont classées comme des réserves prouvées mises en valeur car le coût de leur mise en production est relativement faible comparativement au coût d'un nouveau puits.

réserves prouvées non mises en valeur désigne les réserves prouvées que l'on prévoit extraire de nouveaux puits sur des périmètres non forés ou de puits existants lorsque des dépenses relativement importantes sont nécessaires pour l'achèvement de ces puits ou pour la mise en place d'installations de traitement et de collecte avant la mise

en production de ces réserves. Les réserves en périmètres non forés ne comprennent que les unités d'implantation de forage situées à proximité des unités productives et dont la production est raisonnablement assurée lorsqu'elles seront forées.

indice de durée des réserves désigne le nombre d'années obtenu en divisant les réserves établies à une date donnée (et, dans le cas d'Enerplus, au 1^{er} janvier d'une année donnée) par notre production brute estimative pour la période de douze mois qui suit. L'indice de durée des réserves est utilisé couramment dans les analyses d'entreprises pétrolières et gazières canadiennes. L'indice de durée des réserves établies et l'indice de durée des réserves prouvées sont calculés respectivement d'après les réserves établies et les réserves prouvées.

ratio R/P désigne le nombre obtenu en divisant les réserves prouvées nettes par la production nette moyenne des douze derniers mois de la propriété. Le ratio R/P est utilisé couramment dans les analyses d'entreprises pétrolières et gazières américaines.

Notre exploitation

AECO désigne la référence pour l'établissement du prix du gaz naturel du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, analogue au Henry Hub de NYMEX aux États-Unis.

ARTC désigne le crédit d'impôt au titre des redevances de l'Alberta.

b, **mb** et **Mmb** désignent respectivement un (des) baril(s), un millier de barils et un million de barils.

bj désigne des barils par jour.

bep, **mbep** et **Mmbep** désignent respectivement un baril d'équivalent pétrole, un millier de barils d'équivalent pétrole et un million de barils d'équivalent pétrole, un bep étant égal à un baril de pétrole ou de LGN ou à 6 mpc de gaz naturel.

bepj désigne des barils d'équivalent pétrole par jour.

Couronne désigne l'organisme gouvernemental canadien pertinent; il en est généralement question dans le contexte du paiement de redevances.

brut, **bruts**, **brute** ou **brutes** désigne, pour décrire notre part de la production ou des réserves, le total de nos participations directes avant la déduction des redevances payables à des tiers et, à l'égard de terrains et de puits, désigne le nombre total d'acres ou de puits, selon le cas, dans lesquels nous détenons une participation.

mpc, **Mmpc** et **gpc** désignent respectivement un millier de pieds cubes, un million de pieds cubes et un milliard de pieds cubes de gaz naturel.

mpcj et **Mmpcj** désignent respectivement un millier de pieds cubes par jour et un million de pieds cubes par jour.

Mmbtu désigne un million de Btu.

net, **nets**, **nette** ou **nettes** désigne, pour décrire notre part de la production ou des réserves, le total de nos participations directes après déduction des redevances payables à des tiers et, à l'égard des terrains et des puits, désigne notre participation dans ceux-ci.

LGN désigne des liquides de gaz naturel.

NYMEX désigne la *New York Mercantile Exchange*.

participation directe désigne le pourcentage de participation indivise détenu par une partie dans une propriété pétrolière et gazière.

TABLE DES MATIÈRES DES ÉTATS FINANCIERS

	<u>Page</u>
États financiers consolidés intermédiaires non vérifiés du Fonds Enerplus Resources au 30 septembre 2002 et pour le trimestre et la période de neuf mois terminés les 30 septembre 2002 et 2001	F-2
Rapport des vérificateurs de Deloitte & Touche, s.r.l., rapport des vérificateurs de PricewaterhouseCoopers srl et états financiers consolidés du Fonds Enerplus Resources pour les exercices terminés les 31 décembre 2001, 2000 et 1999	F-16
Renseignements supplémentaires sur les réserves publiés conformément à l'énoncé n° 69 du FASB (non vérifié)	F-40
Rapport sur la compilation de Deloitte & Touche, s.r.l., commentaires à l'intention des lecteurs des États-Unis à propos des différences de normes de rapport entre le Canada et les États-Unis et états financiers consolidés pro forma non vérifiés du Fonds Enerplus Resources pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001	F-45

FONDS ENERPLUS RESOURCES

BILAN CONSOLIDÉ

(en milliers de dollars)
(non vérifié)

	<u>30 septembre 2002</u>	<u>31 décembre 2001</u>
ACTIF		
Actif à court terme		
Espèces et quasi-espèces	3 471 \$	979 \$
Débiteurs	75 638	100 089
Autres actifs à court terme	3 377	4 869
	<u>82 486</u>	<u>105 937</u>
Immobilisations corporelles	2 814 368	2 667 504
Dépilation et amortissement cumulés	(643 572)	(489 188)
	<u>2 170 796</u>	<u>2 178 316</u>
Frais reportés (note 4)	1 847	—
	<u>2 255 129 \$</u>	<u>2 284 253 \$</u>
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs	76 582 \$	72 341 \$
Distributions à payer aux porteurs de parts	22 426	20 860
Somme à payer à un apparenté (note 3)	10 392	7 915
	<u>109 400</u>	<u>101 116</u>
Dette à long terme (note 4)	362 458	412 589
Impôts sur les bénéfices futurs	314 222	333 560
Provision pour restauration des lieux accumulée	58 538	55 403
Crédits reportés	4 848	6 591
Somme à payer à un apparenté (note 3)	1 525	1 909
	<u>741 591</u>	<u>810 052</u>
CAPITAUX PROPRES		
Avoir des porteurs de parts (note 2)	1 958 521	1 826 507
Bénéfice accumulé	389 069	324 570
Distributions en espèces accumulées	(943 452)	(777 992)
	<u>1 404 138</u>	<u>1 373 085</u>
	<u>2 255 129 \$</u>	<u>2 284 253 \$</u>
Nombre de parts de fiducie en circulation (en milliers)	<u>74 751</u>	<u>69 532</u>

FONDS ENERPLUS RESOURCES
ÉTAT CONSOLIDÉ DES RÉSULTATS
(en milliers de dollars, sauf les montants par part)
(non vérifié)

	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2002	2001	2002	2001
PRODUITS				
Ventes de pétrole et de gaz	151 286 \$	163 824 \$	428 408 \$	492 420 \$
Redevances à la Couronne	(21 161)	(24 231)	(66 013)	(89 536)
Redevances de propriétaire franc et autres redevances	(7 823)	(8 713)	(22 502)	(26 032)
	122 302	130 880	339 893	376 852
Intérêts créditeurs et autres produits	31	110	338	680
	122 333	130 990	340 231	377 532
CHARGES				
Frais d'exploitation	34 689	34 717	95 853	81 157
Frais généraux et d'administration	3 352	1 633	10 085	6 367
Frais de gestion (note 3)	7 216	2 497	13 571	6 957
Intérêts débiteurs (note 5)	5 169	5 121	12 705	13 473
Dépédition et amortissement	52 656	55 423	158 906	135 885
	103 082	99 391	291 120	243 839
Bénéfice avant impôts	19 251	31 599	49 111	133 693
Taxes sur le capital	1 294	1 352	3 950	3 624
Impôts sur les bénéfices futurs	(11 124)	5 106	(19 338)	(13 260)
BÉNÉFICE NET	<u>29 081 \$</u>	<u>25 141 \$</u>	<u>64 499 \$</u>	<u>143 329 \$</u>
Bénéfice net par part de fiducie				
De base	0,41 \$	0,39 \$	0,92 \$	2,82 \$
Dilué	0,41 \$	0,39 \$	0,92 \$	2,82 \$
Nombre moyen pondéré de parts en circulation (en milliers)				
De base	70 850	64 776	70 066	50 738
Dilué	71 019	64 853	70 181	50 817

ÉTAT CONSOLIDÉ DU BÉNÉFICE ACCUMULÉ
(en milliers de dollars)
(non vérifié)

	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2002	2001	2002	2001
Bénéfice accumulé, au début de la période	359 988 \$	262 489 \$	324 570 \$	144 301 \$
Bénéfice net	29 081	25 141	64 499	143 329
Bénéfice accumulé, à la fin de la période	<u>389 069 \$</u>	<u>287 630 \$</u>	<u>389 069 \$</u>	<u>287 630 \$</u>

FONDS ENERPLUS RESOURCES
ÉTAT CONSOLIDÉ DES FLUX DE TRÉSORERIE
(en milliers de dollars, sauf les montants par part)
(non vérifié)

	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2002	2001	2002	2001
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION				
Bénéfice net	29 081 \$	25 141 \$	64 499 \$	143 329 \$
Dépilation et amortissement	52 656	55 423	158 906	135 885
Impôts sur les bénéfices futurs	(11 124)	5 106	(19 338)	(13 260)
Coûts engagés au titre de l'abandon et de la restauration des lieux	(1 023)	(719)	(3 130)	(1 343)
Rentrées nettes liées à l'exploitation	69 590	84 951	200 937	264 611
Diminution (augmentation) des éléments hors caisse du fonds de roulement	1 787	(7 565)	21 832	(35 779)
	<u>71 377</u>	<u>77 386</u>	<u>222 769</u>	<u>228 832</u>
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT				
Émission de parts de fiducie, déduction faite des frais d'émission	124 591	11 253	131 274	45 845
Distributions en espèces aux porteurs de parts	(61 323)	(92 677)	(163 894)	(252 512)
Augmentation (diminution) de la dette à long terme	(78 351)	79 768	(50 131)	93 325
Paieement d'une somme due à un apparenté (note 3)	(128)	(127)	(384)	(127)
Charges reportées	—	—	(1 892)	—
	<u>(15 211)</u>	<u>(1 783)</u>	<u>(85 027)</u>	<u>(113 469)</u>
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT				
Immobilisations corporelles	(54 366)	(101 495)	(137 696)	(156 323)
Produit de la cession d'immobilisations corporelles	308	34 755	2 446	61 581
Acquisitions d'entreprises	—	(8 792)	—	(20 594)
	<u>(54 058)</u>	<u>(75 532)</u>	<u>(135 250)</u>	<u>(115 336)</u>
Augmentation de l'encaisse	2 108	71	2 492	27
Encaisse, au début de la période	1 363	802	979	846
Encaisse, à la fin de la période	<u>3 471 \$</u>	<u>873 \$</u>	<u>3 471 \$</u>	<u>873 \$</u>
Rentrées liées à l'exploitation par part	<u>0,98 \$</u>	<u>1,31 \$</u>	<u>2,87 \$</u>	<u>5,22 \$</u>
INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE				
Impôts payés en espèces	— \$	— \$	— \$	— \$
Intérêts versés en espèces	<u>2 099 \$</u>	<u>5 373 \$</u>	<u>9 483 \$</u>	<u>13 278 \$</u>

ÉTAT CONSOLIDÉ DES DISTRIBUTIONS EN ESPÈCES ACCUMULÉES
(en milliers de dollars)
(non vérifié)

	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2002	2001	2002	2001
Distributions en espèces accumulées, au début de la période	881 863 \$	619 051 \$	777 992 \$	447 158 \$
Distributions en espèces	61 589	87 712	165 460	259 605
Distributions en espèces accumulées, à la fin de la période	<u>943 452 \$</u>	<u>706 763 \$</u>	<u>943 452 \$</u>	<u>706 763 \$</u>

FONDS ENERPLUS RESOURCES
NOTES COMPLÉMENTAIRES CHOISIES

(les montants figurant dans les tableaux sont en milliers de dollars CA et en milliers de parts,
sauf les montants par part)
(non vérifié)

1. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

La direction de Fonds Enerplus Resources (« Enerplus » ou le « Fonds ») a dressé ses états financiers consolidés intermédiaires selon les principes comptables et les méthodes de calcul appliqués aux états financiers consolidés de l'exercice terminé le 31 décembre 2001, sauf dans les cas exposés ci-après. Les exigences d'information s'appliquant aux états financiers annuels prévoient la présentation d'informations additionnelles qui ne sont pas requises dans les états financiers intermédiaires. Par conséquent, les états financiers intermédiaires doivent être lus conjointement avec les états financiers du Fonds pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001. Les informations présentées ci-après s'ajoutent à celles figurant dans les états financiers consolidés annuels de 2001.

- a) La comptabilisation de la fusion d'EnerMark Income Fund (« EnerMark ») et de Fonds Enerplus Resources (« Enerplus ») survenue le 21 juin 2001 (la « fusion ») a été effectuée selon la méthode de l'acquisition appliquée à une prise de contrôle inversée. Par conséquent, les présents états financiers consolidés du Fonds comprennent les comptes du Fonds issu de la fusion pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002, mais les chiffres correspondants de l'exercice précédent incluent les comptes d'EnerMark au 30 septembre 2001 et pour la période de neuf mois terminée à cette date, ainsi que les résultats d'Enerplus pour la période s'échelonnant du 21 juin 2001 au 30 septembre 2001.

Tous les nombres de parts de fiducie et de bons de souscription jusqu'à la date de la fusion, soit le 21 juin 2001, ont été retraités en tenant compte du ratio d'échange de 0,173 part d'EnerMark pour chaque part d'Enerplus (le « ratio d'échange relatif à la fusion »).

- b) Le Fonds a adopté les recommandations de l'ICCA sur les rémunérations à base d'actions pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2002. Ces recommandations visent les nouveaux droits attribués à compter de cette date. Le Fonds a choisi de continuer à mesurer les charges de rémunération en fonction de la valeur intrinsèque des droits attribués à la date de l'octroi, et il constate ces charges sur la période d'acquisition des droits. Etant donné que le prix d'exercice des droits attribués se rapproche du cours des parts de fiducie à la date de l'octroi, aucune charge de rémunération ne figure à l'état consolidé des résultats.

Le prix d'exercice des droits attribués en vertu du régime de droits du Fonds peut être réduit au cours de périodes futures selon les modalités du régime de droits. Le montant de la réduction ne peut faire l'objet d'une estimation raisonnable puisqu'il dépend d'un grand nombre de facteurs, notamment, mais sans s'y limiter, les prix futurs réalisés à la vente de pétrole et de gaz naturel, la production future de pétrole et de gaz naturel, la détermination du montant à retenir sur les distributions futures pour financer les dépenses en immobilisations ainsi que l'achat et la vente d'immobilisations corporelles. Il est donc impossible de déterminer la juste valeur des droits attribués en vertu du régime.

FONDS ENERPLUS RESOURCES
NOTES COMPLÉMENTAIRES CHOISIES (suite)

(les montants figurant dans les tableaux sont en milliers de dollars CA et en milliers de parts,
 sauf les montants par part)
 (non vérifié)

2. CAPITAUX PROPRES

a) *Avoir des porteurs de parts*

Autorisé : un nombre illimité de parts de fiducie

Émis (en milliers)	30 septembre 2002		31 décembre 2001	
	Parts	Montant	Parts	Montant
Solde au début de la période	69 532	1 826 507 \$	40 925	1 050 986 \$
Parts émises contre espèces				
dans le cadre d'appels publics à l'épargne	4 750	120 886	4 313	101 039
dans le cadre de régimes d'options	98	1 905	135	2 530
dans le cadre de l'exercice de bons de souscription	—	—	1 197	33 319
à l'échéance de bons de souscription	—	—	—	2 846
Parts émises dans le cadre de l'acquisition éputée d'Enerplus (note 1)	—	—	20 863	582 364
Parts émises en vertu de la convention de gestion (note 3)	—	—	173	5 000
Régime de réinvestissement des distributions et d'achat de parts	340	8 483	659	16 577
Parts émises aux fins de l'acquisition de participations dans des propriétés	31	740	1 267	31 846
Solde à la fin de la période	<u>74 751</u>	<u>1 958 521 \$</u>	<u>69 532</u>	<u>1 826 507 \$</u>

Le 12 septembre 2002, Enerplus a conclu un placement de 4 750 000 parts de fiducie au montant de 26,85 \$ par part de fiducie pour un produit brut de 127 538 000 \$ (montant net de 120 886 000 \$).

b) *Régime d'options sur parts*

Au 30 septembre 2002, 150 000 options attribuées en vertu du régime d'options sur parts de fiducie étaient en cours, soit 0,2 % du total des parts en circulation. Les mouvements des options émises en vertu du régime d'options se résument comme suit :

(en milliers, sauf les montants par part)	30 septembre 2002		31 décembre 2001	
	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen pondéré	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen pondéré
Options en cours au début de la période	264	20,93 \$	363 ¹⁾	21,03 \$
Exercées	(98)	19,55	(55)	21,94
Annulées	(16)	22,73	(44)	20,47
Options en cours à la fin de la période	<u>150</u>	21,75 \$	<u>264</u>	20,93 \$
Options pouvant être exercées à la fin de la période	<u>119</u>		<u>99</u>	

1) Représente le solde des options au 21 juin 2001, après la fusion d'EnerMark et d'Enerplus.

Aucune nouvelle option n'a été octroyée en vertu du régime d'options sur parts de fiducie, car ce régime a été remplacé par le régime incitatif de droits de souscription de parts de fiducie décrit ci-dessous.

FONDS ENERPLUS RESOURCES
NOTES COMPLÉMENTAIRES CHOISIES (suite)

(les montants figurant dans les tableaux sont en milliers de dollars CA et en milliers de parts,
sauf les montants par part)
(non vérifié)

2. CAPITAUX PROPRES (suite)

c) *Régime incitatif de droits de souscription de parts de fiducie*

Au 30 septembre 2002, un total de 1 348 000 droits avaient été émis (réservés : 2 740 000) en vertu du régime incitatif de droits de souscription de parts de fiducie, dont aucun ne peut encore être exercé. Aux termes du régime incitatif, toute distribution par part de fiducie versée aux porteurs de parts d'Enerplus au cours d'un trimestre civil donné qui représente un rendement des immobilisations corporelles nettes d'Enerplus de plus de 2,5 % à la fin de ce trimestre donne lieu à une réduction du prix d'exercice des droits. Selon les résultats des deuxième et troisième trimestres de 2002, il a été calculé que le prix d'exercice sera réduit de 0,07 \$ par part de fiducie (à compter d'octobre 2002) et de 0,14 \$ par part de fiducie (à compter de janvier 2003).

Comme on ne peut pas déterminer la juste valeur des droits attribués dans le cadre du régime, les charges de rémunération aux fins de la présentation de l'information financière pro forma ont été déterminées en fonction de l'excédent du prix des parts sur le prix d'exercice à la date des états financiers. Pour le trimestre et la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002, des montants de 150 000 \$ et de 183 000 \$, respectivement, seraient portés en réduction du bénéfice net au titre des charges de rémunération liées aux droits attribués dans le cadre du régime depuis le 1^{er} janvier 2002, l'incidence sur le bénéfice net par part de fiducie étant négligeable durant ces périodes.

Les mouvements des droits émis en vertu du régime incitatif se résument comme suit :

(en milliers, sauf les montants par part)	30 septembre 2002		31 décembre 2001	
	Nombre de droits	Prix d'exercice moyen pondéré	Nombre de droits	Prix d'exercice moyen pondéré
Droits en circulation au début de la période	1 318	24,50 \$	—	—
Attribués	145	26,66 \$	1 360	24,50 \$
Annulés	(115)	24,47 \$	(42)	24,50 \$
Droits en circulation à la fin de la période	<u>1 348</u>	24,63 \$	<u>1 318</u>	24,50 \$

3. OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Le Fonds reçoit des services de gestion, de conseil et d'administration d'Enerplus Global Energy Management Company (« EGEM ») aux termes d'une convention prévoyant des honoraires et le remboursement de frais. Des frais de gestion de 13 571 000 \$ figurent à l'état consolidé des résultats pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002. Ce montant comprend les frais de gestion de base gagnés de 6 291 000 \$ et les honoraires liés au rendement accumulés de 7 280 000 \$. Les honoraires liés au rendement ne sont pas déterminés avant le 31 décembre 2002, et peuvent donc augmenter ou diminuer d'ici la fin de l'exercice. Au 30 septembre 2002, un montant de 9 883 000 \$ était payable à EGEM conformément à cette convention.

En outre, en vertu d'une convention d'achat d'actions relative à la fusion, le Fonds a acquis des actions d'Enerplus Resources Corporation détenues par EGEM. La contrepartie à verser pour les actions se chiffre à 2 545 000 \$ et elle est remboursable sur une période de cinq ans, à raison de versements trimestriels de 127 000 \$, au moyen de réductions des honoraires de gestion. Au 30 septembre 2002, la dette résiduelle aux termes de cette convention s'élève à 2 035 000 \$, dont une tranche de 509 000 \$ correspond à la tranche échéant à moins d'un an.

Outre les opérations décrites ci-dessus, Enerplus a conclu des contrats portant sur des instruments financiers aux taux courants du marché avec une filiale indirecte d'El Paso Corporation, société mère originaire de EGEM, ainsi qu'il est mentionné à la note 5.

FONDS ENERPLUS RESOURCES
NOTES COMPLÉMENTAIRES CHOISIES (suite)

(les montants figurant dans les tableaux sont en milliers de dollars CA et en milliers de parts,
sauf les montants par part)
(non vérifié)

4. DETTE À LONG TERME

	<u>30 septembre 2002</u>	<u>31 décembre 2001</u>
Facilités de crédit bancaire	94 130 \$	412 589 \$
Billets non garantis de premier rang	<u>268 328</u>	<u>—</u>
Total de la dette à long terme	<u>362 458 \$</u>	<u>412 589 \$</u>

Des billets non garantis de premier rang (les « billets ») d'une valeur de 175 000 000 \$ US ont été émis le 19 juin 2002. Ces billets viennent à échéance le 19 juin 2014 et portent intérêt au taux annuel de 6,62 %. Les intérêts sont exigibles semestriellement le 19 juin et le 19 décembre de chaque année. En vertu de la convention d'achat de billets, le Fonds est tenu de rembourser le capital en cinq paiements annuels représentant chacun 20 % du capital initial, à compter du 19 juin 2010.

Parallèlement à cette émission de billets, le Fonds a conclu un swap de devises avec un consortium d'importantes institutions financières. En vertu de ce swap, le montant des billets aux fins du remboursement des intérêts et du capital a été fixé à un montant nominal de référence de 268 328 000 \$ CA. Les intérêts sont établis à des taux variables, selon le taux des acceptations bancaires canadiennes de trois mois, majoré de 1,18 %. Les coûts engagés relativement à l'émission de ces billets se chiffrent à 1 892 000 \$ et ils sont amortis sur la durée des billets. Au 30 septembre 2002, le montant non amorti lié à ces coûts s'élevait à 1 847 000 \$.

Après le 30 septembre 2002, la base d'emprunt du Fonds a grimpé jusqu'à 700 000 000 \$. Par conséquent, le montant de crédit disponible en vertu des facilités de crédit bancaire (les « facilités ») est passé de 351 672 000 \$ à 431 672 000 \$. Les facilités demeurent non garanties et comprennent une marge de crédit consentie de 402 000 000 \$ pouvant être renouvelée pour une durée supplémentaire de deux ans, ainsi qu'une ligne de crédit à l'exploitation à vue de 29 672 000 \$. Diverses options d'emprunt sont disponibles aux termes des facilités, y compris des avances basées sur le taux préférentiel et des acceptations bancaires.

5. INSTRUMENTS FINANCIERS

Le Fonds a recours à divers types d'instruments financiers afin de gérer le risque lié aux variations des prix des marchandises. La juste valeur de ces instruments repose sur une approximation des montants qui auraient été obtenus de contreparties ou payés à celles-ci en vue de régler les instruments en cours au 30 septembre 2002, comme ils étaient évalués par comparaison aux prix de contrats à terme de gré à gré et aux évaluations à la valeur du marché provenant d'une source indépendante. Le Fonds s'expose à des pertes éventuelles découlant de l'inexécution des contreparties à ces instruments financiers. Le Fonds maîtrise ce risque de crédit en sélectionnant des contreparties solvables.

Swaps de taux d'intérêt et swaps de devises

Outre le swap de devises décrit à la note 4, le Fonds a conclu divers contrats de swaps de taux d'intérêt sur un montant nominal de référence de la dette bancaire, comme suit :

<u>Durée</u>	<u>Montant nominal de référence</u>	<u>Taux fixe¹⁾</u>
Du 18 janvier 2002 au 18 janvier 2005	25 M\$	3,89 %
Du 3 juin 2002 au 3 juin 2005	25 M\$	4,70 %
Du 4 juin 2002 au 4 juin 2005	<u>25 M\$</u>	<u>4,65 %</u>
	<u>75 M\$</u>	

1) Avant les frais bancaires, qui devraient s'élever entre 0,85 % et 1,05 %.

FONDS ENERPLUS RESOURCES
NOTES COMPLÉMENTAIRES CHOISIES (suite)

(les montants figurant dans les tableaux sont en milliers de dollars CA et en milliers de parts,
sauf les montants par part)
(non vérifié)

5. INSTRUMENTS FINANCIERS (suite)

La valeur de marché relative aux 75,0 M\$ en swaps de taux d'intérêt représentent, au 30 septembre 2002, une perte non réalisée de 2,0 M\$. Les valeurs du marché des swaps de devises liés aux billets non garantis de premier rang au 30 septembre 2002 représentent un gain non réalisé de 40,0 M\$.

Pétrole brut

Enerplus a conclu les contrats d'option sur sa production de pétrole brut suivants, qui visent à réduire l'incidence d'une baisse des prix du pétrole brut. Le coût non encore amorti de ces contrats s'élève à environ 215 000 \$. La valeur du marché des contrats financiers liés au pétrole brut au 30 septembre 2002 correspond à une perte non réalisée de 8 979 000 \$.

Durée	Volume bj	Prix du pétrole brut WTI en \$ US		
		Option d'achat vendue	Option de vente achetée	Option de vente vendue
1 ^{er} juill. 2002 au 31 déc. 2002				
Option triple	1 500	27,00 \$ US	19,50 \$ US	16,00 \$ US
Option triple ¹⁾	1 500	25,00 \$ US	19,50 \$ US	17,00 \$ US
Option triple	2 175	27,00 \$ US	19,50 \$ US	17,00 \$ US
Option triple	1 500	28,00 \$ US	20,10 \$ US	17,00 \$ US
Option triple ²⁾	1 500	31,00 \$ US	22,00 \$ US	19,50 \$ US
Option triple ²⁾	1 500	30,00 \$ US	24,00 \$ US	21,35 \$ US
1 ^{er} oct. 2002 au 30 sept. 2004				
Option triple ²⁾	1 500	29,00 \$ US	22,00 \$ US	19,25 \$ US
1 ^{er} janv. 2003 au 30 sept. 2004				
Option triple ²⁾	1 500	30,00 \$ US	23,00 \$ US	20,00 \$ US
1 ^{er} janv. 2003 au 31 déc. 2003				
Option triple	1 500	27,00 \$ US	19,50 \$ US	17,00 \$ US
Option triple	1 500	28,00 \$ US	20,15 \$ US	17,00 \$ US
Option triple ²⁾	1 500	28,51 \$ US	22,00 \$ US	19,50 \$ US
1 ^{er} janv. 2003 au 30 juin 2004				
Option triple ²⁾	1 500	28,00 \$ US	22,50 \$ US	19,60 \$ US
Option triple ²⁾	500	28,00 \$ US	22,50 \$ US	19,90 \$ US
1 ^{er} janv. 2003 au 31 déc. 2004				
Option triple ³⁾	1 500	29,50 \$ US	22,00 \$ US	20,00 \$ US

1) La contrepartie à ce contrat d'option triple portant sur du pétrole brut est une filiale d'El Paso Corporation, société mère originaire d'EGEM (se reporter à la note 3), et le montant à recevoir/à payer au titre de cette opération n'est pas important à l'heure actuelle. Le solde des primes sur option afférentes à cet instrument s'établit à 69 000 \$ et est amorti sur la durée restante des contrats.

2) Contrats d'option conclus au troisième trimestre de 2002.

3) Opérations conclues après le 30 septembre 2002 qui ne sont pas comprises dans les valeurs du marché.

Gaz naturel

Outre les opérations de couverture du prix du pétrole brut décrites ci-dessus, Enerplus dispose de contrats ayant comme sous-jacent des actifs financiers et des marchandises portant sur sa production de gaz naturel brut, qui sont décrits ci-dessous. Les coûts non encore amortis de ces contrats s'élèvent à 0,01 \$ par part de fiducie ou

FONDS ENERPLUS RESOURCES
NOTES COMPLÉMENTAIRES CHOISIES (suite)

(les montants figurant dans les tableaux sont en milliers de dollars CA et en milliers de parts,
sauf les montants par part)
(non vérifié)

5. INSTRUMENTS FINANCIERS (suite)

509 000 \$ pour 2002, et à 0,02 \$ par part de fiducie ou 1 694 000 \$ pour 2003. La valeur du marché des contrats financiers liés au gaz naturel au 30 septembre 2002 correspond à une perte non réalisée de 17 981 000 \$.

<u>Durée</u>	<u>Mmpcj</u>	<u>\$ CA/mpc—AECO</u>				
	<u>Volume quotidien</u>	<u>Option d'achat vendue</u>	<u>Option de vente achetée</u>	<u>Option de vente vendue</u>	<u>Prix fixe</u>	<u>Prix croissant</u>
1 ^{er} juill. 2002 au 31 oct. 2002						
Sous-jacent marchandise	3,8	—	—	—	2,63 \$	—
Sous-jacent marchandise	8,5	—	—	—	3,97 \$	—
Tunnel ¹⁾	9,5	5,27 \$	3,69 \$	—	—	—
Option de vente ¹⁾	9,5	—	3,69 \$	—	—	—
Option triple	9,5	4,22 \$	3,29 \$	2,37 \$	—	—
1 ^{er} juill. 2002 au 31 déc. 2002						
Sous-jacent marchandise	2,8	—	—	—	2,64 \$	—
Sous-jacent marchandise	2,0	—	—	—	—	2,01 \$
Swap	3,8	—	2,90 \$	—	—	—
Tunnel	7,6	4,22 \$	3,43 \$	—	—	—
Tunnel	5,7	4,81 \$	3,43 \$	—	—	—
Tunnel	14,2	4,22 \$	3,32 \$	—	—	—
1 ^{er} nov. 2002 au 31 déc. 2002						
Tunnel ¹⁾	7,1	5,27 \$	3,69 \$	—	—	—
Option de vente ¹⁾	7,1	—	3,69 \$	—	—	—
Option d'achat	9,5	6,33 \$	—	—	—	—
1 ^{er} nov. 2002 au 31 mars 2003						
Option triple ²⁾³⁾	4,8	7,39 \$	5,28 \$	4,22 \$	—	—
Option triple ⁴⁾⁵⁾	4,8	7,39 \$	5,28 \$	4,22 \$	—	—
1 ^{er} janv. 2003 au 31 mars 2003						
Option d'achat	9,5	6,33 \$	—	—	—	—
1 ^{er} janv. 2003 au 31 oct. 2003						
Sous-jacent marchandise	2,8	—	—	—	2,64 \$	—
Tunnel ¹⁾	7,1	5,27 \$	3,69 \$	—	—	—
Option de vente ¹⁾	7,1	—	3,69 \$	—	—	—
1 ^{er} janv. 2003 au 31 déc. 2003						
Sous-jacent marchandise	2,0	—	—	—	—	2,23 \$
Swap	3,8	—	2,90 \$	—	—	—
Option triple	9,5	7,91 \$	4,27 \$	3,17 \$	—	—
1 ^{er} janv. 2003 au 30 juin 2004						
Option triple	9,5	7,39 \$	4,75 \$	3,17 \$	—	—
1 ^{er} janv. 2003 au 30 sept. 2004						
Option triple ²⁾	9,5	6,67 \$	4,75 \$	3,17 \$	—	—
Option triple ²⁾	9,5	7,39 \$	4,75 \$	3,69 \$	—	—
1 ^{er} janv. 2003 au 31 oct. 2006						
Swap ⁵⁾	9,5	—	5,47 \$	—	—	—

FONDS ENERPLUS RESOURCES
NOTES COMPLÉMENTAIRES CHOISIES (suite)

(les montants figurant dans les tableaux sont en milliers de dollars CA et en milliers de parts,
sauf les montants par part)
(non vérifié)

5. INSTRUMENTS FINANCIERS (suite)

Durée	Mmpej	\$ CA/mpc—AECO				
	Volume quotidien	Option d'achat vendue	Option de vente achetée	Option de vente vendue	Prix fixe	Prix croissant
1 ^{er} avril 2003 au 31 oct. 2003						
Tunnel ²⁾	4,8	6,25 \$	4,75 \$	—	—	—
Tunnel ⁵⁾	4,8	6,25 \$	4,75 \$	—	—	—
1 ^{er} janv. 2004 au 31 oct. 2004	3,8	—	2,90 \$	—	—	—
Swap						
2004 - 2010						
Sous-jacent marchandise	2,0	—	—	—	—	2,33 \$

- 1) La contrepartie à ces tunnels et options de vente de gaz naturel est une filiale d'El Paso Corporation, société mère originaire d'EGEM (se reporter à la note 3), et les montants à recevoir/à payer au titre de ces opérations ne sont pas importants à l'heure actuelle. Le solde des primes sur option afférentes à ces instruments s'établit à 2 203 000 \$ et est amorti sur la durée restante des contrats.
- 2) Opérations supplémentaires conclues au troisième trimestre de 2002.
- 3) Enerplus vend des contrats ayant comme sous-jacent du gaz naturel à l'indice mensuel moins 0,05/mpc.
- 4) Enerplus vend des contrats ayant comme sous-jacent du gaz naturel à l'indice mensuel moins 0,11/mpc.
- 5) Opérations conclues après le 30 septembre 2002 qui ne sont pas comprises dans les valeurs du marché.

6. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

L'acquisition de la participation directe dans la concession des sables bitumineux n° 24 (bail de Joslyn Creek) comprenait la prise en charge d'un emprunt de projet conditionnelle d'environ 4 100 000 \$, soit un capital de 3 360 000 \$ et des intérêts courus d'environ 740 000 \$. L'intérêt est calculé au taux préférentiel de la Banque du Canada et n'est pas composé. L'emprunt est conditionnel à l'atteinte d'un taux minimal de production et d'établissement des prix relativement à la mise en valeur de la concession. Comme le projet n'est pas encore assez avancé pour déterminer si ces taux minimaux seront atteints, l'emprunt conditionnel n'a pas été comptabilisé dans les états financiers consolidés.

7. ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR AU 30 SEPTEMBRE 2002

Après le 30 septembre 2002, le Fonds a acquis toutes les actions émises et en circulation de Celsius Energy Resources Ltd., une société fermée du domaine pétrolier et gazier, pour une contrepartie en espèces totale d'environ 165,9 M\$, y compris les ajustements au fonds de roulement. L'acquisition sera comptabilisée selon la méthode de l'acquisition et les résultats d'exploitation seront compris dans les états financiers consolidés du Fonds à partir de la date de clôture, soit le 21 octobre 2002.

8. DIFFÉRENCES ENTRE LES PRINCIPES COMPTABLES GÉNÉRALEMENT RECONNUS DU CANADA ET DES ÉTATS-UNIS

Les états financiers consolidés du Fonds ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada (les « PCGR du Canada »). Ces principes, tels qu'ils s'appliquent aux états financiers consolidés du Fonds, diffèrent des principes comptables généralement reconnus des États-Unis (les « PCGR des États-Unis ») comme suit :

- a) Pour les sociétés inscrites à la Securities and Exchange Commission des États-Unis qui appliquent la méthode du plafonnement du coût entier, selon les PCGR des États-Unis, la valeur comptable des propriétés

FONDS ENERPLUS RESSOURCES
NOTES COMPLÉMENTAIRES CHOISIES (suite)

(les montants figurant dans les tableaux sont en milliers de dollars CA et en milliers de parts,
 sauf les montants par part)
 (non vérifié)

8. DIFFÉRENCES ENTRE LES PRINCIPES COMPTABLES GÉNÉRALEMENT RECONNUS DU CANADA ET DES ÉTATS-UNIS (suite)

pétrolières et gazières et des installations s'y rattachant, déduction faite des impôts reportés, ne doit pas dépasser la valeur actualisée des produits nets futurs après impôts qui seront tirés des réserves prouvées, calculée au moyen d'un taux d'actualisation de 10 % (et fondée sur les prix et les coûts en date du bilan), plus le moindre du coût ou de la juste valeur des réserves non prouvées. Selon les PCGR du Canada, le plafonnement du coût entier ne fait pas appel à un facteur d'actualisation, mais tient compte des frais généraux et d'administration, des frais de gestion et des intérêts débiteurs.

Lorsque le montant de la réduction de valeur établie dans le cadre du plafonnement du coût entier selon les PCGR du Canada diffère de celui calculé selon les PCGR des États-Unis, le montant comptabilisé au poste Déplétion et amortissement différera au cours des exercices subséquents. Au 30 septembre 2002, l'application du plafonnement du coût entier selon les PCGR des États-Unis n'a pas donné lieu à une réduction de valeur des coûts capitalisés. Au 30 septembre 2001, l'application du plafonnement du coût entier selon les PCGR des États-Unis avait donné lieu à une réduction de valeur de 744,3 M\$ (458,4 M\$ après impôts) des coûts capitalisés.

- b) Le SFAS 123, « Accounting for Stock-based Compensation », prévoit des normes concernant la comptabilisation et la présentation de l'information financière des régimes de rémunération à base d'actions et des opérations dans le cadre desquelles une entité émet des instruments de capitaux propres afin d'acquérir des biens ou des services de non-salariés. Comme le permet le SFAS 123, Enerplus a fait le choix de continuer à mesurer la charge de rémunération selon la valeur intrinsèque des attributions aux fins de la comptabilisation des ententes de rémunération à base d'actions qui est prévue dans l'Accounting Principles Board Opinion 25 (« APB 25 »). Puisque le prix d'exercice de la totalité des options sur parts et des droits de souscription de parts de fiducie attribués correspond au prix du marché à la date de l'attribution, aucune charge de rémunération n'a été imputée aux résultats. Si la charge de rémunération liée à toutes les options sur parts d'Enerplus avait été déterminée en fonction de la juste valeur marchande aux dates des attributions, conformément à la méthode prévue dans le SFAS 123, les montants pro forma suivants auraient été déclarés au titre du résultat net et du résultat net par part d'Enerplus pour les trimestres et les périodes de neuf mois terminés les 30 septembre 2002 et 2001 :

	<u>Trimestre terminé le 30 septembre 2002</u>	<u>Trimestre terminé le 30 septembre 2001</u>	<u>Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002</u>	<u>Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2001</u>
	(en milliers, sauf les montants par part)			
Bénéfice net (perte nette) :				
Présenté(e) selon les PCGR des				
États-Unis	29 899 \$	(431 037)\$	83 211 \$	(282 686)\$
Pro forma	29 612 \$	(431 253)\$	82 619 \$	(282 915)\$
Bénéfice net (perte nette) par part				
De base				
Présenté(e) selon les PCGR des				
États-Unis	0,42 \$	(6,65)\$	1,19	(5,57)\$
Pro forma	0,42 \$	(6,65)\$	1,18 \$	(5,57)\$
Dilué(e)				
Présenté(e) selon les PCGR des				
États-Unis	0,42 \$	(6,65)\$	1,19 \$	(5,57)\$
Pro forma	0,42 \$	(6,65)\$	1,18 \$	(5,57)\$

Comme le prix d'exercice des droits de souscription des parts de fiducie pourrait, de temps à autre, être révisé à la baisse, le régime de droits de souscription des parts de fiducie constitue un régime de rémunération variable aux termes des PCGR des États-Unis. L'excédent du cours sur le prix d'exercice des

FONDS ENERPLUS RESOURCES
NOTES COMPLÉMENTAIRES CHOISIES (suite)

(les montants figurant dans les tableaux sont en milliers de dollars CA et en milliers de parts,
sauf les montants par part)
(non vérifié)

8. DIFFÉRENCES ENTRE LES PRINCIPES COMPTABLES GÉNÉRALEMENT RECONNUS DU CANADA ET DES ÉTATS-UNIS (suite)

droits à la fin de chaque période donne lieu à une charge de rémunération, qui est reportée puis imputée aux résultats sur la période d'acquisition des droits. Au cours du premier trimestre de 2002, une réduction à la baisse du prix d'exercice de 0,12 \$ par droit pour 1,4 million de droits a eu lieu, ce qui fait donc du régime de droits de souscription de parts de fiducie un régime de rémunération variable. Par conséquent, une charge au bénéfice net de 3,5 M\$ et de 5,6 M\$ a été constatée pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2002, respectivement. Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2001, aucune révision à la baisse du prix d'exercice n'a eu lieu et aucune charge de rémunération n'a été constatée à l'égard de ces droits.

- c) Selon les PCGR des États-Unis, la date de mesure des opérations d'acquisition correspond à la date de l'annonce de l'acquisition. Auparavant, selon les PCGR du Canada, la date de mesure correspondait à la date de clôture de l'opération. Par conséquent, selon les PCGR des États-Unis, l'avoir des porteurs de parts et les immobilisations corporelles ont été augmentés de 37,3 M\$ au 30 septembre 2001 pour tenir compte des écarts de valeur des parts de fiducie émises dans le cadre de la fusion.
- d) Aux fins de la présentation de l'information financière aux États-Unis, le Fonds a adopté le Statement of Financial Accounting Standards (le « SFAS ») 133, « Accounting for Derivative Instruments and Hedging Activities » avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2001. Le SFAS 133 définit des normes en matière de comptabilité et de présentation de l'information financière en vertu desquelles les instruments dérivés (y compris les instruments dérivés intégrés dans d'autres contrats), comme ils sont définis, doivent être comptabilisés à titre d'actif ou de passif au bilan et mesurés à leur juste valeur. Il prévoit aussi la constatation des variations de leur juste valeur dans les résultats de l'exercice concerné à moins que les critères propres à la comptabilisation des opérations de couverture ne soient satisfaits.

À l'égard des contrats ayant comme sous-jacent du gaz naturel et du pétrole brut qui ne répondent pas aux conditions de la comptabilité de couverture selon le SFAS 133, le Fonds a constaté une perte de 14,7 M\$ (8,4 M\$, déduction faite des impôts) et de 26,2 M\$ (15,0 M\$, déduction faite des impôts) pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2002, respectivement.

- e) Selon les PCGR des États-Unis, le résultat global doit être présenté en plus du résultat net. Le résultat global pour la période de neuf mois du Fonds comprend un gain net non réalisé sur les instruments répondant aux conditions de la comptabilité de couverture aux termes du SFAS 133 incluant une perte non réalisée sur les opérations de couverture de 2,0 M\$ (1,2 M\$, déduction faite des impôts) sur les 75 M\$ du swap de taux d'intérêt, un gain non réalisé sur les opérations de couverture de 40,0 M\$ (23,0 M\$, déduction faite des impôts) lié au swap de devises combiné sur les billets non garantis de premier rang et une perte non réalisée de 0,8 M\$ liée aux variations de la juste valeur des contrats du Fonds ayant comme sous-jacent du gaz naturel. Pour le trimestre terminé le 30 septembre 2002, le résultat global du Fonds comprend une perte non réalisée sur les opérations de couverture de 1,7 M\$ (1,0 M\$, déduction faite des impôts) sur les 75 M\$ du swap de taux d'intérêt, un gain non réalisé sur les opérations de couverture de 39,9 M\$ (22,9 M\$, déduction faite des impôts) lié au swap de devises combiné et une perte non réalisée de 0,3 M\$ liée aux variations de la juste valeur des contrats du Fonds ayant comme sous-jacent du gaz naturel. Le bénéfice net du Fonds était égal au résultat global pour le trimestre et la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2001.
- f) *Faits récents concernant les normes comptables américaines*

En juin 2001, le Financial Accounting Standards Board (le « FASB ») a publié le SFAS 143, « Accounting for Asset Retirement Obligations ». Le SFAS 143 exige la constatation d'un passif lié aux obligations rattachées à la mise hors service d'une immobilisation corporelle à long terme. Les obligations touchées par le SFAS 143 sont celles pour lesquelles le Fonds a une obligation juridique de règlement. L'évaluation initiale du passif au

FONDS ENERPLUS RESOURCES
NOTES COMPLÉMENTAIRES CHOISIES (suite)

(les montants figurant dans les tableaux sont en milliers de dollars CA et en milliers de parts,
 sauf les montants par part)
 (non vérifié)

8. DIFFÉRENCES ENTRE LES PRINCIPES COMPTABLES GÉNÉRALEMENT RECONNUS DU CANADA ET DES ÉTATS-UNIS (suite)

titre d'une obligation liée à la mise hors service d'une immobilisation doit être faite à la juste valeur. Le coût de mise hors service égal à la juste valeur de l'obligation liée à la mise hors service sera capitalisé en tant que coût de mise hors service de l'immobilisation à long terme en question, et amorti dans les résultats sur la durée de vie utile de l'immobilisation. Le SFAS 143 est en vigueur pour tous les exercices débutant après le 15 juin 2002. L'incidence totale du SFAS 143 sur les états financiers du Fonds n'a pas encore été déterminée.

L'incidence de l'application des PCGR des États-Unis sur le bénéfice net présenté s'établirait comme suit :

	Trimestre terminé le 30 septembre 2002	Trimestre terminé le 30 septembre 2001	Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002	Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2001
	(en milliers de dollars, sauf les montants par part)			
Bénéfice net présenté à l'état consolidé des résultats—PCGR du Canada	29 081 \$	25 141 \$	64 499 \$	143 329 \$
Ajustements, déduction faite des impôts sur les bénéfices applicables				
Réduction de valeur des immobilisations corporelles . . .	—	(458 474)	—	(458 474)
Dépilation et amortissement	12 769	3 629	39 289	14 177
Charge de rémunération	(3 529)	—	(5 567)	—
Gain (perte) non réalisé(e) sur les instruments financiers dérivés	(8 422)	(1 333)	(15 010)	18 282
Bénéfice net (perte nette)— PCGR des États-Unis	29 899	(431 037)	83 211	(282 686)
Gain net non réalisé sur les instruments de couverture	21 733	—	21 347	—
Résultat global	<u>51 632 \$</u>	<u>(431 037)\$</u>	<u>104 558 \$</u>	<u>(282 686)\$</u>
Bénéfice net (perte nette) par part				
De base	0,42 \$	(6,65)\$	1,19 \$	(5,57)\$
Dilué	0,42 \$	(6,65)\$	1,19 \$	(5,57)\$
Nombre moyen pondéré de parts en circulation				
De base	70 850	64 776	70 066	50 738
Dilué	71 019	64 853	70 181	50 817
Autres éléments du résultat global cumulés				
Solde, au début de la période	(386)\$	— \$	— \$	— \$
Gain net non réalisé sur les instruments de couverture	21 733	—	21 347	—
Solde, à la fin de la période	<u>21 347 \$</u>	<u>— \$</u>	<u>21 347 \$</u>	<u>— \$</u>

FONDS ENERPLUS RESOURCES
NOTES COMPLÉMENTAIRES CHOISIES (suite)

(les montants figurant dans les tableaux sont en milliers de dollars CA et en milliers de parts,
 sauf les montants par part)
 (non vérifié)

8. DIFFÉRENCES ENTRE LES PRINCIPES COMPTABLES GÉNÉRALEMENT RECONNUS DU CANADA ET DES ÉTATS-UNIS (suite)

L'incidence de l'application des PCGR des États-Unis sur le bilan présenté s'établirait comme suit :

	<u>PCGR du Canada</u>	<u>Augmentation (diminution)</u> (en milliers de dollars)	<u>PCGR des États-Unis</u>
Au 30 septembre 2002			
Actif financier dérivé	— \$	40 000 \$	40 000 \$
Immobilisations corporelles, montant net	2 170 796	(954 829)	1 215 967
Passif financier dérivé	—	29 397	29 397
Impôts sur les bénéfices futurs	314 222	(377 361)	(63 139)
Avoir des porteurs de parts	1 958 521	29 626	1 988 147
Surplus d'apport	—	5 567	5 567
Bénéfice accumulé	389 069	(623 405)	(234 336)
Autres éléments du résultat global cumulés	—	21 347	21 347
Au 31 décembre 2001			
Actif financier dérivé	—	274	274
Immobilisations corporelles, montant net	2 178 316	(1 018 610)	1 159 706
Passif financier dérivé	—	711	711
Impôts sur les bénéfices futurs	333 560	(406 556)	(72 996)
Avoir des porteurs de parts	1 826 507	29 626	1 856 133
Bénéfice accumulé	324 570	(642 117)	(317 547)

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

Aux porteurs de parts du Fonds Enerplus Resources,

Nous avons vérifié le bilan consolidé du Fonds Enerplus Resources au 31 décembre 2001 et les états consolidés des résultats, du bénéfice accumulé, des distributions en espèces accumulées et des flux de trésorerie de l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction du Fonds. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière du Fonds au 31 décembre 2001 ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Les états financiers consolidés aux 31 décembre 2000 et 1999 et pour les exercices terminés à ces dates sont les états financiers d'EnerMark Income Fund (se reporter à la note 1 des états financiers). Ces états financiers ont été vérifiés par d'autres vérificateurs qui ont exprimé une opinion sans réserve sur ces états financiers consolidés dans leur rapport daté du 14 mars 2001. L'opinion de ces vérificateurs ne vise toutefois pas le rapprochement des différences entre les principes comptables généralement reconnus du Canada et des États-Unis présenté à la note 10. Nous avons vérifié les rapprochements pour les exercices 2000 et 1999. À notre avis, ces rapprochements sont appropriés et leur présentation est conforme à celle de l'exercice 2001.

Calgary, Canada
Le 16 octobre 2002

(signé) DELOITTE & TOUCHE, s.r.l.
Comptables agréés

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

Aux porteurs de parts du Fonds Enerplus Resources,

Nous avons vérifié le bilan consolidé du Fonds Enerplus Resources aux 31 décembre 2000 et 1999 et les états consolidés des résultats, du bénéfice accumulé, des distributions en espèces accumulées et des flux de trésorerie de chacun des exercices compris dans la période de deux ans terminée le 31 décembre 2000, y compris les notes 2 à 9. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction du Fonds. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur nos vérifications.

Nos vérifications ont été effectuées conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière du Fonds aux 31 décembre 2000 et 1999 ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices terminés à ces dates selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Notre opinion ne vise toutefois pas l'acquisition du Fonds Enerplus Resources présentée à la note 1, le rapprochement des différences entre les principes comptables généralement reconnus du Canada et des États-Unis présenté à la note 10 ni la description des événements postérieurs à la date du bilan présentée à la note 11.

Calgary (Alberta)
Le 14 mars 2001

(signé) PRICEWATERHOUSECOOPERS SRL
Comptables agréés

FONDS ENERPLUS RESOURCES

BILAN CONSOLIDÉ

Aux 31 décembre

(en milliers de dollars)

	<u>2001</u>	<u>2000</u> (note 1)	<u>1999</u> (note 1)
ACTIF			
Actif à court terme			
Espèces et quasi-espèces	979 \$	846 \$	2 482 \$
Débiteurs	100 089	77 086	15 506
Autres	4 869	6 474	1 365
	<u>105 937</u>	<u>84 406</u>	<u>19 353</u>
Immobilisations corporelles	2 667 504	1 791 649	789 174
Déplétion et amortissement cumulés	(489 188)	(308 356)	(232 889)
	<u>2 178 316</u>	<u>1 483 293</u>	<u>556 285</u>
Charges liées à la réorganisation reportées, déduction faite de l'amortissement (note 2)	<u>—</u>	<u>253</u>	<u>1 263</u>
	<u>2 284 253 \$</u>	<u>1 567 952 \$</u>	<u>576 901 \$</u>
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES			
Passif à court terme			
Créditeurs	72 341 \$	91 135 \$	19 705 \$
Distributions à payer aux porteurs de parts (note 9)	20 860	18 925	7 547
À payer à un apparenté (note 6)	7 915	14 222	2 852
	<u>101 116</u>	<u>124 282</u>	<u>30 104</u>
Emprunt bancaire (note 3)	412 589	275 944	131 315
Impôts sur les bénéfices futurs (note 5)	333 560	353 115	33 593
Charges cumulées au titre de la restauration des lieux	55 403	37 596	14 035
Crédits reportés (note 2)	6 591	—	—
Somme à payer à un apparenté (note 6)	1 909	—	—
Part des actionnaires sans contrôle (note 7)	—	25 013	—
	<u>810 052</u>	<u>691 668</u>	<u>178 943</u>
CAPITAUX PROPRES			
Avoir des porteurs de parts (note 4)	1 826 507	1 054 859	592 693
Bénéfice accumulé	324 570	144 301	78 328
Distributions en espèces accumulées (note 9)	(777 992)	(447 158)	(303 167)
	<u>1 373 085</u>	<u>752 002</u>	<u>367 854</u>
	<u>2 284 253 \$</u>	<u>1 567 952 \$</u>	<u>576 901 \$</u>

Approuvé au nom du conseil d'administration :

(signé) DOUGLAS R. MARTIN
Administrateur

(signé) ROBERT L. NORMAND
Administrateur

FONDS ENERPLUS RESOURCES
ÉTAT CONSOLIDÉ DES RÉSULTATS

Pour les exercices terminés les 31 décembre

(en milliers de dollars, à l'exception des montants par part)

	<u>2001</u>	<u>2000</u> (note 1)	<u>1999</u> (note 1)
PRODUITS			
Ventes de pétrole et de gaz	639 379 \$	343 182 \$	169 541 \$
Redevances à la Couronne	(101 114)	(65 451)	(23 902)
Redevances de propriétaire franc et autres redevances	(31 546)	(15 492)	(8 243)
	<u>506 719</u>	<u>262 239</u>	<u>137 396</u>
Intérêts créditeurs et autres produits	858	611	1 045
	<u>507 577</u>	<u>262 850</u>	<u>138 441</u>
CHARGES			
Frais d'exploitation	120 082	54 997	37 228
Frais généraux et d'administration	12 971	7 202	5 726
Frais de gestion (note 6)	9 323	4 556	2 204
Intérêts débiteurs (note 3)	17 605	15 322	9 078
Dépédition et amortissement	194 080	80 309	61 857
	<u>354 061</u>	<u>162 386</u>	<u>116 093</u>
Bénéfice avant impôts	153 516	100 464	22 348
Taxes sur le capital	4 722	2 936	1 551
Charge (économie) d'impôts sur les bénéfices futurs (note 5)	(31 475)	15 378	(4 957)
	<u>(26 753)</u>	<u>18 314</u>	<u>(3 406)</u>
BÉNÉFICE NET	<u>180 269 \$</u>	<u>82 150 \$</u>	<u>25 754 \$</u>
Bénéfice net par part de fiducie			
De base	3,28 \$	3,06 \$	1,25 \$
Dilué	3,28 \$	3,05 \$	1,25 \$
Nombre moyen pondéré de parts de fiducie en circulation (en milliers)			
De base	54 907	26 841	20 532
Dilué	54 956	26 928	20 607

ÉTAT CONSOLIDÉ DU BÉNÉFICE ACCUMULÉ

Pour les exercices terminés les 31 décembre

(en milliers de dollars)

	<u>2001</u>	<u>2000</u> (note 1)	<u>1999</u> (note 1)
Bénéfice accumulé, au début de l'exercice	144 301 \$	78 328 \$	52 574 \$
Modification d'une convention comptable (note 2)	—	(16 177)	—
Bénéfice net	180 269	82 150	25 754
Bénéfice accumulé, à la fin de l'exercice	<u>324 570 \$</u>	<u>144 301 \$</u>	<u>78 328 \$</u>

FONDS ENERPLUS RESOURCES
ÉTAT CONSOLIDÉ DES FLUX DE TRÉSORERIE
Pour les exercices terminés les 31 décembre
(en milliers de dollars)

	<u>2001</u>	<u>2000</u> (note 1)	<u>1999</u> (note 1)
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION			
Bénéfice net	180 269 \$	82 150 \$	25 754 \$
Dépilation et amortissement	194 080	80 309	61 857
Charge (économie) d'impôts sur les bénéfices futurs (note 5)	(31 475)	15 378	(4 957)
Frais de restauration et d'abandon des lieux engagés	(2 628)	(1 471)	(1 124)
Gain sur la vente d'un placement	—	—	(565)
Rentrées liées à l'exploitation	340 246	176 366	80 965
Diminution (augmentation) des éléments hors caisse du fonds de roulement liés à l'exploitation	(52 928)	(11 354)	32
	<u>287 318</u>	<u>165 012</u>	<u>80 997</u>
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT			
Émission de parts de fiducie déduction faite des frais d'émission (note 4) . . .	151 411	120 600	54 689
Distributions en espèces aux porteurs de parts	(328 899)	(132 613)	(70 603)
Produit (remboursement) de l'emprunt bancaire	58 021	77 765	(53 579)
	<u>(119 467)</u>	<u>65 752</u>	<u>(69 493)</u>
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT			
Acquisition d'immobilisations corporelles	(228 345)	(64 984)	(25 509)
Produit de la cession d'immobilisations corporelles	75 276	18 481	16 957
Acquisition d'entreprises (notes 1 et 7)	(14 649)	(186 897)	(2 925)
Produit de la vente de placements	—	1 000	773
	<u>(167 718)</u>	<u>(232 400)</u>	<u>(10 704)</u>
Augmentation (diminution) des espèces et quasi-espèces	133	(1 636)	800
Espèces et quasi-espèces, au début de l'exercice	846	2 482	1 682
Espèces et quasi-espèces, à la fin de l'exercice	<u>979 \$</u>	<u>846 \$</u>	<u>2 482 \$</u>
INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE			
Impôts payés en espèces	— \$	— \$	— \$
Intérêts versés en espèces	<u>17 162 \$</u>	<u>15 199 \$</u>	<u>9 001 \$</u>

ÉTAT CONSOLIDÉ DES DISTRIBUTIONS EN ESPÈCES ACCUMULÉES
Pour les exercices terminés les 31 décembre
(en milliers de dollars)

	<u>2001</u>	<u>2000</u> (note 1)	<u>1999</u> (note 1)
Distributions en espèces accumulées, au début de l'exercice	447 158 \$	303 167 \$	228 272 \$
Distributions en espèces	330 834	143 991	74 895
Distributions en espèces accumulées, à la fin de l'exercice (note 9)	<u>777 992 \$</u>	<u>447 158 \$</u>	<u>303 167 \$</u>

FONDS ENERPLUS RESOURCES
NOTES COMPLÉMENTAIRES ACCOMPAGNANT LES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS
AUX 31 DÉCEMBRE 2001, 2000 ET 1999

(les montants figurant dans les tableaux sont en milliers de dollars canadiens, sauf les montants par part)

1. ACQUISITION DU FONDS ENERPLUS RESOURCES

La fusion d'EnerMark Income Fund (« EnerMark ») et du Fonds Enerplus Resources (« Enerplus » ou le « Fonds ») survenue le 21 juin 2001 (la « fusion ») a été comptabilisée comme une prise de contrôle inversée puisque, par suite de la fusion, les porteurs de parts d'EnerMark ont acquis le contrôle du Fonds. Selon cette forme d'acquisition, EnerMark est présumée avoir acquis Enerplus et les états financiers consolidés du Fonds pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001 comprennent seulement les résultats d'exploitation d'EnerMark avant la date de la fusion et, par la suite, les résultats du Fonds issu de la fusion. Les chiffres correspondants des exercices précédents et les renvois aux exercices antérieurs correspondent à des données d'EnerMark. Toutes les données relatives aux parts de fiducie, aux bons de souscription et aux options du Fonds, de même que les données par part, jusqu'à la date de la fusion, soit le 21 juin 2001, ont été retraitées en tenant compte d'un ratio d'échange de 0,173 part d'Enerplus pour chaque part d'EnerMark (le « ratio d'échange relatif à la fusion »).

EnerMark est réputée avoir acquis la totalité des parts de fiducie d'Enerplus en circulation le 21 juin 2001 pour une contrepartie correspondant à leur juste valeur marchande, soit 600 745 000 \$. Les 20 863 000 parts de fiducie d'Enerplus qui étaient en circulation avant la fusion ont été constatées à titre de contrepartie réputée dont la valeur s'établit à 582 817 000 \$, ce qui représente une valeur d'échange de 27,94 \$ par part de fiducie. Des coûts et d'autres charges liés à l'acquisition de 17 928 000 \$ ont aussi été constatés.

Le montant net des actifs acquis et des passifs pris en charge s'établit comme suit :

Immobilisations corporelles	704 838 \$
Insuffisance du fonds de roulement	(10 415)
Dette à long terme prise en charge	(78 624)
Frais de restauration et d'abandon des lieux	(14 530)
Impôts sur les bénéfices futurs	(524)
Actif net acquis	<u>600 745 \$</u>

2. SOMMAIRE DES PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

La direction d'Enerplus dresse ses états financiers selon les principes comptables généralement reconnus du Canada. La préparation des états financiers exige que la direction ait recours à des estimations et à des hypothèses qui ont une incidence sur les montants de l'actif et du passif comptabilisés et sur la présentation, le cas échéant, des éléments d'actif et de passif éventuels à la date des états financiers, ainsi que sur les montants comptabilisés des produits et des charges au cours de l'exercice considéré. Les principales conventions comptables qui suivent sont présentées pour aider le lecteur à évaluer ces états financiers consolidés et, conjointement avec les notes suivantes, font partie intégrante des états financiers consolidés.

a) *Organisation et méthode de comptabilité*

Le Fonds est une fiducie d'investissement à capital variable créée en vertu des lois de la province d'Alberta conformément à un acte de fiducie modifié et mis à jour conclu entre EnerMark Inc., sa filiale en propriété exclusive, Enerplus Resources Corporation (« ERC ») et Compagnie Trust CIBC Mellon, à titre de fiduciaire. Les bénéficiaires du Fonds (les « porteurs de parts ») détiennent des parts de la fiducie (les « parts de fiducie ») émises par le Fonds. Le Fonds est une fiducie à vocation limitée dont les activités consistent à investir dans des titres d'EnerMark, sa filiale en propriété exclusive, et à acquérir des redevances octroyées par EnerMark Inc. et ERC ainsi qu'à administrer les actifs et les passifs du Fonds et à effectuer les distributions aux porteurs de parts.

Les états financiers du Fonds regroupent, sur une base consolidée, les comptes du Fonds, d'EnerMark Inc. et de ses filiales. Toutes les opérations réciproques ont été éliminées.

FONDS ENERPLUS RESOURCES
NOTES COMPLÉMENTAIRES ACCOMPAGNANT LES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)
AUX 31 DÉCEMBRE 2001, 2000 ET 1999

(les montants figurant dans les tableaux sont en milliers de dollars canadiens, sauf les montants par part)

2. SOMMAIRE DES PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES (suite)

b) *Immobilisations corporelles*

Pétrole et gaz naturel

Le Fonds suit la méthode de la capitalisation du coût entier. Tous les coûts associés à l'acquisition de propriétés pétrolières et gazières et aux activités de mise en valeur connexes sont capitalisés et accumulés dans un centre de coûts. Les frais d'entretien et de réparation sont passés en charges et les remplacements et améliorations qui augmentent les réserves récupérables des immobilisations corporelles sont capitalisés. Des frais généraux et d'administration de 7 547 000 \$ ont été capitalisés en 2001 (7 925 000 \$ en 2000 et 3 734 000 \$ en 1999).

Les gains et les pertes ne sont pas constatés au moment de la cession des propriétés pétrolières et gazières, à moins que la cession n'entraîne une variation importante du taux de déplétion.

Autre matériel

Tout autre matériel est constaté au coût et amorti sur sa durée de vie utile estimative à un taux annuel variant entre 10 % et 30 %.

c) *Plafonnement du coût entier*

Le Fonds impose une limite maximale à l'égard du total des coûts des immobilisations corporelles pouvant être reportés pour fins d'amortissement et imputés aux résultats d'exercices futurs (le « plafonnement du coût entier »). Le plafonnement du coût entier est un critère de récupération des coûts selon lequel les coûts capitalisés moins la déplétion et l'amortissement cumulés, les charges cumulées au titre de la restauration des lieux et les impôts futurs se limitent à un montant correspondant aux produits nets futurs non actualisés estimatifs des réserves prouvées, plus les coûts recouvrables des propriétés non productrices, moins les frais généraux et d'administration, les frais de restauration des lieux, les frais de gestion, les frais de financement et les impôts sur le capital futurs estimatifs. Le calcul du plafonnement du coût entier se fonde sur les coûts et les prix en date du bilan. Tous les coûts constatés au bilan en sus de la limite maximale sont imputés aux résultats.

d) *Déplétion et amortissement*

La provision pour déplétion et amortissement des actifs pétroliers et gaziers est calculée selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation, en fonction de la part du Fonds dans les réserves prouvées estimatives avant redevances. Les réserves sont converties en unités équivalentes selon une évaluation de leur contenu énergétique approximatif respectif.

e) *Restauration et abandon des lieux*

La provision au titre des frais estimatifs de restauration des lieux est déterminée selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation et est incluse dans la dotation à la provision pour déplétion et amortissement. Les coûts réels de restauration des lieux sont imputés aux charges cumulées au titre de la restauration des lieux.

f) *Coentreprise*

Le Fonds exerce la quasi-totalité de ses activités de production pétrolière et gazière dans le cadre d'une coentreprise, et les comptes ne reflètent que la participation proportionnelle du Fonds dans ces activités.

g) *Impôts sur les bénéfices*

Le Fonds est une entité imposable au sens de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) dont seul le bénéfice non distribué des distributions à payer aux porteurs de parts est assujéti à l'impôt. Étant donné que le Fonds

FONDS ENERPLUS RESOURCES

NOTES COMPLÉMENTAIRES ACCOMPAGNANT LES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

AUX 31 DÉCEMBRE 2001, 2000 ET 1999

(les montants figurant dans les tableaux sont en milliers de dollars canadiens, sauf les montants par part)

2. SOMMAIRE DES PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES (suite)

distribue la totalité de son bénéfice imposable aux porteurs de parts et qu'il satisfait aux exigences de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) applicables, aucune provision pour impôts sur les bénéfices n'a été constituée.

Le Fonds suit la méthode du passif fiscal pour la comptabilisation des impôts sur les bénéfices. Selon cette méthode, des actifs et des passifs d'impôts sont comptabilisés pour tenir compte des incidences fiscales estimatives attribuables aux écarts entre les montants présentés dans les états financiers des filiales du Fonds et leur valeur fiscale respective par application des taux d'imposition en vigueur. L'incidence d'une modification des taux d'imposition sur les actifs et les passifs d'impôts futurs est portée aux résultats de la période au cours de laquelle la modification a lieu.

h) *Charges liées à la réorganisation reportées*

Les charges liées à la réorganisation reportées découlent de l'établissement d'EnerMark. Ces charges ont été amorties sur une période de cinq ans qui prenait fin le 31 mars 2001.

i) *Crédits reportés*

Les crédits reportés sont des coûts associés à l'évaluation à la valeur de marché des contrats à terme portant sur le prix du gaz naturel d'Enerplus qui était « hors du cours » à la date de la fusion. Ces crédits reportés seront amortis aux résultats sur la durée de vie du contrat financier de gaz naturel qui prend fin le 31 octobre 2004.

j) *Instruments financiers*

Le Fonds recourt à divers instruments financiers afin de gérer les risques liés aux fluctuations des prix du pétrole brut et du gaz naturel et de gérer les taux d'intérêt. Ces instruments financiers ne servent pas à des fins de spéculation et constituent des couvertures efficaces. Les produits et les coûts découlant des contrats ayant pour sous-jacents du pétrole brut et du gaz naturel sont comptabilisés dans les produits tirés du pétrole et du gaz au moment où chacune des opérations contractuelles est réglée. Les coûts ou le produit découlant de la détention de contrats d'échange de taux d'intérêt sont constatés avec les intérêts débiteurs au moment du règlement de chaque opération.

k) *Espèces et quasi-espèces*

Pour le Fonds, tous les placements très liquides dont l'échéance ne dépasse pas trois mois au moment de l'achat sont considérés comme des quasi-espèces. Ces quasi-espèces regroupent principalement des fonds laissés en dépôt selon diverses modalités. Les espèces et les quasi-espèces sont présentées au coût, lequel se rapproche de leur juste valeur.

l) *Modification de convention comptable*

Le 1^{er} janvier 2000, conformément à la nouvelle norme de l'Institut Canadien des Comptables Agréés, le Fonds a adopté la méthode du passif fiscal pour la comptabilisation des impôts sur les bénéfices, avec application rétroactive. L'incidence cumulative de cette modification au 1^{er} janvier 2000 a été une augmentation du passif d'impôts futurs et une diminution des bénéfices accumulés de 16 177 000 \$. Les chiffres des états financiers de 1999 n'ont pas été retraités pour refléter cette modification. Les nouvelles recommandations n'ont aucun effet sur les flux de trésorerie ou les liquidités du Fonds.

3. EMPRUNT BANCAIRE

Au 31 décembre 2001, Enerplus disposait, en vertu d'arrangements bancaires conclus pour ERC et EnerMark Inc., de facilités de crédit de production et d'exploitation syndiquées, distinctes, prorogeables et

FONDS ENERPLUS RESOURCES
NOTES COMPLÉMENTAIRES ACCOMPAGNANT LES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)
AUX 31 DÉCEMBRE 2001, 2000 ET 1999

(les montants figurant dans les tableaux sont en milliers de dollars canadiens, sauf les montants par part)

3. EMPRUNT BANCAIRE (suite)

renouvelables (les « facilités ») d'un montant global de 585 000 000 \$ (420 000 000 \$ en 2000; 200 000 000 \$ en 1999). Ces facilités sont garanties par des débentures à taux fixe et variable portant sur la quasi-totalité des actifs détenus par EnerMark Inc. et ERC.

En vertu des modalités des arrangements bancaires, Enerplus a droit à diverses options d'emprunt sous forme, notamment, d'avances consenties au taux préférentiel et d'acceptations bancaires. Le taux d'intérêt moyen des emprunts pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001 s'élève à 2,98 %. Les intérêts sur l'emprunt bancaire se sont établis à 17 346 000 \$ en 2001 (14 418 000 \$ en 2000; 9 031 000 \$ en 1999).

Le 1^{er} mars 2002, Enerplus a renégocié les facilités afin de les consolider en une seule facilité syndiquée (la « facilité cumulée ») d'un montant de 620 000 000 \$ qui sera révisée le 31 mai 2002, et, par la suite, les 31 mai de chaque année. La facilité cumulée n'est pas garantie et consiste en une marge de crédit renouvelable consentie à 364 jours de 590 000 000 \$, d'une échéance de deux ans en cas de non-reconduction, et d'une marge de crédit d'exploitation à vue de 30 000 000 \$.

Comme dans le cas des facilités précédentes, la facilité cumulée prévoit diverses options d'emprunt sous forme, notamment, d'avances consenties au taux préférentiel et d'acceptations bancaires. Si la marge de crédit renouvelable n'est pas prorogée au terme de la période de renouvellement de 364 jours, les bailleurs de fonds ayant pris cette décision ne pourraient exiger de remboursements durant la première année de la durée restante de l'emprunt, mais Enerplus serait toutefois tenue de maintenir des soldes minimaux en dépôt auprès du représentant du syndicat.

L'obligation juridique de la facilité combinée incombe à EnerMark Inc et sa garantie, à ERC. Bien que les versements aux porteurs de parts occupent un rang inférieur par rapport à la facilité combinée, les porteurs de parts n'ont aucune responsabilité directe envers EnerMark Inc. ou ERC dans l'éventualité où les produits seraient insuffisants pour rembourser l'emprunt bancaire.

Toutefois, l'emprunt bancaire a priorité de rang sur les demandes des porteurs de parts et les distributions à ceux-ci. Puisqu'une demande de remboursement de la facilité d'exploitation serait financée par la facilité de crédit renouvelable, aucune tranche de la facilité de crédit d'exploitation n'est considérée à court terme.

FONDS ENERPLUS RESOURCES

NOTES COMPLÉMENTAIRES ACCOMPAGNANT LES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

AUX 31 DÉCEMBRE 2001, 2000 ET 1999

(les montants figurant dans les tableaux sont en milliers de dollars canadiens, sauf les montants par part)

4. CAPITAL

a) Avoir des porteurs de parts

Parts de fiducie :

Autorisées : un nombre illimité de parts de fiducie

Émises : (en milliers)	2001		2000		1999	
	Parts	Montant	Parts	Montant	Parts	Montant
Solde au début de l'exercice	40 925	1 050 986 \$	21 761	592 693 \$	18 540	538 004 \$
Parts émises contre espèces :						
dans le cadre d'appels publics à						
l'épargne	4 313	101 039	4 576	109 835	2 860	47 952
dans le cadre de régimes d'options . . .	135	2 530	128	2 125	29	419
dans le cadre de l'exercice de bons de						
souscription	1 197	33 319	17	404	—	—
à l'échéance des bons de souscription .	—	2 846	—	—	—	—
Parts émises dans le cadre de						
l'acquisition réputée d'Enerplus						
(note 1)	20 863	582 364	—	—	—	—
Parts émises en vertu de la convention de						
gestion (note 6)	173	5 000	—	—	—	—
Régime de réinvestissement des						
distributions	659	16 577	407	9 314	332	6 319
Acquisitions par la société (note 7)						
Cabre Exploration Ltd.	1 267	31 846	9 897	248 825	—	—
Western Star Exploration Ltd.	—	—	13	65	—	—
Pursuit Resources Corp.	—	—	2 988	64 228	—	—
Droits afférents à des propriétés	—	—	1 138	23 509	—	—
Parts rachetées contre espèces	—	—	—	(12)	—	(1)
Solde à la fin de l'exercice	<u>69 532</u>	<u>1 826 507 \$</u>	<u>40 925</u>	<u>1 050 986 \$</u>	<u>21 761</u>	<u>592 693 \$</u>

Bons de souscription (en milliers)	2001		2000		1999	
	Bons	Montant	Bons	Montant	Bons	Montant
Solde au début de l'exercice	3 045	3 873 \$	—	— \$	—	— \$
Bons émis au cours de l'exercice	390	496	3 065	3 873	—	—
Bons exercés au cours de l'exercice	(1 197)	(1 523)	(17)	—	—	—
Bons échus au cours de l'exercice	(2 238)	(2 846)	(3)	—	—	—
Solde à la fin de l'exercice	<u>—</u>	<u>— \$</u>	<u>3 045</u>	<u>3 873 \$</u>	<u>—</u>	<u>— \$</u>

Le 15 novembre 2001, le Fonds a émis 4 312 500 parts de fiducie à un prix de 24,75 \$ chacune en vertu d'un prospectus simplifié dont le produit brut se chiffre à 106 734 000 \$ (101 039 000 \$, déduction faite des frais d'émission).

Conformément à la méthode de l'achat pur et simple appliquée à une prise de contrôle inversée, décrite à la note 1, les montants relatifs aux parts de fiducie et aux bons de souscription se rapportent à EnerMark jusqu'au 21 juin 2001 et tiennent compte de la variation des capitaux propres consolidés à compter de cette

FONDS ENERPLUS RESOURCES
NOTES COMPLÉMENTAIRES ACCOMPAGNANT LES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)
AUX 31 DÉCEMBRE 2001, 2000 ET 1999

(les montants figurant dans les tableaux sont en milliers de dollars canadiens, sauf les montants par part)

4. CAPITAL (suite)

date. Les nombres de parts de fiducie et de bons de souscription émis jusqu'au 21 juin 2001 ont été retraités conformément au ratio d'échange relatif à la fusion. En outre, EnerMark est réputée avoir acquis l'actif net d'Enerplus en contrepartie des 20 863 000 parts de fiducie en circulation du Fonds le 21 juin 2001, soit à la date d'acquisition. Le montant de la contrepartie brute réputée à l'égard des parts de fiducie s'élève à 582 817 000 \$ (582 364 000 \$, déduction faite des frais d'émission).

En vertu d'une convention conclue avec un apparenté relativement à la prestation de services de gestion, de conseil et d'administration (se reporter à la note 6), le Fonds a émis 172 500 parts de fiducie d'une valeur inscrite de 5 000 000 \$.

Dans le cadre d'une offre d'achat qui devait se terminer à l'origine le 21 décembre 2000 mais qui a été prolongée jusqu'au 8 janvier 2001, le Fonds a acquis la totalité des actions ordinaires en circulation de Cabre Exploration Ltd. (« Cabre ») (se reporter à la note 7). Au 31 décembre 2000, le Fonds avait acquis une participation majoritaire de 88,65 % dans Cabre. La contrepartie versée à l'égard de la participation majoritaire a pris la forme d'une émission de 9 897 000 parts de fiducie à 25,20 \$ chacune, soit une valeur totale de 249 434 000 \$ (248 825 000 \$, déduction faite des frais d'émission) et de 3 045 000 bons de souscription à 1,27 \$ chacun, pour une valeur inscrite de 3 873 000 \$. Chaque bon de souscription peut être échangé contre une part de fiducie à un prix de 26,53 \$ la part de fiducie en tout temps jusqu'au 17 décembre 2001.

L'acquisition de la participation résiduelle de 11,35 % dans Cabre a eu lieu le 8 janvier 2001 au moyen de l'émission de 1 267 000 parts de fiducie additionnelles à 25,20 \$ chacune, ce qui représente une contrepartie brute de 31 924 000 \$ (31 846 000 \$, déduction faite des frais d'émission), et de 390 000 bons de souscription additionnels à 1,27 \$ chacun, soit une valeur inscrite de 496 000 \$.

Le 12 septembre 2000, le Fonds a conclu un placement de 4 575 850 parts de fiducie, à un prix de 25,14 \$ chacune, en vertu d'un prospectus simplifié qui a permis de réaliser un produit brut de 115 061 000 \$ (109 835 000 \$, déduction faite des frais d'émission). Le produit net du placement a servi à rembourser une tranche de l'emprunt bancaire contracté dans le cadre de l'acquisition d'EBOC Energy Ltd. (se reporter à la note 7).

Le 3 avril 2000, le Fonds a fait l'acquisition de Pursuit Resources Corp. aux termes d'une offre d'achat (se reporter à la note 7) au moyen d'une émission de 2 988 000 parts de fiducie à 21,68 \$ chacune d'une valeur totale de 64 779 000 \$ (64 228 000 \$, déduction faite des frais d'émission).

Le 28 février 2000, le Fonds a acquis des intérêts immobiliers dans la région de Hanna, en Alberta, auprès d'un membre du même groupe qu'une importante caisse de retraite canadienne. La contrepartie versée pour ces intérêts immobiliers comprenait une émission de 1 046 000 parts de fiducie inscrites à 20,23 \$ chacune. Le 30 août 2000, le Fonds acquérait d'autres intérêts immobiliers auprès de deux sociétés fermées en échange de 92 000 parts de fiducie d'une valeur de 25,78 \$ chacune. La contrepartie brute de ces acquisitions a totalisé 23 539 000 \$ (23 509 000 \$, déduction faite des frais d'émission).

Aux termes d'une offre d'achat qui a pris fin le 7 janvier 2000, le Fonds a acquis la totalité des actions ordinaires émises et en circulation de Western Star Exploration Ltd. (se reporter à la note 7) en échange d'une émission de 12 874 parts de fiducie d'une valeur attribuée de 21,67 \$ chacune, pour une contrepartie brute de 279 000 \$ (65 000 \$, déduction faite des frais d'émission), et d'une émission de 20 000 bons de souscription. Chaque bon de souscription pouvait être converti en une part de fiducie pour un prix de 23,12 \$ chacune en tout temps jusqu'au 31 décembre 2000, date à laquelle 3 000 de ces bons de souscription en circulation venaient à échéance.

FONDS ENERPLUS RESOURCES
NOTES COMPLÉMENTAIRES ACCOMPAGNANT LES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)
AUX 31 DÉCEMBRE 2001, 2000 ET 1999

(les montants figurant dans les tableaux sont en milliers de dollars canadiens, sauf les montants par part)

4. CAPITAL (suite)

Dans le cadre d'un placement qui a pris fin le 26 août 1999, le Fonds a émis 1 211 000 parts à un prix de 21,97 \$ chacune pour un produit brut de 26 606 000 \$ (25 076 000 \$, déduction faite des frais d'émission).

En février 1999, dans le cadre d'un placement de droits de souscription de parts de fiducie qui venait à échéance le 26 février 1999, le Fonds a émis 1 649 000 parts à un prix de 14,16 \$ la part, pour un produit brut de 23 350 000 \$ (22 876 000 \$, déduction faite des frais d'émission).

En 2001, 2000 et 1999, Enerplus a conclu des conventions de coentreprise (les « conventions ») avec des sociétés distinctes (les « sociétés ») dont le seul but est de détenir les participations dans des propriétés pétrolières et gazières obtenues en vertu de chaque convention. Selon les modalités des conventions, les sociétés sont tenues d'engager des fonds dans la coentreprise avec Enerplus, comme il est décrit ci-après. En outre, chaque société s'est vu octroyer l'option de vendre ses actions à Enerplus à la juste valeur marchande déterminée par un évaluateur indépendant à des dates désignées (les « dates désignées »). Enerplus peut choisir de payer les actions en espèces ou au moyen de l'émission de parts de fiducie du Fonds. Si des parts de fiducie sont émises, le prix de ces parts correspondra à 95 % du prix de clôture moyen des parts de fiducie pour la période de 60 jours précédant les dates désignées, comme suit :

<u>Sociétés de fonds de forage approximatif</u>	<u>Engagement de financement</u>	<u>Date désignée</u>
Convention de 2001	2,7 millions \$	le 1 ^{er} mars 2004
Convention de 2000	5,4 millions \$	le 1 ^{er} février 2003
Convention de 1999	2,7 millions \$	le 1 ^{er} février 2002

À la date de la préparation de ces états financiers consolidés, la société qui était partie à la convention de 1999 pouvait exercer son option de vente de ses actions ordinaires à Enerplus. Enerplus peut acquérir les actions de la société contre espèces ou par le truchement d'une émission de parts de fiducie.

Les porteurs de parts peuvent demander le rachat de leurs parts de fiducie en tout temps à un prix correspondant à 85 % du cours en vigueur de temps à autre. Les rachats ne peuvent excéder 500 000 \$ au cours d'un mois civil donné.

Conformément à un régime modifié d'achat de parts et de réinvestissement des distributions sur une base mensuelle qui est entré en vigueur le 30 mars 2001, les porteurs de parts peuvent réinvestir les distributions en espèces dans des parts supplémentaires du Fonds. Les parts sont émises à un prix comportant un escompte de 5 % par rapport au cours moyen pondéré à la Bourse de Toronto des vingt jours de bourse précédant la date de paiement des distributions, et aucuns frais de gestion ou de courtage ne sont exigés. Les porteurs de parts peuvent également effectuer des paiements facultatifs en espèces afin d'acquérir d'autres parts. Les parts émises dans ces conditions seront traitées suivant les modalités du réinvestissement des distributions en espèces, à l'exception de l'escompte, qui ne s'applique pas.

b) Options sur parts

Le 22 août 1996, était adoptée une résolution spéciale visant l'approbation du régime d'options sur parts de fiducie d'EnerMark à l'intention des fiduciaires, administrateurs, cadres et employés d'EnerMark ainsi que de ses sociétés affiliées et apparentées participant à la gestion d'EnerMark. Enerplus disposait d'un régime similaire pour ses administrateurs, cadres et employés. Le 21 juin 2001, dans le cadre de la fusion, l'acquisition de certaines options sur parts de fiducie d'EnerMark a été accélérée et l'équivalent de montants dans le cours des options acquises a été versé et inclus dans le coût d'acquisition d'Enerplus (se reporter à la note 1). Toutes les options sur parts de fiducie d'EnerMark en circulation à cette date ont été annulées et les 363 000 options sur parts de fiducie d'Enerplus en cours le 21 juin 2001 ont été prises en charge.

FONDS ENERPLUS RESOURCES

NOTES COMPLÉMENTAIRES ACCOMPAGNANT LES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

AUX 31 DÉCEMBRE 2001, 2000 ET 1999

(les montants figurant dans les tableaux sont en milliers de dollars canadiens, sauf les montants par part)

4. CAPITAL (suite)

Le tableau qui suit résume les mouvements des régimes d'options d'achat de parts :

	2001		2000		1999	
	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen pondéré	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen pondéré	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen pondéré
	(en milliers, sauf les montants par part)					
Options sur parts d'EnerMark en cours au début de l'exercice	609	24,28 \$	740	28,32 \$	814	37,05 \$
Octroyées	639	26,53 \$	294	22,31 \$	318	14,62 \$
Exercées	(80)	17,98 \$	(128)	16,59 \$	(29)	14,62 \$
Annulées	(321)	26,47 \$	(297)	35,84 \$	(363)	36,94 \$
Accélérées en raison de la fusion	(847)	25,72 \$				
Options sur parts d'Enerplus en cours au 21 juin 2001	363	21,03 \$	—		—	
Exercées	(55)	21,94 \$	—		—	
Annulées	(44)	20,47 \$	—		—	
En cours à la fin de l'exercice	264	20,93 \$	609	24,28 \$	740	28,32 \$
Solde des parts de fiducie réservées mais non émises	—		1 852		349	
Total des parts de fiducie réservées à la fin de l'exercice	264		2 461		1 089	

Le tableau qui suit illustre l'information relative aux options sur parts en cours au 31 décembre 2001 :

Nombre d'options en cours au 31 décembre 2001 (en milliers)	Prix d'exercice	Date d'échéance 31 décembre	Nombre d'options pouvant être exercées au 31 décembre 2001 (en milliers)
27	15,30 \$	2002	27
52	17,10 \$	2003	23
185	22,90 \$	2004	49
264	20,93 \$		99

c) Régime incitatif de droits de souscription de parts de fiducie

Le 21 juin 2001, était adoptée une résolution spéciale visant l'approbation du régime incitatif de droits de souscription de parts de fiducie (le « régime incitatif ») en vertu duquel des droits de souscription de parts de fiducie d'Enerplus peuvent être attribués aux fiduciaires, administrateurs, cadres et employés du fonds ainsi que de ses sociétés affiliées et apparentées participant à la gestion du Fonds. Aux termes du régime incitatif, toute distribution par part de fiducie aux porteurs de parts d'Enerplus au cours d'un trimestre civil donné qui représente un rendement des immobilisations corporelles nettes d'Enerplus de plus de 2,5 % à la fin de ce trimestre donne lieu à une réduction du prix d'exercice des droits. Aucune réduction de ce type n'a été enregistrée en 2001.

FONDS ENERPLUS RESOURCES

NOTES COMPLÉMENTAIRES ACCOMPAGNANT LES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

AUX 31 DÉCEMBRE 2001, 2000 ET 1999

(les montants figurant dans les tableaux sont en milliers de dollars canadiens, sauf les montants par part)

4. CAPITAL (suite)

Le tableau qui suit illustre les mouvements du régime incitatif de droits de souscription :

	2001		2000		1999	
	Nombre de droits	Prix d'exercice	Nombre de droits	Prix d'exercice	Nombre de droits	Prix d'exercice
	(en milliers, sauf les montants par part)					
Droits émis en vertu du régime incitatif en circulation au début de l'exercice	—	—	—	—	—	—
Octroyés	1 360	24,50 \$	—	—	—	—
Annulés	(42)	24,50 \$	—	—	—	—
Droits en circulation à la fin de l'exercice	1 318	24,50 \$	—	—	—	—
Solde des parts de fiducie réservées mais non émises	1 422	—	—	—	—	—
Total des parts de fiducie réservées à la fin de l'exercice	2 740	—	—	—	—	—
Droits pouvant être exercés au 31 décembre 2001	—	—	—	—	—	—

5. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

a) *Le Fonds*

Le Fonds est une fiducie entre vifs aux fins de l'impôt sur le revenu. Autrement dit, le Fonds est assujetti à l'impôt sur tout bénéfice non attribué aux porteurs de parts. Le Fonds entend attribuer la totalité du bénéfice aux porteurs de parts. Si le Fonds devait payer des impôts sur les bénéfices, les espèces disponibles pour distributions seraient réduites en conséquence.

Le bénéfice imposable du Fonds pour 2001, qui s'est chiffré à 181,3 M\$ (69,1 M\$ en 2000; 20,0 M\$ en 1999), soit 4,71 \$ par part (2,44 \$ par part en 2000; 0,956 \$ par part en 1999), a été attribué aux porteurs de parts. Le bénéfice imposable du Fonds comprend les produits tirés des titres émis par EnerMark et des redevances pétrolières, moins la déduction au titre des frais à l'égard des biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz (« FBCPG »), à raison de 10 % du solde dégressif, et au titre des frais d'émission des nouvelles parts de fiducie au cours de l'exercice. Les pertes subies par le Fonds ne peuvent être réparties, mais elles peuvent être reportées prospectivement et déduites du bénéfice imposable au cours des sept années d'imposition ultérieures. Au 31 décembre 2001, le Fonds ne disposait d'aucune perte pouvant être reportée.

Le montant des FBCPG et les frais d'émission non répartis du Fonds s'établissent comme suit :

	2001		2000		1999	
	Par part	Montant	Par part	Montant	Par part	Montant
FBCPG	5,49 \$	381 563 \$	2,14 \$	87 294 \$	4,45 \$	96 993 \$
Frais d'émission	0,14	10 063	0,17	7 681	0,23	4 800
Total	5,63 \$	391 626 \$	2,31 \$	94 975 \$	4,68 \$	101 793 \$

FONDS ENERPLUS RESOURCES
NOTES COMPLÉMENTAIRES ACCOMPAGNANT LES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)
AUX 31 DÉCEMBRE 2001, 2000 ET 1999

(les montants figurant dans les tableaux sont en milliers de dollars canadiens, sauf les montants par part)

5. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES (suite)

b) *Filiales constituées en société*

La provision pour impôts futurs traduit les écarts temporaires entre les valeurs comptable et fiscale des produits et des charges. Le passif d'impôts futurs calculé par application des taux d'imposition en vigueur aux écarts temporaires s'établit comme suit :

	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Excédent de la valeur comptable nette des immobilisations corporelles sur leur valeur fiscale	350 754 \$	367 486 \$
Déductions au titre des frais futurs de restauration des lieux	(17 643)	(14 318)
Autres	449	(53)
Passif d'impôts futurs	<u>333 560 \$</u>	<u>353 115 \$</u>

La provision pour impôts sur les bénéfices diffère des montants qui découleraient de l'application des taux d'imposition fédéral et provincial combinés. Cet écart résulte des éléments suivants :

	<u>2001</u>	<u>2000</u>	<u>1999⁽¹⁾</u>
Bénéfice net avant impôts	153 516 \$	100 464 \$	22 348 \$
Charge (économie) d'impôts sur les bénéfices calculée au taux pratiquement en vigueur de 42,62 % (44,62 % en 2000 et en 1999)	65 429 \$	44 827 \$	9 972 \$
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :			
Bénéfice net attribué au Fonds	(95 671)	(32 173)	(14 755)
Redevances à la Couronne et autres paiements non déductibles	43 309	29 166	11 279
Déduction fédérale relative aux ressources	(43 658)	(26 975)	(9 935)
Dotation à la déplétion non déductible	—	—	1 176
CIAR	(214)	(249)	(614)
Autres	(670)	782	(2 080)
Charge (économie) d'impôts futurs	<u>(31 475)\$</u>	<u>15 378 \$</u>	<u>(4 957)\$</u>

1) Se reporter à la note 2 (l)

6. OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Enerplus Global Energy Management Company (« EGEM ») fournit au Fonds des services de gestion, de conseil et d'administration aux termes d'une nouvelle convention entrée en vigueur le 21 juin 2001 qui prévoit des honoraires et des remboursements de frais. Avant cette date, ces services étaient fournis par EMR Resource Management Ltd., filiale en propriété exclusive d'EGEM. Au 31 décembre 2001, un montant de 7 406 000 \$ était payable à EGEM conformément à cette convention.

Les frais de gestion présentés à l'état consolidé des résultats correspondent à un pourcentage donné des produits d'exploitation, qui était de 2,2 % jusqu'au 21 juin 2001 et de 2,75 % par la suite. Des honoraires de 302 000 \$ ont été réalisés en vertu de la convention en vigueur avant le 21 juin 2001, relativement à des acquisitions et à des cessions de propriétés d'Enerplus. Ces honoraires sont compris dans le coût des immobilisations corporelles. Conformément à la nouvelle convention, les honoraires liés aux opérations d'acquisition et de cession ont été abolis et remplacés par des honoraires liés au rendement, établis en fonction du rendement global du Fonds et de sa performance par rapport aux autres grands fonds classiques du secteur canadien du pétrole et du gaz. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001, les frais de gestion présentés à l'état consolidé des résultats ne comportent pas d'honoraires liés au rendement. Dans le cadre de la fusion, EGEM a

FONDS ENERPLUS RESOURCES

NOTES COMPLÉMENTAIRES ACCOMPAGNANT LES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

AUX 31 DÉCEMBRE 2001, 2000 ET 1999

(les montants figurant dans les tableaux sont en milliers de dollars canadiens, sauf les montants par part)

6. OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS (suite)

reçu des honoraires minimaux sous forme de 172 500 parts de fiducie d'Enerplus qui ont une valeur attribuée de 5 000 000 \$. Ces honoraires ont été pris en compte au titre des coûts liés à la fusion.

En vertu d'une convention d'achat d'actions relative à la fusion, EnerMark Inc. a acquis d'EGEM la totalité des actions ordinaires en circulation d'ERC, laquelle est ainsi devenue une filiale en propriété exclusive d'Enerplus. La contrepartie versée en échange des actions se chiffre à 2 545 000 \$ et est payable sur une période de cinq ans prenant fin en septembre 2006 au moyen de réductions des honoraires de gestion. Une tranche de 509 000 \$ de ce montant a été classée dans le passif à court terme. L'avance non remboursable sur les honoraires et le coût d'acquisition des actions d'ERC ont été inclus dans le coût d'acquisition de Fonds Enerplus Resources.

Outre les opérations décrites ci-dessus, Enerplus a conclu un contrat portant sur un instrument financier avec une filiale indirecte d'El Paso Energy Corporation, société mère originaire d'EGEM, ainsi qu'il est mentionné à la note 8.

7. ACQUISITION DE SOCIÉTÉS

a) *Cabre Exploration Ltd.*

Dans le cadre d'une offre d'achat qui devait se terminer à l'origine le 21 décembre 2000 mais qui a été prolongée jusqu'au 8 janvier 2001, Enerplus a acquis la totalité des actions ordinaires en circulation de Cabre, société ouverte de l'Alberta dans laquelle Enerplus détenait une participation majoritaire de 88,65 % au 31 décembre 2000.

La participation majoritaire de 88,65 % dans Cabre a été acquise pour une contrepartie totale de 259 878 000 \$ qui se répartit comme suit : 9 897 000 parts de fiducie d'une valeur inscrite de 249 434 000 \$, des frais d'acquisition de 6 571 000 \$, et 3 045 000 bons de souscription d'une valeur inscrite de 3 873 000 \$, chacun des bons pouvant être converti jusqu'au 17 décembre 2001 en une part de fiducie moyennant un prix de 26,53 \$. Une charge d'impôts futurs de 46 077 000 \$ plus un montant de 64 510 000 \$ représentant l'excédent de la contrepartie totale sur la valeur comptable proportionnelle inscrite dans les comptes de Cabre ont été constatés à titre d'augmentation des immobilisations corporelles.

L'acquisition de la participation résiduelle de 11,35 % dans les actions ordinaires de Cabre a eu lieu le 8 janvier 2001 pour une contrepartie totale de 32 420 000 \$ qui consistait en 1 267 000 parts de fiducie d'une valeur inscrite de 31 924 000 \$ et en 390 000 bons de souscription d'une valeur inscrite de 496 000 \$, chacun des bons de souscription pouvant être converti jusqu'au 17 décembre 2001 en une part de fiducie moyennant un prix de 26,53 \$. Une charge d'impôts futurs de 11 396 000 \$ plus un montant de 7 407 000 \$ représentant l'excédent de la contrepartie totale sur la valeur comptable proportionnelle inscrite dans les comptes de Cabre ont été constatés à titre d'augmentation des immobilisations corporelles.

Le montant net de l'actif acquis et du passif pris en charge dans le cadre de l'acquisition est établi comme suit :

	88,65 % 31 décembre 2000	11,35 % 8 janvier 2001	100,00 % Total
Immobilisations corporelles	484 550 \$	18 803 \$	503 353 \$
Insuffisance du fonds de roulement	(21 424)	—	(21 424)
Dette à long terme prise en charge	(18 213)	—	(18 213)
Frais de restauration et d'abandon des lieux	(19 196)	—	(19 196)
Impôts futurs	(140 826)	(11 396)	(152 222)
Part des actionnaires sans contrôle	(25 013)	25 013	—
Actif net acquis	<u>259 878 \$</u>	<u>32 420 \$</u>	<u>292 298 \$</u>

FONDS ENERPLUS RESOURCES

NOTES COMPLÉMENTAIRES ACCOMPAGNANT LES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

AUX 31 DÉCEMBRE 2001, 2000 ET 1999

(les montants figurant dans les tableaux sont en milliers de dollars canadiens, sauf les montants par part)

7. ACQUISITION DE SOCIÉTÉS (suite)

Cabre a officiellement fusionné avec EnerMark Inc. en date du 17 janvier 2001 et l'entité issue de la fusion a poursuivi ses activités sous la dénomination sociale d'EnerMark Inc.

b) *EBOC Energy Ltd.*

Le 1^{er} septembre 2000, le Fonds a acquis la totalité des actions ordinaires en circulation d'EBOC Energy Ltd. (« EBOC »), société fermée d'Alberta, pour une contrepartie totalisant 148 217 000 \$ qui se composait de 143 585 000 \$ en espèces et de frais connexes de 4 632 000 \$. Une charge d'impôts futurs de 84 882 000 \$ plus un montant de 105 761 000 \$ représentant l'excédent de la contrepartie totale sur la valeur comptable inscrite dans les comptes d'EBOC ont été constatés à titre d'augmentation des immobilisations corporelles. Le montant net de l'actif acquis et du passif pris en charge est établi comme suit :

Immobilisations corporelles	263 608 \$
Insuffisance du fonds de roulement	(2 947)
Dette à long terme prise en charge	(6 428)
Frais de restauration et d'abandon des lieux	(287)
Impôts futurs	(105 729)
Actif net acquis	<u>148 217 \$</u>

EBOC a fusionné avec EnerMark Inc. en date du 1^{er} septembre 2000 et l'entité issue de la fusion a poursuivi ses activités sous la dénomination sociale d'EnerMark Inc.

c) *Pursuit Resources Corp.*

Aux termes d'une offre publique d'achat qui a pris fin le 3 avril 2000, le Fonds a acquis la totalité des actions ordinaires en circulation de Pursuit Resources Corp. (« Pursuit »), société ouverte d'Alberta. La contrepartie a totalisé 81 670 000 \$ et se composait de 2 988 000 parts de fiducie du Fonds d'une valeur inscrite de 64 779 000 \$, de 14 693 000 \$ en espèces et de frais liés à l'acquisition de 2 198 000 \$. Une charge d'impôts futurs de 29 821 000 \$ plus un montant de 37 060 000 \$ représentant l'excédent de la contrepartie totale sur la valeur comptable inscrite dans les comptes de Pursuit ont été constatés à titre d'augmentation des immobilisations corporelles. Le montant net de l'actif acquis et du passif pris en charge est établi comme suit :

Immobilisations corporelles	159 213 \$
Fonds de roulement	1 079
Dette à long terme prise en charge	(37 195)
Frais de restauration et d'abandon des lieux	(1 381)
Impôts futurs	(40 046)
Actif net acquis	<u>81 670 \$</u>

Pursuit est demeurée une filiale en propriété exclusive d'EnerMark Inc. jusqu'au 1^{er} juillet 2000, date de sa fusion avec EnerMark Inc., et l'entité issue de la fusion a poursuivi ses activités sous la dénomination sociale d'EnerMark Inc.

d) *Western Star Exploration Ltd.*

Aux termes d'une offre publique d'achat qui a pris fin le 7 janvier 2000, le Fonds a acquis la totalité des actions ordinaires en circulation de Western Star Exploration Ltd. (« Western Star »), société ouverte

FONDS ENERPLUS RESOURCES
NOTES COMPLÉMENTAIRES ACCOMPAGNANT LES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)
AUX 31 DÉCEMBRE 2001, 2000 ET 1999

(les montants figurant dans les tableaux sont en milliers de dollars canadiens, sauf les montants par part)

7. ACQUISITION DE SOCIÉTÉS (suite)

d'Alberta. La contrepartie a totalisé 22 035 000 \$ et se composait de 12 874 parts de fiducie du Fonds d'une valeur inscrite de 279 000 \$, de 21 251 000 \$ en espèces et de frais connexes de 505 000 \$. Les récipiendaires de parts de fiducie ont également reçu 20 000 bons de souscription, chacun des bons de souscription pouvant être converti jusqu'au 31 décembre 2000 en une part de fiducie moyennant un prix de 23,12 \$. L'excédent de la contrepartie totale sur la valeur comptable inscrite dans les comptes de Western Star, soit 8 400 000 \$, a été constaté à titre d'augmentation des immobilisations corporelles. Le montant net de l'actif acquis et du passif pris en charge est établi comme suit :

Immobilisations corporelles	27 894 \$
Insuffisance du fonds de roulement	(495)
Dette à long terme prise en charge	(5 028)
Frais de restauration et d'abandon des lieux	(336)
Actif net acquis	<u>22 035 \$</u>

Western Star est demeurée une filiale en propriété exclusive d'EnerMark Inc. jusqu'au 1^{er} avril 2000, date de sa fusion avec EnerMark Inc., et l'entité issue de la fusion a poursuivi ses activités sous la dénomination sociale d'EnerMark Inc.

e) ***Derrick Energy Corporation***

Aux termes d'un plan d'arrangement clos le 4 juin 1999, le Fonds a acquis la totalité des actions en circulation de Derrick Energy Corporation (« Derrick »), société ouverte d'Alberta. Immédiatement après cette date, le Fonds a cédé 80 % des biens relatifs au pétrole et au gaz de Derrick à des sociétés auparavant gérées par ERC. La contrepartie nette, d'un montant total de 2 925 000 \$, se composait de 26 888 000 \$ en espèces et de frais de 73 000 \$ liés à l'arrangement, moins le produit de cession de 24 036 000 \$. La valeur comptable inscrite dans les comptes de Derrick, qui dépassait de 2 575 000 \$ la contrepartie totale versée, déduction faite du produit de cession, a été constatée à titre de diminution des immobilisations corporelles. Le montant net de l'actif acquis et du passif :

Immobilisations corporelles	3 748 \$
Insuffisance du fonds de roulement	(776)
Frais de restauration et d'abandon des lieux	(47)
Actif net acquis	<u>2 925 \$</u>

Derrick est demeurée une filiale en propriété exclusive d'EnerMark Inc. jusqu'au 1^{er} janvier 2000, date de sa fusion avec EnerMark Inc., et l'entité issue de la fusion a poursuivi ses activités sous la dénomination sociale d'EnerMark Inc.

8. INSTRUMENTS FINANCIERS

Les instruments financiers du Fonds qui figurent au bilan se composent d'éléments d'actif à court terme, d'éléments de passif à court terme, de l'emprunt bancaire et du montant à payer à long terme à un apparenté.

La juste valeur marchande de ces instruments se rapproche de leur valeur comptable en raison de l'échéance à court terme de ces instruments et des taux d'intérêt variables dont l'emprunt bancaire est assorti. La quasi-totalité des débiteurs du Fonds sont des clients du secteur du pétrole et du gaz naturel et ils sont assujettis aux risques de crédit usuels dans le secteur.

FONDS ENERPLUS RESOURCES
NOTES COMPLÉMENTAIRES ACCOMPAGNANT LES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)
AUX 31 DÉCEMBRE 2001, 2000 ET 1999

(les montants figurant dans les tableaux sont en milliers de dollars canadiens, sauf les montants par part)

8. INSTRUMENTS FINANCIERS (suite)

Le Fonds a recours à divers types d'instruments financiers afin de gérer le risque lié aux variations des prix des marchandises. La juste valeur de ces instruments repose sur une approximation des montants qui auraient été obtenus de contreparties ou payés à celles-ci en vue de régler ces instruments au 31 décembre 2001. Le Fonds s'expose à des pertes éventuelles découlant de l'inexécution des contreparties à ces instruments financiers. Le Fonds maîtrise ce risque de crédit en sélectionnant des contreparties solvables.

PÉTROLE BRUT

Au 31 décembre 2001, Enerplus avait conclu trois contrats distincts d'option triple qui visaient à réduire l'incidence d'une baisse des prix du pétrole brut sur une production de 3 675 barils de pétrole brut par jour. Le coût total à amortir en 2002 s'élève à 859 000 \$. La juste valeur des couvertures financières liées au pétrole brut au 31 décembre 2001 tient compte d'un gain non réalisé de 274 000 \$.

Type d'instrument financier	Volumes bj	\$ US/b—WTI		
		Option d'achat vendue	Option de vente achetée	Option de vente vendue
Pétrole brut—2002				
Contrats financiers				
Option triple	1 500	27,00 \$	19,50 \$	16,00 \$
Option triple ¹⁾	1 500	25,00 \$	19,50 \$	17,00 \$
Option triple	675	27,00 \$	19,50 \$	17,00 \$
Total	3 675			

1) L'autre partie de l'un des contrats d'option triple portant sur du pétrole brut, est une filiale d'El Paso Energy Corporation, société mère originaire d'EGEM (se reporter à la note 6). Le solde des primes sur option afférentes à ces instruments s'établit à 276 000 \$ et est amorti sur la durée restante des contrats.

GAZ NATUREL

Au 31 décembre 2001, Enerplus disposait de contrats portant sur des actifs financiers et des marchandises à l'égard d'une production de gaz naturel de quelque 57 Mmpcj en 2002 et d'une production de gaz naturel de quelque 20 Mmpcj en 2003. Le reliquat des coûts à amortir s'élèvera à 2 032 000 \$ en 2002 et à 1 696 000 \$ en 2003. La juste valeur des couvertures financières de gaz naturel au 31 décembre 2001 tient compte d'une perte non réalisée de 711 000 \$.

FONDS ENERPLUS RESOURCES
NOTES COMPLÉMENTAIRES ACCOMPAGNANT LES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)
AUX 31 DÉCEMBRE 2001, 2000 ET 1999

(les montants figurant dans les tableaux sont en milliers de dollars canadiens, sauf les montants par part)

8. INSTRUMENTS FINANCIERS (suite)

Le tableau suivant résume les positions de gestion du risque des marchandises au 31 décembre 2001 :

		\$ CA/mpc—AECO				
Type d'instrument financier	Volume annualisé mpc]	Option d'achat vendue	Option de vente achetée	Option de vente vendue	Prix fixe	Prix croissant
Gaz naturel—2002						
Contrats ayant comme sous-jacent une marchandise	6 002	—	—	—	2,64 \$	—
Contrats ayant comme sous-jacent une marchandise	1 967	—	—	—	—	2,01 \$
	7 969					
Contrats ayant comme sous-jacent un actif financier						
Tunnel ¹⁾	9 084	5,27 \$	3,69 \$	—	—	—
Option de vente ¹⁾	9 084	—	3,69 \$	—	—	—
Contrat d'échange	3 792	—	2,90 \$	—	—	—
Tunnel	7 584	4,22 \$	3,43 \$	—	—	—
Tunnel	5 688	4,81 \$	3,43 \$	—	—	—
Tunnel	14 220	4,22 \$	3,32 \$	—	—	—
Total	57 421					
Gaz naturel—2003						
Contrats ayant comme sous-jacent une marchandise	2 369	—	—	—	2,64 \$	—
Contrats ayant comme sous-jacent une marchandise	1 967	—	—	—	—	2,23 \$
	4 336					
Contrats ayant comme sous-jacent un actif financier						
Tunnel ¹⁾	5 922	5,27 \$	3,69 \$	—	—	—
Option de vente ¹⁾	5 922	—	3,69 \$	—	—	—
Contrat d'échange	3 792	—	2,90 \$	—	—	—
Total	19 972					
Gaz naturel—2004						
Contrats ayant comme sous-jacent une marchandise	1 967	—	—	—	—	2,33 \$
Contrats ayant comme sous-jacent un actif financier	3 160	—	2,90 \$	—	—	—
Total	5 127					
Gaz naturel—2005 à 2010						
Contrats ayant comme sous-jacent une marchandise	1 967	—	—	—	—	2,43 \$

1) L'autre partie de ces tunnels et options de vente de gaz naturel est une filiale d'El Paso Energy Corporation, société mère originaire d'EGEM (se reporter à la note 6). Le solde des primes sur option afférentes à ces instruments s'établit à 3 728 000 \$ et est amorti sur la durée restante des contrats.

FONDS ENERPLUS RESOURCES
NOTES COMPLÉMENTAIRES ACCOMPAGNANT LES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)
AUX 31 DÉCEMBRE 2001, 2000 ET 1999

(les montants figurant dans les tableaux sont en milliers de dollars canadiens, sauf les montants par part)

9. RETRAITEMENT DES DISTRIBUTIONS À PAYER AUX PORTEURS DE PARTS DES EXERCICES PRÉCÉDENTS

Les chiffres comparatifs des bilans consolidés aux 31 décembre 2000 et 1999 et des distributions en espèces accumulées consolidées pour chacun des exercices terminés à ces dates ont été retraités afin de constater un montant à payer aux porteurs de parts à court terme qui correspond aux distributions mensuelles déclarées le 20 décembre 2000 et le 20 décembre 1999 et payées le 20 janvier 2001 et le 20 janvier 2000, respectivement. Cette modification entraîne une augmentation des distributions à payer aux porteurs de parts et une hausse des distributions en espèces accumulées de 18 925 000 \$ et de 7 547 000 \$ aux 31 décembre 2000 et 1999, respectivement, mais aucune incidence sur les flux de trésorerie ou les résultats du Fonds pour les exercices courant et précédents.

10. DIFFÉRENCES ENTRE LES PRINCIPES COMPTABLES GÉNÉRALEMENT RECONNUS DU CANADA ET DES ÉTATS-UNIS

Les états financiers consolidés du Fonds ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada (les « PCGR du Canada »). Ces principes, tels qu'ils s'appliquent aux états financiers consolidés du Fonds, diffèrent des principes comptables généralement reconnus des États-Unis (les « PCGR des États-Unis ») comme suit :

- a) Pour les sociétés inscrites à la Securities and Exchange Commission des États-Unis qui appliquent la méthode du plafonnement du coût entier, selon les PCGR des États-Unis, la valeur comptable des propriétés pétrolières et gazières et des installations s'y rattachant, déduction faite des impôts reportés, ne doit pas dépasser la valeur actualisée des produits nets futurs après impôts qui seront tirés des réserves prouvées, calculée au moyen d'un taux d'actualisation de 10 % (et fondée sur les prix et les coûts en date du bilan), plus le moindre du coût ou de la juste valeur des réserves non prouvées. Selon les PCGR du Canada, le plafonnement du coût entier ne fait pas appel à un facteur d'actualisation, mais tient compte des frais généraux et d'administration, des frais de gestion et des intérêts débiteurs.

Lorsque le montant de la réduction de valeur établie dans le cadre du plafonnement du coût entier selon les PCGR du Canada diffère de celui calculé selon les PCGR des États-Unis, le montant comptabilisé au poste Déplétion et amortissement différera au cours des exercices subséquents. Au 31 décembre 2001, l'application du plafonnement du coût entier selon les PCGR des États-Unis a donné lieu à une réduction de valeur des coûts capitalisés de 744,3 M\$ (458,4 M\$ après impôts). Aux 31 décembre 2000 et 1999, l'application du plafonnement du coût entier selon les PCGR des États-Unis n'a pas donné lieu à une réduction de valeur des coûts capitalisés. Selon les PCGR du Canada, l'application du plafonnement du coût entier n'a pas entraîné de réduction de valeur pour les exercices 2001, 2000 et 1999.

- b) Le SFAS 123, « Accounting for Stock-based Compensation », prévoit des normes concernant la comptabilisation et la présentation de l'information financière des régimes de rémunération à base d'actions à l'intention des salariés et des opérations dans le cadre desquelles une entité émet des instruments de capitaux propres afin d'acquérir des biens ou des services de non-salariés. Comme le permet le SFAS 123, Enerplus a fait le choix de continuer d'appliquer la méthode de la valeur intrinsèque aux fins de la comptabilisation des ententes de rémunération à base d'actions qui est prévue dans l'Accounting Principles Board Opinion 25 (« APB 25 »). Puisque le prix d'exercice de la totalité des options sur parts et des droits de souscription de parts de fiducie attribués correspond au prix du marché à la date de l'attribution, aucune charge de rémunération n'a été imputée aux résultats. Si la charge de rémunération liée aux options sur parts d'Enerplus avait été déterminée en fonction de la juste valeur marchande aux dates des attributions, conformément à la méthode prévue dans le SFAS 123, les montants pro forma suivants auraient été déclarés

FONDS ENERPLUS RESOURCES
NOTES COMPLÉMENTAIRES ACCOMPAGNANT LES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)
AUX 31 DÉCEMBRE 2001, 2000 ET 1999

(les montants figurant dans les tableaux sont en milliers de dollars canadiens, sauf les montants par part)

10. DIFFÉRENCES ENTRE LES PRINCIPES COMPTABLES GÉNÉRALEMENT RECONNUS DU CANADA ET DES ÉTATS-UNIS (suite)

au titre du résultat net et du résultat net par part d'Enerplus pour les exercices terminés les 31 décembre 2001, 2000 et 1999 :

	Exercices terminés les 31 décembre		
	2001	2000	1999
	(en milliers, sauf les montants par part)		
Bénéfice net (perte nette) :			
présenté(e) selon les PCGR des États-Unis	(261 288)\$	98 261 \$	48 024 \$
pro forma	(262 191)\$	96 813 \$	46 627 \$
Bénéfice net (perte nette) par part			
De base			
présenté(e) selon les PCGR des États-Unis	(4,76)\$	3,66 \$	2,34 \$
pro forma	(4,78)\$	3,61 \$	2,27 \$
Dilué(e)			
présenté(e) selon les PCGR des États-Unis	(4,76)\$	3,65 \$	2,33 \$
pro forma	(4,78)\$	3,60 \$	2,26 \$

La juste valeur estimative des options émises aux termes du régime d'options sur parts et du régime incitatif de droits de souscription de parts de fiducie a été déterminée à l'aide du modèle Black et Scholes et des hypothèses suivantes :

	2001	2000	1999
Taux d'intérêt sans risque	2,35 %	5,98 %	5,07 %
Période de détention estimative avant l'exercice	3 ans	3 ans	3 ans
Volatilité du cours des parts de fiducie	24,5 %	33,5 %	36,3 %
Distributions mensuelles estimatives en espèces	0,11 \$/part	0,07 \$/part	0,05 \$/part

La juste valeur moyenne pondérée des options attribuées en 2001, en 2000 et en 1999 était de 0,75 \$, de 0,80 \$ et de 0,61 \$ par option, respectivement.

Comme le prix d'exercice des droits pourrait, de temps à autre, être révisé à la baisse, le régime de droits constitue un régime de rémunération variable aux termes des PCGR des États-Unis. L'excédent du cours sur le prix d'exercice des droits à la fin de chaque période donne lieu à une charge de rémunération, qui est reportée puis imputée aux résultats sur la période d'acquisition des droits. Au 31 décembre 2001, aucune révision à la baisse du prix d'exercice n'avait eu lieu et aucune charge de rémunération n'avait été constatée à l'égard de ces droits. En raison de la nature des droits, il est impossible d'en estimer la juste valeur.

- c) Selon les PCGR des États-Unis, l'entité doit présenter en plus du bénéfice net le résultat global, qui inclut certains éléments non compris dans le bénéfice net. Le résultat global du Fonds est identique à son bénéfice net.
- d) Selon les PCGR des États-Unis, la date de mesure des opérations d'acquisition correspond à la date de l'annonce de l'acquisition. Selon les PCGR du Canada, la date de mesure correspond à la date de clôture de l'opération. Selon les PCGR des États-Unis, l'avoir des porteurs de parts et les immobilisations corporelles ont été augmentés de 37,3 M\$ en 2001 et diminués de 7,8 M\$ en 2000 pour tenir compte des écarts de valeur des parts de fiducie émises dans le cadre de certaines opérations d'acquisition.
- e) Le Fonds a adopté les recommandations de l'Institut Canadien des Comptables Agréés relatives à la comptabilisation des impôts futurs, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2000, passant ainsi de la méthode du report

FONDS ENERPLUS RESOURCES
NOTES COMPLÉMENTAIRES ACCOMPAGNANT LES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)
AUX 31 DÉCEMBRE 2001, 2000 ET 1999

(les montants figurant dans les tableaux sont en milliers de dollars canadiens, sauf les montants par part)

10. DIFFÉRENCES ENTRE LES PRINCIPES COMPTABLES GÉNÉRALEMENT RECONNUS DU CANADA ET DES ÉTATS-UNIS (suite)

d'impôts fixe à la méthode du passif fiscal. Cette dernière diffère de celle prévue selon les PCGR des États-Unis sur le plan des dispositions transitoires et de la comptabilisation de certains crédits d'impôt et déductions admissibles au Canada. En 1999, les impôts futurs et les immobilisations corporelles ont été augmentés de 4,5 M\$ selon les PCGR des États-Unis.

- f) Aux fins de la présentation de l'information financière aux États-Unis, le Fonds a adopté le Statement of Financial Accounting Standards (le « SFAS ») 133, « Accounting for Derivative Instruments and Hedging Activities » avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2001. Le SFAS 133 définit des normes en matière de comptabilisation et de présentation de l'information financière en vertu desquelles les instruments dérivés (y compris les instruments dérivés intégrés dans d'autres contrats), comme ils sont définis, doivent être comptabilisés à titre d'actif ou de passif au bilan et mesurés à leur juste valeur. Il prévoit aussi la constatation des variations de leur juste valeur dans les résultats de l'exercice visé à moins que les critères propres à la comptabilisation des opérations de couverture ne soient remplis. Aucune norme similaire n'existe en vertu des PCGR du Canada.

Les dispositions relatives au traitement comptable des opérations de couverture prévoient le report des gains et des pertes non réalisés (relatifs à la tranche efficace de la couverture) dans les autres éléments du résultat global jusqu'à ce que l'opération prévue ait lieu. Elles précisent également qu'une entité doit documenter officiellement, désigner et évaluer l'efficacité des instruments financiers qui sont traités selon les règles s'appliquant à la comptabilité de couverture. Le Fonds a choisi de ne pas documenter officiellement ni de désigner ses instruments financiers en cours aux 31 décembre 2001 et 2000 comme instruments de couverture selon les PCGR des États-Unis.

- g) Les données pro forma supplémentaires suivantes ont été préparées conformément aux PCGR des États-Unis et rendent compte de la fusion comme si elle avait eu lieu au 1^{er} janvier de chacun des exercices suivants :

	<u>31 décembre 2001</u>	<u>31 décembre 2000</u>
	(non vérifié)	(non vérifié)
Produits, déduction faite des redevances	604 443 \$	408 747 \$
Bénéfice net (perte nette)	(191 199)\$	133 435 \$
Bénéfice net (perte nette) par part		
De base	(2,95)\$	2,80 \$
Dilué	(2,95)\$	2,79 \$

- h) **Faits récents concernant les normes comptables américaines**

En juillet 2001, le Financial Accounting Standards Board (le « FASB ») a publié le SFAS 141, « Business Combinations » et le SFAS 142, « Goodwill and Other Intangible Assets ». Le SFAS 141 exige le recours à la méthode de l'acquisition pour la comptabilisation de toutes les fusions d'entreprises amorcées après le 30 juin 2001. Le SFAS 142 stipule que les écarts d'acquisition et les actifs incorporels ayant une durée de vie utile indéfinie ne seront plus amortis mais soumis à un test de dépréciation au moins une fois par année. Le SFAS 142 s'applique aux exercices commençant après le 15 décembre 2001; les écarts d'acquisition et les actifs incorporels découlant d'opérations conclues après le 30 juin 2001 sont quant à eux immédiatement visés par les dispositions relatives à l'amortissement et au non-amortissement du SFAS 142. Jusqu'à maintenant, l'adoption du SFAS 141 et du SFAS 142 n'a eu aucune incidence sur les états financiers du Fonds.

En juin 2001, le FASB a publié le SFAS 143, « Accounting for Asset Retirement Obligations ». Le SFAS 143 exige la constatation d'un passif lié aux obligations rattachées à la mise hors service d'une immobilisation corporelle. Les obligations touchées par le SFAS 143 sont celles pour lesquelles le Fonds a une obligation juridique de règlement. L'évaluation initiale du passif au titre d'une obligation liée à la mise hors service

FONDS ENERPLUS RESOURCES

NOTES COMPLÉMENTAIRES ACCOMPAGNANT LES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

AUX 31 DÉCEMBRE 2001, 2000 ET 1999

(les montants figurant dans les tableaux sont en milliers de dollars canadiens, sauf les montants par part)

10. DIFFÉRENCES ENTRE LES PRINCIPES COMPTABLES GÉNÉRALEMENT RECONNUS DU CANADA ET DES ÉTATS-UNIS (suite)

d'une immobilisation doit être faite à la juste valeur. Le coût de mise hors service égal à la juste valeur de l'obligation liée à la mise hors service sera capitalisé en tant que coût de mise hors service de l'immobilisation en question, et amorti dans les résultats sur la durée de vie utile de l'immobilisation. Le SFAS 143 est en vigueur pour tous les exercices débutant après le 15 juin 2002. L'incidence totale du SFAS 143 sur les états financiers du Fonds n'a pas encore été déterminée.

L'incidence de l'application des PCGR des États-Unis sur le bénéfice net présenté s'établirait comme suit :

	2001 (en milliers de dollars, sauf les montants par part)	2000 (en milliers de dollars, sauf les montants par part)	1999 (en milliers de dollars, sauf les montants par part)
Bénéfice net présenté à l'état consolidé des résultats	180 269 \$	82 150 \$	25 754 \$
Ajustements, déduction faite des impôts sur les bénéfices applicables			
Réduction de valeur des immobilisations corporelles	(458 474)	—	—
Déplétion et amortissement	17 168	16 111	22 270
Gain non réalisé sur les instruments financiers dérivés	(251)	—	—
Bénéfice net (perte nette) et résultat global	<u>(261 288)\$</u>	<u>98 261 \$</u>	<u>48 024 \$</u>
Bénéfice net (perte nette) par part			
de base	(4,76)\$	3,66 \$	2,34 \$
dilué	(4,76)\$	3,65 \$	2,33 \$
Nombre moyen pondéré de parts en circulation			
de base	54 907	26 841	20 532
dilué	<u>54 956</u>	<u>26 928</u>	<u>20 607</u>

L'incidence de l'application des PCGR des États-Unis sur le bilan présenté s'établirait comme suit :

	PCGR du Canada	Augmentation (diminution)	PCGR des États-Unis
	(en milliers de dollars)		
Au 31 décembre 2001			
Actifs financiers dérivés	— \$	274 \$	274 \$
Immobilisations corporelles, montant net	2 178 316	(1 018 610)	1 159 706
Passifs financiers dérivés	—	711	711
Impôts sur les bénéfices futurs	333 560	(406 556)	(72 996)
Avoir des porteurs de parts	1 826 507	29 626	1 856 133
Bénéfice accumulé	324 570	(642 117)	(317 547)
Au 31 décembre 2000			
Immobilisations corporelles, montant net	1 483 293	(339 588)	1 143 705
Impôts sur les bénéfices futurs	353 115	(131 270)	221 845
Avoir des porteurs de parts	1 054 859	(7 758)	1 047 101
Bénéfice accumulé	144 301	(200 560)	(56 259)
Au 31 décembre 1999			
Immobilisations corporelles, montant net	556 285	(359 183)	197 102
Impôts sur les bénéfices futurs	33 593	(126 335)	(92 742)
Bénéfice accumulé	78 328 \$	(232 848)\$	(154 520)\$

FONDS ENERPLUS RESOURCES
NOTES COMPLÉMENTAIRES ACCOMPAGNANT LES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)
AUX 31 DÉCEMBRE 2001, 2000 ET 1999

(les montants figurant dans les tableaux sont en milliers de dollars canadiens, sauf les montants par part)

11. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS AU 31 DÉCEMBRE 2001

- a) Le 19 juin 2002, Enerplus a émis pour 175 000 000 \$ US de billets non garantis de premier rang (les « billets »). Ces billets viennent à échéance le 19 juin 2014 et portent intérêt au taux annuel de 6,62 %. Les intérêts sont exigibles semestriellement le 19 juin et le 19 décembre de chaque année. En vertu de la convention d'achat des billets, le Fonds est tenu de rembourser le capital en cinq paiements annuels représentant chacun 20 % du capital initial, à compter du 19 juin 2010.

Parallèlement à cette émission de billets, Enerplus a conclu un swap de devises avec un consortium d'importantes institutions financières. En vertu de ce swap, le montant des billets aux fins du remboursement des intérêts et du capital a été fixé à un montant de référence de 268 328 000 \$ CA. Les paiements des intérêts sont effectués à des taux variables, établis selon le taux des acceptations bancaires canadiennes de trois mois, majoré de 1,18 %. Les coûts engagés relativement à l'émission de ces billets se chiffrent à 1 892 000 \$ et ils sont amortis sur la durée des billets.

Le produit total tiré de l'émission des billets a été entièrement affecté à l'encours de la dette bancaire, ce qui a réduit le montant du crédit disponible aux termes des facilités de crédit bancaire (les « facilités »), le faisant passer de 620 000 000 \$ à 351 672 000 \$. Les facilités demeurent non garanties et comprennent une marge de crédit consentie de 322 000 000 \$ pouvant être renouvelée pour une durée supplémentaire de deux ans, ainsi qu'une ligne de crédit à l'exploitation de 29 672 000 \$. Diverses options d'emprunt sont disponibles aux termes des facilités, y compris des avances basées sur le taux préférentiel et des acceptations bancaires.

- b) Le 8 août 2002, le Fonds a fait l'acquisition d'une participation directe de 16 % dans la concession des sables bitumineux n° 24 (également connue sous le nom de bail de Joslyn Creek) pour 16,4 M\$ et la prise en charge d'un emprunt conditionnel de 4,1 M\$ propre à ce projet, soit un capital de 3 360 000 \$ et des intérêts courus d'environ 740 000 \$. L'intérêt est calculé au taux préférentiel de la Banque du Canada et n'est pas composé. L'emprunt conditionnel est lié à l'atteinte d'un taux minimal de production et d'établissement des prix relativement à la mise en valeur de la concession. Le projet n'est pas encore assez avancé pour déterminer si ces taux minimaux seront atteints.
- c) Le 12 septembre 2002, Enerplus a conclu un placement de 4 750 000 parts de fiducie au montant de 26,85 \$ par part de fiducie pour un produit brut de 127 538 000 \$ (produit net de 120 886 000 \$).
- d) Le 3 octobre 2002, le Fonds a annoncé qu'il avait fait l'acquisition de toutes les actions émises et en circulation de Celsius Energy Resources Ltd., une société fermée du domaine pétrolier et gazier, pour une contrepartie en espèces totale d'environ 165,9 M\$, y compris les ajustements au fonds de roulement. L'acquisition sera comptabilisée selon la méthode de l'acquisition et les résultats d'exploitation seront compris dans les états financiers du Fonds à partir de la date de clôture, soit le 21 octobre 2002.

FONDS ENERPLUS RESOURCES
INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE SUR LES RÉSERVES
SELON LA NORME SFAS N° 69
(non vérifié)

L'information suivante a été préparée conformément à la norme SFAS N° 69 intitulée *Disclosures about Oil and Gas Producing Activities* :

Réserves de pétrole et de gaz

Les utilisateurs de la présente information doivent savoir que le processus d'estimation des volumes de réserves de pétrole brut et de gaz naturel *prouvées et mises en valeur prouvées* est très complexe et qu'il exige la prise de décisions subjectives importantes pour l'évaluation de toutes les données géologiques, techniques et économiques disponibles pour chaque réservoir. Les données pour un réservoir particulier peuvent également changer considérablement au fil du temps par suite de nombreux facteurs, notamment les activités de mise en valeur supplémentaires, l'évolution de l'historique de production et la réévaluation continue de la viabilité de la production lorsque la conjoncture économique varie. Par conséquent, d'importantes révisions des estimations des réserves existantes sont faites de temps à autre. En dépit de tous les efforts raisonnables déployés pour que les estimations des réserves déclarées représentent les évaluations les plus exactes possibles, l'importance des décisions subjectives requises et les écarts dans les données disponibles pour divers réservoirs rendent ces estimations généralement moins précises que les autres estimations présentées relativement aux informations fournies dans les états financiers.

Les réserves de pétrole et de gaz prouvées représentent les volumes estimatifs de pétrole brut, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel dont les données géologiques et techniques démontrent avec une certitude raisonnable qu'elles peuvent être récupérées dans les années futures à partir de réservoirs connus dans les conditions économiques et d'exploitation existantes.

Les réserves de pétrole et de gaz mises en valeur prouvées sont des réserves que l'on peut prévoir extraire des puits existants à l'aide du matériel et des méthodes d'exploitation existantes.

Les redevances provinciales canadiennes sont déterminées d'après une échelle en pourcentage graduée qui varie selon les prix et les volumes de production. Les réserves canadiennes, qui sont présentées sur une base nette, tiennent pour acquis les prix et les taux de redevances existants au moment où les estimations ont été faites, et l'estimation faite par le Fonds des volumes de la production future. Les variations de prix futures, les taux de production ou l'évolution du cadre politique ou réglementaire pourrait faire en sorte que la part de la production future provenant des réserves canadiennes et revenant au Fonds soit sensiblement différente de celle qui est présentée.

À notre avis, après le 31 décembre 2001, aucune découverte importante ni aucun autre fait favorable ou défavorable n'a entraîné un changement important dans les estimations des réserves prouvées ou dans les réserves mises en valeur prouvées à cette date.

Résultats d'exploitation pour les activités de production

Le tableau suivant présente des renseignements sur les produits et les frais directs ayant trait aux activités de production de pétrole et de gaz du Fonds pour les exercices terminés le 31 décembre.

	<u>2001</u>	<u>2000</u>	<u>1999</u>
		(en milliers)	
Produits			
Ventes ²⁾	506 719 \$	262 239 \$	137 396 \$
Moins			
Frais de production	120 082	54 997	37 228
Épuisement, amortissement et provision pour évaluation	910 486	52 956	26 452
Résultats d'exploitation provenant des activités de production	<u>(523 849)\$</u>	<u>154 286 \$</u>	<u>73 716 \$</u>

1) Dans le présent tableau, les frais excluent les frais indirects de la société, les intérêts débiteurs et les autres frais qui ne sont pas directement reliés aux activités de production.

2) Les ventes sont présentées déduction faite des redevances et des obligations de tiers.

FONDS ENERPLUS RESOURCES
INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE SUR LES RÉSERVES
SELON LA NORME SFAS N° 69
(non vérifié)

**FRAIS ENGAGÉS DANS LES ACTIVITÉS D'ACQUISITION, D'EXPLORATION
ET DE MISE EN VALEUR DES PROPRIÉTÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES**

Les frais engagés dans les activités de production de pétrole et de gaz pour les exercices terminés le 31 décembre sont les suivants :

	<u>2001</u>	<u>2000</u> (en milliers)	<u>1999</u>
Frais d'acquisition de propriétés prouvées	767 216 \$	685 979 \$	13 591 \$
Frais de mise en valeur	141 509	39 053	19 557
	<u>908 725 \$</u>	<u>725 032 \$</u>	<u>33 148 \$</u>

Les frais d'acquisition comprennent les frais engagés pour acheter, louer ou acquérir d'une autre manière des propriétés pétrolières et gazières.

Les frais de mise en valeur comprennent les frais de forage et de dotation en matériel des puits de reconnaissance et des installations afin d'extraire, de traiter, de collecter et d'entreposer du pétrole et du gaz, de même qu'une répartition des frais indirects.

Aucuns frais liés aux propriétés pétrolières et gazières n'ont été amortis au cours de l'un ou l'autre des exercices présentés.

FRAIS CAPITALISÉS AYANT TRAIT AUX ACTIVITÉS DE PRODUCTION DE PÉTROLE ET DE GAZ

Les frais capitalisés et l'amortissement et l'épuisement cumulés correspondants, y compris les baisses de valeur durables, ayant trait aux activités d'exploration, de mise en valeur et de production de pétrole et de gaz du Fonds au 31 décembre se composaient de ce qui suit :

	<u>2001</u>	<u>2000</u> (en milliers)	<u>1999</u>
Propriétés pétrolières et gazières prouvées	2 654 711 \$	1 784 127 \$	782 840 \$
Moins l'épuisement et l'amortissement cumulés	1 500 037	643 986	592 072
Frais capitalisés nets	<u>1 154 674 \$</u>	<u>1 140 141 \$</u>	<u>190 768 \$</u>

FONDS ENERPLUS RESOURCES
INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE SUR LES RÉSERVES
SELON LA NORME SFAS N° 69
(non vérifié)

Information sur les réserves de pétrole et de gaz

Toutes les réserves de pétrole, de liquides de gaz naturel et de gaz naturel prouvées du Fonds sont situées au Canada, principalement dans les provinces de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan. Les réserves mises en valeur prouvées et les réserves non mises en valeur, après déduction des redevances, sont résumées ci-dessous :

	Pétrole brut et NGL (Mmb)	Gaz naturel (Gpc)
RÉSERVES PROUVÉES NETTES MISES EN VALEUR ET RÉSERVES NON MISES EN VALEUR, APRÈS LES REDEVANCES		
Fin de l'exercice 1998	44,6	252,1
Révision des estimations antérieures	0,4	6,3
Achats de réserves en place	1,9	9,4
Ventes de réserves en place	(0,1)	(15,2)
Découvertes et extensions	0,3	1,0
Production	(4,0)	(20,0)
Fin de l'exercice 1999	43,1	233,6
Révision des estimations antérieures	(1,9)	(57,0)
Achats de réserves en place	20,8	354,1
Ventes de réserves en place	(0,5)	(6,2)
Découvertes et extensions	—	—
Production	(4,3)	(28,3)
Fin de l'exercice 2000 (EnerMark Income Fund)	57,2	496,2
Fin de l'exercice 2000 (Fonds Enerplus Resources)	44,1	246,3
Fin de l'exercice 2000 (combinés)	101,3	742,5
Révision des estimations antérieures	(1,1)	60,8
Achats de réserves en place		
EnerMark Income Fund	3,3	18,0
Fonds Enerplus Resources (avant le 21 juin)	1,1	0,2
Combinés	4,4	18,2
Ventes de réserves en place		
EnerMark Income Fund	(3,6)	(12,6)
Fonds Enerplus Resources (avant le 21 juin)	(1,0)	(4,6)
Combinés	(4,6)	(17,2)
Découvertes et extensions	—	—
Production	(8,9)	(59,4)
Fin de l'exercice 2001	91,1	744,9
RÉSERVES MISES EN VALEUR PROUVÉES NETTES APRÈS LES REDEVANCES		
Fin de l'exercice 1998	33,5	190,6
Fin de l'exercice 1999	32,9	168,0
Fin de l'exercice 2000 (EnerMark Income Fund)	50,1	395,5
Fin de l'exercice 2000 (Fonds Enerplus Resources)	42,3	185,8
Fin de l'exercice 2000 (combinés)	92,4	581,3
Fin de l'exercice 2001	83,6	605,5

- 1) Les réserves nettes après redevances représentent les redevances de locateur, les redevances dérogatoires et la part des réserves restantes brutes attribuable à la participation directe du Fonds, après déduction de toutes les redevances de la Couronne, redevances de propriétaire franc et redevances dérogatoires. Ces redevances sont assujetties à des changements législatifs ou réglementaires et peuvent également varier selon les taux de production, les prix de vente et le moment choisi pour la production initiale.

FONDS ENERPLUS RESOURCES
INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE SUR LES RÉSERVES
SELON LA NORME SFAS N° 69
(non vérifié)

- 2) Les réserves représentent les volumes estimatifs de pétrole brut, de gaz naturel et de substances connexes dont les données géologiques et techniques laissent prévoir la possibilité d'extraction d'accumulations connues, à compter d'une date future donnée, avec la technologie connue, dans les conditions d'exploitation existantes et aux prix en vigueur à la fin de l'exercice.
- 3) Les réserves de pétrole et de gaz prouvées représentent les volumes estimatifs de pétrole brut, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel dont les données géologiques et techniques démontrent avec une certitude raisonnable qu'elles peuvent être extraites, dans les années futures, de réservoirs connus, dans la conjoncture économique et les conditions d'exploitation existantes.
- 4) Les réserves de pétrole et de gaz mises en valeur prouvées sont des réserves que l'on peut prévoir extraire de puits existants à l'aide du matériel et des méthodes d'exploitation existants. Les réserves non mises en valeur prouvées sont des réserves que l'on prévoit extraire d'accumulations connues lorsque des dépenses importantes sont nécessaires.

**MESURE NORMALISÉE DES RENTRÉES NETTES FUTURES ACTUALISÉES AYANT TRAIT
AUX RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ PROUVÉES**

L'information suivante a été élaborée suivant les procédés décrits dans la norme SFAS N° 69 et est fondée sur les volumes des réserves et de la production de pétrole brut et de gaz naturel estimés par des ingénieurs conseils indépendants du Fonds. Elle peut être utile pour certaines comparaisons, mais on ne doit pas se fier uniquement à cette information pour évaluer le Fonds ou son rendement. En outre, l'information contenue dans le tableau suivant ne devrait pas être considérée comme étant représentative d'évaluations réalistes des rentrées futures, et la mesure normalisée des rentrées nettes futures actualisées ne doit pas non plus être considérée comme représentative de la valeur actuelle des réserves du Fonds.

Les rentrées futures présentées ci-dessous sont fondées sur les prix de vente, les taux des frais et les taux de l'impôt sur le revenu prescrits par la loi existants à la date de la fin de la période. Il est prévu que d'importantes révisions de certaines estimations de réserves de pétrole brut et de gaz naturel puissent être faites dans l'avenir, que la mise en valeur et la production des réserves puissent avoir lieu dans des périodes autres que celles qui sont présumées et que les prix réels obtenus et les frais réels engagés puissent varier considérablement par rapport à ceux qui ont été utilisés.

La direction ne se fie pas à l'information suivante pour prendre des décisions en matière de placement et d'exploitation. Ces décisions sont fondées sur une vaste gamme de facteurs, notamment des estimations des réserves probables ainsi que des réserves prouvées et différentes hypothèses sur les prix et les frais considérées comme étant plus représentatives d'une gamme de conditions économiques possibles qui peuvent être prévues.

Le calcul de la mesure normalisée des rentrées nettes futures actualisées ayant trait aux réserves de pétrole et de gaz prouvées au 31 décembre 2001 a été fait d'après un prix du brut de 30,35 \$/b et un prix du gaz naturel de 3,75 \$/mpc. Le calcul de la mesure standardisée des rentrées nettes futures actualisées ayant trait aux réserves de pétrole et de gaz prouvées au 31 décembre 2000 a été fait d'après les prix du pétrole brut et du gaz naturel du Fonds, à savoir 50,63 \$/b et 7,89 \$/mpc respectivement. Le calcul de la mesure normalisée des rentrées nettes futures actualisées ayant trait aux réserves de pétrole et de gaz prouvées au 31 décembre 1999 a été fait d'après les prix du pétrole brut et du gaz naturel du Fonds, à savoir 27,51 \$/b et 2,93 \$/mpc.

Le tableau suivant présente la mesure normalisée des rentrées nettes futures actualisées provenant de la production projetée des réserves de pétrole brut et de gaz naturel du Fonds au 31 décembre, pour les exercices présentés.

	2001	2000	1999
		(en millions)	
Rentrées futures	2 558 \$	4 565 \$	1 077 \$
Frais de production et de mise en valeur futurs	(142)	(138)	(66)
Rentrées nettes futures	2 416	4 427	1 011
Moins : facteur d'actualisation annuel de 10 %	(1 154)	(2 113)	(488)
Mesure normalisée des rentrées nettes futures actualisées	<u>1 262 \$</u>	<u>2 314 \$</u>	<u>523 \$</u>

FONDS ENERPLUS RESOURCES
INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE SUR LES RÉSERVES
SELON LA NORME SFAS N° 69
(non vérifié)

Modifications de la mesure standardisée des rentrées futures actualisées ayant trait aux réserves de pétrole et de gaz prouvées

Le tableau suivant présente les variations de la mesure normalisée des rentrées futures nettes actualisées au 31 décembre pour les exercices présentés.

	<u>2001</u>	<u>2000</u>	<u>1999</u>
	(en millions)		
Rentrées nettes actualisées futures au début de l'exercice	2 314 \$	523 \$	432 \$
Ventes et cession, déduction faite des frais de production	(277)	(275)	(107)
Variation nette des prix de vente et de cession, déduction faite des frais de mise en valeur et de production	(1 860)	622	16
Extensions, découvertes et récupération améliorée, déduction faite des frais connexes	—	—	5
Révisions des estimations des volumes	91	(251)	13
Accroissement de l'actualisation	125	100	200
Vente de réserves en place	(89)	(33)	(21)
Achat de réserves en place	1 033	1 718	35
Modifications du moment des rentrées futures et autres	(75)	(90)	(50)
Variation nette des impôts sur le revenu	—	—	—
Fin de l'exercice	<u>1 262 \$</u>	<u>2 314 \$</u>	<u>523 \$</u>

- 1) Les calculs pour les tableaux ci-dessus ont été faits en utilisant les prix, les coûts, les taux d'impôt prescrits par la loi et les réserves de pétrole et de gaz prouvées existantes de fin d'exercice. La valeur des propriétés d'exploration et des réserves probables, les frais d'exploration futurs, les fluctuations futures des prix du pétrole et du gaz et des frais de production et de mise en valeur sont exclus.

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS PRO FORMA NON VÉRIFIÉS

RAPPORT SUR LA COMPILATION

Aux administrateurs d'EnerMark Inc.

Nous avons procédé à un examen portant uniquement sur la compilation des états consolidés pro forma des résultats et des espèces disponibles pour distribution non vérifiés du Fonds Enerplus Resources (le « Fonds ») pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001. Ces états financiers consolidés pro forma ont été préparés pour inclusion dans le prospectus du Fonds daté du 22 novembre 2002. À notre avis, les états consolidés pro forma des résultats et des espèces disponibles pour distribution non vérifiés ont été compilés correctement pour rendre compte de l'opération et des hypothèses décrites dans les notes complémentaires qui les accompagnent.

Calgary, Canada
Le 22 novembre 2002

(signé) « DELOITTE & TOUCHE, s.r.l. »
Comptables agréés

COMMENTAIRES À L'INTENTION DES LECTEURS DES ÉTATS-UNIS À PROPOS DES DIFFÉRENCES DE NORMES DE RAPPORT ENTRE LE CANADA ET LES ÉTATS-UNIS

L'opinion ci-dessus, formulée uniquement en vertu des exigences canadiennes, est exprimée conformément aux normes de rapport généralement reconnues du Canada. Ces normes proposent l'expression d'une opinion à l'égard de la compilation d'états financiers pro forma. Les normes de rapport généralement reconnues des États-Unis ne prévoient pas l'expression d'une opinion à l'égard de la compilation d'états financiers pro forma. Afin de présenter un rapport conformément aux normes des États-Unis sur les ajustements pro forma ainsi que sur leur application dans les états financiers pro forma, un contrôle ou un examen d'une portée considérablement plus importante que l'examen portant uniquement sur la compilation que nous avons effectué serait nécessaire. Par conséquent, en vertu des normes des États-Unis, nous ne sommes pas en mesure d'émettre une opinion à l'égard de la compilation des états consolidés pro forma des résultats et des espèces disponibles pour distribution non vérifiés ci-joints.

Calgary, Canada
Le 22 novembre 2002

(signé) « DELOITTE & TOUCHE, s.r.l. »
Comptables agréés

FONDS ENERPLUS RESOURCES
ÉTAT CONSOLIDÉ PRO FORMA DES RÉSULTATS
Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001
(non vérifié)
(en milliers de dollars, sauf les montants par part)

	<u>Enerplus</u>	<u>Enerplus (avant l'acquisition) 171 jours</u>	<u>Ajustements</u>	<u>Données consolidées pro forma</u>
Produits				
Ventes de pétrole et de gaz	639 379 \$	122 343 \$	— \$	761 722 \$
Redevances à la Couronne	(101 114)	(18 951)	(236) (2a)	(120 301)
Redevances de propriétaire franc et autres redevances	(31 546)	(7 149)	682 (2c)	(38 013)
	<u>506 719</u>	<u>96 243</u>	<u>446</u>	<u>603 408</u>
Intérêts créditeurs et autres produits	858	177	—	1 035
	<u>507 577</u>	<u>96 420</u>	<u>446</u>	<u>604 443</u>
Charges				
Frais d'exploitation	120 082	18 136	—	138 218
Frais généraux et d'administration	12 971	1 969	—	14 940
Frais de gestion	9 323	2 743	412 (2b)	12 478
Intérêts débiteurs	17 605	2 717	—	20 322
Dépédition et amortissement	194 080	15 441	8 336 (2d)	217 857
	<u>354 061</u>	<u>41 006</u>	<u>8 748</u>	<u>403 815</u>
Bénéfice avant impôts et taxes	<u>153 516</u>	<u>55 414</u>	<u>(8 302)</u>	<u>200 628</u>
Taxes sur le capital	4 722	526	—	5 248
Charge (économie) d'impôts sur les bénéfices futurs	(31 475)	274	—	(31 201)
Bénéfice net	<u>180 269 \$</u>	<u>54 614 \$</u>	<u>(8 302)\$</u>	<u>226 581 \$</u>
Bénéfice net par part				
De base	<u>3,28 \$</u>			<u>3,50 \$</u>
Dilué	<u>3,28 \$</u>			<u>3,50 \$</u>

FONDS ENERPLUS RESOURCES
ÉTAT CONSOLIDÉ PRO FORMA DES ESPÈCES DISPONIBLES POUR DISTRIBUTION
Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001
(non vérifié)
(en milliers de dollars, sauf les montants par part)

	<u>Enerplus</u>	<u>Enerplus (avant l'acquisition) 171 jours</u>	<u>Ajustements</u>	<u>Données consolidées pro forma</u>
Bénéfice net	180 269 \$	54 614 \$	(8 302)\$	226 581 \$
Déplétion et amortissement	194 080	15 441	8 336	217 857
Charge (économie) d'impôts sur les bénéfices futurs	(31 475)	274	—	(31 201)
Coûts liés à la restauration et à l'abandon des lieux	(2 628)	(633)	—	(3 261)
Rentrées liées à l'exploitation	340 246	69 696	34	409 976
Remboursement de la dette liée aux dépenses en immobilisations	(48 850)	(8 150)	—	(57 000)
Flux de trésorerie d'Enerplus	16 870	(16 870)	—	—
Coûts liés à la restauration et à l'abandon des lieux	2 628	633	—	3 261
Charges à payer	5 560	2 249	—	7 809
CIAR reçu	—	567	—	567
Espèces disponibles pour distribution	<u>316 454 \$</u>	<u>48 125 \$</u>	<u>34 \$</u>	<u>364 613 \$</u>
Espèces disponibles pour distribution par part	<u>5,67 \$</u>			<u>5,63 \$</u>

FONDS ENERPLUS RESOURCES
NOTES COMPLÉMENTAIRES ACCOMPAGNANT LES ÉTATS FINANCIERS
CONSOLIDÉS PRO FORMA

Au 31 décembre 2001

(non vérifié)

1. MODE DE PRÉSENTATION

Les états financiers consolidés pro forma non vérifiés ci-joints (les « états pro forma ») du Fonds Enerplus Resources (« Enerplus ») ont été dressés par la direction d'Enerplus, selon les principes comptables généralement reconnus du Canada, pour inclusion dans le prospectus d'Enerplus daté du 22 novembre 2002.

En date du 21 juin 2001, Enerplus a fait l'acquisition de la totalité des parts de fiducie en circulation d'EnerMark Income Fund (« EnerMark ») en échange de 43 525 961 parts de fiducie d'Enerplus, et la totalité des bons de souscription en circulation visant l'achat de parts de fiducie d'EnerMark ont été échangés contre 2 507 330 bons de souscription visant l'achat de parts de fiducie d'Enerplus (la « fusion »). Par suite de cet échange, les porteurs de parts d'EnerMark sont devenus les porteurs de parts contrôlants d'Enerplus. La fusion a donc été comptabilisée comme une prise de contrôle inversée. En vertu de cette méthode de comptabilisation d'une acquisition, l'actif net d'Enerplus, et non celui d'EnerMark, est réputé avoir été acquis.

Les états pro forma des résultats et des espèces disponibles pour distribution ont été dressés à partir des états consolidés vérifiés des résultats et des espèces disponibles pour distribution d'Enerplus pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001 ainsi que des registres financiers d'Enerplus pour la période du 1^{er} janvier 2001 au 21 juin 2001. Les états pro forma doivent être lus conjointement avec les états financiers consolidés vérifiés d'Enerplus pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001. D'autres renseignements connus au moment de la préparation des états pro forma ont également été pris en considération. Selon la direction, ces états pro forma comprennent l'ensemble des ajustements importants essentiels à une présentation fidèle.

Les états pro forma ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats d'exploitation qui auraient été enregistrés au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2001 si la fusion avait pris effet le 1^{er} janvier 2001 et, par conséquent, ne peuvent prétendre représenter les résultats d'exploitation des périodes futures.

Dans le cadre de la préparation des états pro forma, aucun ajustement n'a été apporté pour tenir compte des efficiences opérationnelles ou des économies au titre des frais généraux et d'administration qui devraient découler de la fusion des activités d'Enerplus et d'EnerMark.

2. HYPOTHÈSES ET AJUSTEMENTS PRO FORMA

Les états consolidés pro forma des résultats et des espèces disponibles pour distribution pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001 tiennent compte de la fusion comme si elle avait eu lieu le 1^{er} janvier 2001.

Les conventions comptables utilisées pour la préparation de ces états pro forma correspondent à celles énoncées dans les états financiers consolidés vérifiés d'Enerplus pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001.

Les états pro forma tiennent compte des hypothèses et des ajustements suivants :

- (a) Le crédit d'impôt de l'Alberta au titre des redevances (le « CIAR ») pour la période du 1^{er} janvier 2001 au 21 juin 2001 a été éliminé.
- (b) Les frais de gestion ont été ajustés afin de tenir compte de la modification de la convention de gestion entre Enerplus et Enerplus Global Energy Management Company. Conformément aux dispositions de la nouvelle convention, des frais ont été comptabilisés à raison de 2,75 % des produits tirés des ventes de pétrole et de gaz, majorés du CIAR, déduction faite des redevances à la Couronne, des redevances de propriétaire franc et autres redevances ainsi que des charges d'exploitation.
- (c) Les redevances de propriétaire franc et autres redevances ont été ajustées pour tenir compte de l'acquisition par EnerMark Inc. du droit de redevance résiduel de 1 % d'Enerplus Energy Services Ltd.
- (d) La provision pour dépréciation et amortissement a été ajustée pour tenir compte de l'augmentation des immobilisations corporelles.

FONDS ENERPLUS RESOURCES
NOTES COMPLÉMENTAIRES ACCOMPAGNANT LES ÉTATS FINANCIERS
CONSOLIDÉS PRO FORMA (suite)

Au 31 décembre 2001

(non vérifié)

3. DONNÉES PAR PART

Les données pro forma par part ont été calculées selon le nombre moyen pondéré de parts en circulation suivant :

De base	64 762
Dilué	64 811

4. APPLICATION DES PRINCIPES COMPTABLES GÉNÉRALEMENT RECONNUS DES ÉTATS-UNIS

L'application des principes comptables généralement reconnus des États-Unis (les « PCGR des États-Unis ») aurait l'incidence suivante sur les états combinés pro forma des résultats :

	<u>Données pro forma</u> <u>31 décembre 2001</u> (en milliers)
Bénéfice net consolidé pro forma selon les PCGR du Canada	226 581 \$
Ajustements selon les PCGR des États-Unis ¹⁾	<u>(417 780)</u>
Perte pro forma selon les PCGR des États-Unis	<u><u>(191 199)\$</u></u>
Perte par part	
De base	(2,95)\$
Diluée	(2,95)\$

1) Ces ajustements reflètent ceux effectués au titre du rapprochement des PCGR des États-Unis du 31 décembre 2001, rajusté pour le taux de déplétion pro forma en vertu des PCGR des États-Unis.

ANNEXE A

INFORMATION SUR LES RÉSERVES D'ENERPLUS

Sproule Associates Limited, important bureau canadien d'ingénieurs pétroliers indépendants reconnu, a évalué les propriétés qui représentent environ 86 % de la valeur des réserves de pétrole brut et de gaz prouvées et mises en valeur d'Enerplus, actualisée à 12 %, et 83 % de la valeur des réserves de pétrole et de gaz prouvées et probables d'Enerplus, actualisée à 12 %. Enerplus a évalué le reste des propriétés au moyen de paramètres d'évaluation semblables, y compris les mêmes prévisions quant aux prix indexés que celles utilisées par Sproule, et nos évaluations de ces propriétés sont incluses à titre de propriétés « mineures » dans le rapport de Sproule. Les scénarios fondés sur des prix constants figurant dans les présentes sont extraits d'un rapport distinct préparé par Sproule et daté du 7 mars 2002, dont les résultats étaient fondés sur les scénarios indexés du rapport de Sproule.

Dans la préparation de son rapport, Sproule a obtenu d'Enerplus des renseignements de base, notamment des données sur les terrains, de l'information sur les puits, des renseignements géologiques, des études sur les gisements, des indications sur les dates estimatives de mise en production, de l'information sur les contrats, des données courantes sur le prix des hydrocarbures, des données sur les frais d'exploitation, des prévisions budgétaires sur les dépenses en immobilisations, des données financières et des renseignements sur les plans d'exploitation futurs. Les autres données techniques, géologiques ou économiques qui étaient nécessaires aux fins de la préparation de l'évaluation et sur lesquelles le rapport de Sproule est fondé ont été obtenues de dossiers publics, d'autres exploitants et de dossiers non confidentiels de Sproule. Sproule a accepté toutes les données sur l'étendue et la nature de la propriété des participations d'Enerplus et a présumé de l'exactitude de toutes les données factuelles qui lui ont été fournies par des tiers, et Sproule n'a effectué aucune recherche de titres ni aucune inspection sur le terrain.

Enerplus a adopté la pratique canadienne en matière de rapport sur les volumes de production brute et des réserves, soit avant déduction des redevances et d'autres paiements semblables. Aux États-Unis, les volumes de production et des réserves sont présentés après déduction de ces montants. La pratique canadienne, qui consiste à utiliser des prix et coûts indexés au moment de l'estimation des volumes de réserves, est également suivie par Enerplus. Aux États-Unis, on calcule les réserves estimées au moyen de prix et de coûts constants égaux aux montants en vigueur à la date du rapport sur les réserves. Enerplus suit également la pratique canadienne qui consiste à utiliser les « réserves établies », ce qui comprend les réserves prouvées et la portion des réserves probables qui a été réduite par un facteur de risque de 50 %. Par conséquent, nos volumes de production et nos réserves estimées peuvent ne pas être comparables à ceux des sociétés des États-Unis. Voir « Présentation de l'information sur nos réserves ».

Les tableaux suivants présentent, au 1^{er} janvier 2002, un résumé des réserves de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel d'Enerplus attribuables aux propriétés de cette dernière, ainsi que la valeur actualisée des rentrées nettes futures estimatives liées à ces réserves, en fonction d'hypothèses de prix et de coûts indexés et constants. Les tableaux résument les données contenues dans les évaluations. Les chiffres étant arrondis, les totaux ne correspondent pas nécessairement à la somme des éléments. **Toutes les rentrées nettes futures sont indiquées avant la provision pour impôts sur le revenu, les intérêts, les frais généraux et administratifs et les honoraires de gestion ainsi que les frais indirects et après déduction des redevances et des dépenses en immobilisations futures estimatives. On ne saurait supposer que la valeur actualisée des rentrées nettes futures estimatives indiquées ci-après reflète la juste valeur marchande des réserves. Rien ne garantit que les hypothèses relatives aux prix et aux coûts se concrétiseront, et les écarts entre la situation réelle et celle reflétée par les hypothèses pourraient être importants. Les estimations de la récupération et des réserves de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel d'Enerplus indiquées dans les présentes ne constituent que des estimations, et rien ne garantit que les réserves estimatives seront récupérées. Les réserves réelles peuvent être supérieures ou inférieures aux estimations indiquées dans les présentes. Les volumes des réserves supplémentaires probables et la valeur actualisée des rentrées nettes futures estimatives qui proviendront de ces réserves indiquées dans les tableaux ont été réduits de 50 % pour tenir compte des risques.**

Réserves de pétrole et de gaz naturel et valeur actualisée des rentrées nettes futures estimatives, compte tenu du CIAR, calculée en fonction d'hypothèses de prix indexés¹¹⁾

	Réserves à participation directe ¹⁾						Valeur actualisée des rentrées nettes futures estimatives, en milliers de dollars, actualisée aux taux ci-dessous			
	Brutes			Nettes						
	Pétrole (en milliers de barils)	Gaz (en Mmpc)	LGN (en milliers de barils)	Pétrole (en milliers de barils)	Gaz (en Mmpc)	LGN (en milliers de barils)				
	0 %	10 %	15 %	20 %						
Réserves prouvées ²⁾										
Productrices mises en valeur ³⁾⁴⁾	86 770	722 692	13 685	78 085	570 157	9 567	2 992 588	1 376 940	1 116 058	946 568
Non productrices mises en valeur ³⁾⁵⁾	620	58 791	512	540	47 233	352	157 757	78 807	63 970	54 201
Non mises en valeur ⁶⁾	7 457	169 650	1 917	6 311	142 109	1 347	401 713	170 532	118 996	84 367
Total—réserves prouvées	94 847	951 133	16 114	84 936	759 499	11 266	3 552 058	1 626 279	1 299 024	1 085 136
Réserves probables à 50 % ⁷⁾	18 821	130 345	2 337	15 830	106 940	1 657	644 955	159 099	106 027	75 323
Réserves établies	113 668	1 081 478	18 451	100 766	866 439	12 923	4 197 013	1 785 378	1 405 051	1 160 459

Réserves de pétrole et de gaz naturel et valeur actualisée des rentrées nettes futures estimatives, compte tenu du CIAR, calculée en fonction d'hypothèses de prix constants¹²⁾

	Réserves à participation directe ¹⁾						Valeur actualisée des rentrées nettes futures estimatives, en milliers de dollars, actualisée aux taux ci-dessous			
	Brutes			Nettes						
	Pétrole (en milliers de barils)	Gaz (en Mmpc)	LGN (en milliers de barils)	Pétrole (en milliers de barils)	Gaz (en Mmpc)	LGN (en milliers de barils)				
	0 %	10 %	15 %	20 %						
Réserves prouvées ²⁾										
Productrices mises en valeur ³⁾⁴⁾ . .	81 222	708 955	13 485	73 302	558 990	9 432	2 040 855	1 088 148	904 741	781 039
Non productrices mises en valeur ³⁾⁵⁾	604	57 899	508	527	46 461	349	110 681	62 525	52 084	44 929
Non mises en valeur ⁶⁾	7 397	166 003	1 730	6 320	139 485	1 218	265 004	111 269	74 803	49 828
Total—réserves prouvées	89 223	932 857	15 723	80 149	744 936	10 999	2 416 540	1 261 942	1 031 628	875 796
Réserves probables à 50 % ⁷⁾	16 662	129 770	2 334	14 138	106 548	1 656	336 976	100 586	67 464	47 619
Réserves établies	105 885	1 062 627	18 057	94 287	851 484	12 655	2 753 516	1 362 528	1 099 092	923 415

- 1) Le terme *réserves brutes* désigne les réserves restantes appartenant à Enerplus, avant déduction des redevances. Le terme *réserves nettes* désigne les réserves restantes brutes des propriétés dans lesquelles Enerplus détient une participation, après déduction des redevances et des participations de tiers.
- 2) Le terme *réserves prouvées* désigne les volumes de pétrole, de gaz naturel et de sous-produits du gaz naturel dont les données géologiques et techniques démontrent avec une certitude raisonnable qu'ils pourront être récupérés à des taux commerciaux dans l'avenir à partir de réservoirs de pétrole et de gaz naturel connus, compte tenu de la conjoncture économique et des conditions d'exploitation existantes, dans le cas des réserves calculées en fonction d'hypothèses de prix et de coûts constants, et de la conjoncture économique et des conditions d'exploitation prévues, dans le cas des réserves calculées en fonction d'hypothèses de prix et de coûts indexés. Ces réserves présentent un risque relativement faible.
- 3) Le terme *réserves prouvées mises en valeur* désigne les réserves prouvées que l'on prévoit être en mesure de récupérer à l'aide des puits, du matériel et des méthodes d'exploitation existants.
- 4) Le terme *réserves prouvées productrices mises en valeur* désigne les réserves prouvées qui sont actuellement en production à partir d'intervalles d'achèvement aménagés pour la production dans des puits existants. Au 1^{er} janvier 2002, ces réserves étaient en production et représentaient environ 76 % des réserves de pétrole et de LGN prouvées et probables rajustées en fonction des risques d'Enerplus et 67 % des réserves de gaz naturel prouvées et probables rajustées en fonction des risques d'Enerplus.
- 5) Le terme *réserves prouvées non productrices mises en valeur* désigne les réserves prouvées qui ne sont pas actuellement en production mais qui existent à des intervalles d'achèvement sans être productrices dans des puits existants, derrière le tubage dans des puits existants ou à des profondeurs minimales sous le fonds actuel des puits existants. On prévoit que ces réserves prouvées seront mises en production au moyen des puits existants dans un avenir prévisible. Ces réserves sont classées comme des réserves prouvées mises en valeur car le coût de leur mise en production est relativement faible comparativement au coût d'un nouveau puits.
- 6) Le terme *réserves prouvées non mises en valeur* désigne les réserves prouvées que l'on prévoit extraire de nouveaux puits sur des périmètres non forés ou de puits existants lorsque des dépenses relativement importantes sont nécessaires pour l'achèvement de ces puits ou pour la mise en place d'installations de traitement et de collecte avant la mise en production de ces réserves. Les réserves en périmètres non forés

ne comprennent que les unités d'implantation de forage situées à proximité des unités productrices et dont la production est raisonnablement assurée lorsqu'elles seront forcées.

- 7) Le terme *réserves probables* désigne les réserves qui peuvent être récupérables en raison des effets bénéfiques pouvant découler de l'instauration future de certaines formes de maintien de la pression ou d'autres méthodes de récupération secondaire ou pouvant découler du rendement plus favorable d'un mécanisme de récupération existant que celui qui peut être considéré comme prouvé à l'heure actuelle, ou encore les réserves dont on peut raisonnablement présumer l'existence en raison d'indications géophysiques ou géologiques et de forages effectués dans des régions qui renferment des réserves prouvées. **Les valeurs des réserves probables de pétrole et de gaz naturel et des rentrées nettes futures devant être tirées des réserves probables ont été réduites de 50 % pour tenir compte des risques liés à la probabilité de l'obtention d'une production provenant de ces réserves.**
- 8) Y compris le CIAR établi selon la législation en vigueur le 1^{er} janvier 2002.
- 9) Les réserves de gaz naturel sont indiquées à une pression de base de 14,65 livres par pouce carré et à une température de base de 60° F.
- 10) Les prix du pétrole FAB Edmonton sont fondés sur du pétrole d'une densité de 40° API d'une teneur en soufre inférieure à 0,4 %. Les prix du gaz naturel sont fondés sur une pression de base de 14,65 livres par pouce carré et à une température de base de 60° F. Les prix du pétrole à la tête du puits sont rajustés en fonction de la qualité et du transport afin de refléter le prix réel qui sera obtenu. Les prix du gaz naturel sont rajustés, au besoin, uniquement en fonction de la valeur thermique et des coûts de service différents qu'appliquent les divers acheteurs. Les prix des liquides de gaz naturel ont été rajustés afin de refléter les prix courants obtenus.
- 11) Le scénario fondé sur des prix et des coûts indexés suppose le maintien des lois et des règlements actuellement en vigueur, et toute hausse des prix de vente tient également compte de l'inflation. Les prévisions utilisées à l'égard des prix des produits sont les suivantes :

Année	WTI à Cushing (Oklahoma) (\$ US/baril)	Prix au pair à Edmonton 40° API (\$/baril)	Liquides de gaz naturel				Gaz naturel		
			Éthane à la sortie de l'usine (\$/baril)	Edmonton			À la sortie de l'usine		
				Propane (\$/baril)	Butane (\$/baril)	Pentanes (\$/baril)	Alberta (\$/Mmbtu)	Sask. (\$/Mmbtu)	C.-B. (\$/Mmbtu)
2002	19,90	29,86	10,54	16,73	17,81	30,59	3,63	3,70	3,75
2003	20,64	30,96	12,04	17,34	18,46	31,71	4,18	4,25	4,30
2004	21,12	31,67	12,08	17,74	18,88	32,43	4,19	4,26	4,26
2005	21,44	32,15	12,08	18,01	19,17	32,93	4,18	4,26	4,26
2006	21,76	32,65	12,29	18,29	19,47	33,44	4,25	4,34	4,34
2007	22,08	33,14	12,51	18,56	19,76	33,94	4,32	4,41	4,41
2008	22,42	33,65	12,73	18,85	20,06	34,46	4,40	4,49	4,49
2009	22,75	34,16	12,95	19,13	20,37	34,98	4,48	4,57	4,57
2010	23,09	34,68	13,18	19,42	20,68	35,51	4,57	4,66	4,66
2011	23,44	35,20	13,41	19,72	20,99	36,05	4,65	4,74	4,74
2012	23,79	35,74	13,64	20,02	21,31	36,60	4,73	4,82	4,82
2013	24,15	36,28	13,87	20,32	21,63	37,15	4,82	4,91	4,91

Indexation au taux de 1,5 % par la suite

- 12) Le scénario fondé sur des prix et des coûts constants suppose le maintien du prix des produits au 31 décembre 2001 et des coûts d'exploitation prévus pour 2002 et le maintien des lois et des règlements actuellement en vigueur. Les prix des produits n'ont pas été indexés après cette date, et les coûts d'exploitation et coûts en capital n'ont pas été rajustés à la hausse pour tenir compte de l'inflation. Les produits d'exploitation annuels devant être tirés de la production des réserves sont fondés sur les prix suivants :

Pétrole	Prix au pair à Edmonton 40° API (\$/b)	30,35 \$
Gaz naturel	Alberta (\$/Mmbtu)	3,58 \$
	Saskatchewan (\$/Mmbtu)	3,80 \$
	Colombie-Britannique (\$/Mmbtu)	3,90 \$
Liquides de gaz naturel	Éthane (\$/b)	9,91 \$
	Propane (\$/b)	13,34 \$
	Butane (\$/b)	15,47 \$
	Pentanes (\$/b)	30,14 \$

- 13) Les dépenses en immobilisations nécessaires à l'obtention des produits d'exploitation nets futurs attribuables aux réserves prouvées selon l'hypothèse des prix et des coûts indexés sont estimées à 256,6 M\$, dont 94,7 M\$ sont nécessaires en 2002 et 33,2 M\$ sont nécessaires en 2003. Les dépenses en immobilisations nécessaires à l'obtention des produits d'exploitation nets futurs attribuables aux réserves probables selon le scénario fondé sur des prix et des coûts indexés sont estimées à 146,2 M\$, dont 23,3 M\$ sont nécessaires en 2002 et 24,8 M\$ sont nécessaires en 2003.
- 14) Les dépenses en immobilisations nécessaires à l'obtention des produits d'exploitation nets futurs attribuables aux réserves prouvées selon le scénario fondé sur des prix et des coûts constants sont estimées à 210,4 M\$, dont 93,6 M\$ sont nécessaires en 2002 et 31,5 M\$ sont nécessaires en 2003. Les dépenses en immobilisations nécessaires à l'obtention des produits d'exploitation nets futurs attribuables aux réserves probables selon le scénario fondé sur des prix et des coûts constants sont estimées à 125,9 M\$, dont 18,3 M\$ sont nécessaires en 2002 et 24,9 M\$ sont nécessaires en 2003.

15) Les produits tirés de la production nets futurs estimatifs ont été calculés avant déduction des impôts sur le revenu. La valeur actualisée des produits tirés de la production nets futurs estimatifs ne saurait être assimilée à la juste valeur marchande.

Rentrées nettes futures estimatives, avant impôts, devant être tirées des réserves établies¹⁾
calculées en fonction de coûts et de prix indexés
(en milliers de dollars, sauf les données de production)

Année	Production annuelle (en mbep)	Produits attribuables aux participations ²⁾	Charges de redevances	Produits nets après redevances	Charges d'exploitation	Produits tirés de la production nets ³⁾	Investissement en capital net	Rentrées nettes avant impôts sur le revenu ^{4) 5)}
2002 . . .	24 399	514 970	104 457	410 513	125 938	284 575	106 359	178 216
2003 . . .	24 692	589 474	119 780	469 694	132 208	337 486	45 588	291 899
2004 . . .	22 876	561 889	109 335	452 555	131 308	321 247	43 511	277 736
2005 . . .	20 683	513 592	97 039	416 553	127 491	289 062	14 198	274 864
2006 . . .	18 491	470 253	86 801	383 452	122 915	260 537	2 201	258 336
2007 . . .	16 430	426 571	77 405	349 166	117 344	231 822	3 010	228 813
2008 . . .	14 553	386 389	68 896	317 493	110 064	207 429	2 849	204 581
2009 . . .	12 984	351 184	61 297	289 887	104 026	185 861	3 315	182 547
2010 . . .	11 717	322 868	55 542	267 326	99 092	168 234	2 578	165 657
2011 . . .	10 747	299 798	51 358	248 440	92 323	156 118	2 445	153 673
Reste . . .	134 793	5 179 032	686 554	4 492 477	2 408 114	2 084 362	103 666	1 980 691
TOTAL .	312 365	9 616 020	1 518 464	8 097 556	3 570 823	4 526 733	329 720	4 197 013

Rentrées nettes avant impôts sur le revenu actualisées au 1^{er} janvier 2002 aux taux indiqués⁵⁾ :

10 % :	1 785 378 \$
15 % :	1 405 051 \$
20 % :	1 160 459 \$

- 1) Réserves prouvées plus 50 % des réserves probables.
- 2) Comprend les produits attribuables aux participations directes, les revenus tirés des droits de redevances, les produits tirés du traitement à forfait et les autres produits.
- 3) Produits attribuables aux participations, déduction faite des charges de redevances et des charges d'exploitation.
- 4) Non actualisées.
- 5) Les rentrées nettes avant impôts sur le revenu sont indiquées avant les intérêts, les frais généraux et administratifs et les honoraires de gestion.

Rentrées nettes futures estimatives, avant impôts, devant être tirées des réserves établies¹⁾
calculées en fonction de coûts et de prix constants
(en milliers de dollars, sauf les données de production)

Année	Production annuelle (en mbep)	Produits attribuables aux participations ²⁾	Charges de redevances	Produits nets après redevances	Charges d'exploitation	Produits tirés de la production nets ³⁾	Investissement en capital net	Rentrées nettes avant impôts sur le revenu ^{4) 5)}
2002 . . .	24 345	510 297	105 267	405 030	125 170	279 861	102 709	177 152
2003 . . .	24 396	514 492	105 493	408 999	127 671	281 328	44 010	237 318
2004 . . .	22 584	477 030	93 116	383 914	124 712	259 202	41 109	218 093
2005 . . .	20 353	429 537	80 889	348 648	118 143	230 505	14 379	216 126
2006 . . .	18 018	382 047	69 835	312 212	109 646	202 566	3 677	198 890
2007 . . .	15 928	338 224	60 552	277 672	101 625	176 047	3 228	172 819
2008 . . .	14 091	299 450	52 471	246 979	93 447	153 533	2 215	151 318
2009 . . .	12 619	268 541	45 939	222 602	87 928	134 675	1 969	132 706
2010 . . .	11 370	242 054	40 793	201 261	82 404	118 857	2 022	116 835
2011 . . .	10 445	221 358	37 027	184 331	75 908	108 424	2 335	106 089
Reste . . .	126 898	2 815 009	375 708	2 439 301	1 357 476	1 081 821	55 650	1 026 170
TOTAL .	301 047	6 498 039	1 067 090	5 430 949	2 404 130	3 026 819	273 303	2 753 516

Rentrées nettes avant impôts sur le revenu actualisées au 1^{er} janvier 2002 aux taux indiqués⁵⁾ :

10 % :	1 362 528 \$
15 % :	1 099 092 \$
20 % :	923 415 \$

-
- 1) Réserves prouvées plus 50 % des réserves probables.
 - 2) Comprend les produits attribuables aux participations directes, les produits tirés des droits de redevances, les produits tirés du traitement à forfait et les autres produits.
 - 3) Produits attribuables aux participations, déduction faite des charges de redevances et des charges d'exploitation.
 - 4) Non actualisées.
 - 5) Les rentrées nettes avant impôts sur le revenu sont indiquées avant les intérêts, les frais généraux et administratifs et les honoraires de gestion.

ANNEXE B
INFORMATION RELATIVE À CELSIUS ENERGY RESOURCES LTD.

Activités de Celsius

Celsius était une société de pétrole et de gaz naturel active principalement en Alberta et dans le nord-est de la Colombie-Britannique. La production moyenne quotidienne brute de Celsius pour les neuf premiers mois de 2002 était composée dans une proportion d'environ 36 % de pétrole brut et de LGN et d'environ 64 % de gaz naturel, soit 2 280 bj de pétrole brut et de LGN et 24 280 mpcj de gaz naturel, pour un total de 6 327 bepj. Voir «—Antécédents de production ». Pour un sommaire des réserves de pétrole, de LGN et de gaz naturel attribuées aux propriétés de Celsius, voir «—Réserves de pétrole et de gaz naturel de Celsius ».

Principales propriétés de Celsius

Les paragraphes qui suivent renferment certains renseignements sur l'exploitation et les réserves des principales propriétés de Celsius. Les estimations des réserves sont fondées sur le rapport sur Celsius de Sproule et sur le rapport sur Celsius de GLJ, selon le cas, chacun d'eux étant décrit sous «—Réserves de pétrole et de gaz naturel de Celsius » ci-après.

Countess (Alberta)

La région de Countess, qui est située à environ 100 kilomètres au sud-est de Calgary (Alberta), représentait la propriété la plus importante de Celsius. Celsius exploitait principalement sa participation directe moyenne de 64 % dans 110 puits de gaz naturel, dont la production provenait, pour 90 d'entre eux, des formations Milk River et Medicine Hat. En juillet 2002, la production moyenne quotidienne brute s'établissait à 3,8 Mmpcj de gaz naturel ou 633 bepj nets pour Celsius. Au 1^{er} janvier 2002, des réserves établies de 1 723 mbep étaient attribuées à la participation de Celsius dans cette région.

Verger (Alberta)

Celsius détenait une participation directe moyenne de 32 % dans la région Verger non exploitée par elle, située à environ 130 kilomètres au sud-est de Calgary (Alberta). La production de gaz naturel moyenne quotidienne brute de la propriété, qui provenait principalement des formations Milk River et Medicine Hat, s'établissait à 2,2 Mmpcj ou 364 bepj nets pour Celsius en juillet 2002. Au 1^{er} janvier 2002, des réserves établies de 2 407 mbep étaient attribuées aux participations de Celsius dans cette région.

Rigel (Colombie-Britannique)

Celsius était propriétaire de diverses participations directes allant de 12 % à 50 % dans la région Rigel non exploitée par elle, située à environ 900 kilomètres au nord-ouest de Calgary (Alberta). En juillet 2002, la production quotidienne moyenne brute tirée de cette région s'établissait à 1 025 bepj, soit 943 bj de pétrole brut produit à partir de la formation Cecil, 0,4 Mmpcj de gaz naturel et 15 bj de LGN. Au 1^{er} janvier 2002, des réserves établies de 1 926 mbep étaient attribuées aux participations de Celsius dans cette région.

Liege (Alberta)

Celsius était propriétaire de diverses participations directes allant de 6 % à 22 % dans la propriété de gaz naturel peu profonde de Liege non exploitée par elle, située à environ 800 kilomètres au nord-est de Calgary (Alberta). La production de gaz naturel moyenne quotidienne brute s'établissait à 2,7 Mmpcj ou 455 bepj nets pour Celsius en juillet 2002. Au 1^{er} janvier 2002, des réserves établies de 1 468 mbep étaient attribuées aux participations de Celsius dans cette région.

Pine Creek (Alberta)

Celsius détenait une participation directe moyenne de 26 % dans la région Pine Creek non exploitée par elle, située à environ 400 kilomètres au nord-ouest de Calgary (Alberta). Cette région produit du gaz naturel riche en liquides à partir des zones Bluesky et Gething, la production quotidienne moyenne brute étant de 1,4 Mmpcj de gaz naturel et de 174 bj de LGN, pour un total de 408 bepj nets pour Celsius en juillet 2002. Au 1^{er} janvier 2002, des réserves établies de 1 473 mbep étaient attribuées aux participations de Celsius dans cette région.

Terrains

Le tableau suivant résume les terrains détenus par Celsius au 31 octobre 2002 :

	Acres non mis en valeur		Acres mis en valeur		Acres visés par des redevances	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Alberta	237 969	92 436	228 055	90 759	466 024	183 195
Colombie-Britannique	32 513	11 252	32 854	9 065	65 367	20 317
Saskatchewan	484	484	2 011	912	2 495	1 396
Total	<u>270 966</u>	<u>104 172</u>	<u>262 920</u>	<u>100 736</u>	<u>533 886</u>	<u>204 908</u>

1) *Acres bruts* désigne le nombre total d'acres dans lesquels Celsius détenait une participation.

2) *Acres nets* désigne la somme des pourcentages de participation de Celsius dans les acres bruts.

Antécédents de production

Le tableau suivant résume la production quotidienne moyenne tirée des propriétés productrices de Celsius pour les périodes indiquées.

	Exercice terminé le 31 décembre		Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002
	2000	2001	
Pétrole brut (bj)	2 473	2 272	1 934
LGN (bj)	288	348	346
Total—liquides (bj)	<u>2 761</u>	<u>2 620</u>	<u>2 280</u>
Gas naturel (mpcj)	26 133	24 874	24 280
Total (bepj)	<u>7 177</u>	<u>6 766</u>	<u>6 327</u>

Réserves de pétrole et de gaz naturel de Celsius

Les réserves de Celsius ont été évaluées dans deux rapports sur les réserves distincts préparés en date du 1^{er} janvier 2002. Gilbert Laustsen Jung Associates Ltd. (*GLJ*), bureau d'ingénieurs pétroliers indépendants, a préparé un rapport daté du 7 février 2002 et s'appliquant au 1^{er} janvier 2002, à l'égard des réserves de Celsius (le *rapport sur Celsius de GLJ*). Sproule Associates Limited (*Sproule*), bureau d'ingénieurs pétroliers indépendants, a préparé un rapport daté du 28 janvier 2002 et s'appliquant au 1^{er} janvier 2002, à l'égard des réserves de Canor Energy Ltd. qui a été fusionnée avec Celsius et a été prorogée sous la dénomination de cette dernière avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2002 (le *rapport sur Celsius de Sproule*). Un résumé de l'information contenue dans le rapport sur Celsius de GLJ et le rapport sur Celsius de Sproule est présenté ci-après.

Rapport sur Celsius de GLJ

Dans la préparation du rapport sur Celsius de GLJ, GLJ a obtenu de Celsius des renseignements de base, notamment des données sur les terrains, de l'information sur les puits, des renseignements géologiques, des études sur les réservoirs, des indications sur les dates estimatives de mise en production, de l'information sur les contrats, des données courantes sur le prix des hydrocarbures, des données sur les frais d'exploitation, des prévisions budgétaires sur les dépenses en immobilisations, des données financières et des renseignements sur les plans d'exploitation futurs. Les autres données techniques, géologiques ou économiques qui étaient nécessaires aux fins de l'évaluation et sur lesquelles le rapport sur Celsius de GLJ est fondé ont été obtenues de dossiers publics, d'autres exploitants et de dossiers non confidentiels de GLJ. GLJ a présumé de l'exactitude de toutes les données factuelles qui lui ont été fournies par des tiers, et GLJ n'a effectué aucune recherche de titres ni aucune inspection sur le terrain.

Les tableaux suivants présentent, au 1^{er} janvier 2002, un résumé des réserves de pétrole, de LGN et de gaz naturel de Celsius attribuables aux propriétés de cette dernière, ainsi que la valeur actualisée des rentrées nettes

futures estimatives liées à ces réserves, en fonction d'hypothèses de prix et de coûts constants, qui est tiré des évaluations contenues dans le rapport sur Celsius de GLJ.

Les tableaux résumant les données contenues dans les évaluations. Les chiffres étant arrondis, les totaux ne correspondent pas nécessairement à la somme des éléments. **Toutes les rentrées nettes futures sont indiquées avant la provision pour impôts sur le revenu, les intérêts, les frais généraux et administratifs et les honoraires de gestion ainsi que les frais indirects et après la déduction des redevances et des dépenses en immobilisations futures estimatives. On ne saurait supposer que la valeur actualisée des rentrées nettes futures estimatives indiquées ci-après reflète la juste valeur marchande des réserves. Rien ne garantit que les hypothèses relatives aux prix et aux coûts se concrétiseront, et les écarts entre la situation réelle et celle reflétée par les hypothèses pourraient être importants. Les estimations de la récupération et des réserves de pétrole, de LGN et de gaz naturel de Celsius indiquées dans les présentes ne constituent que des estimations, et rien ne garantit que les réserves estimatives seront récupérées. Les réserves réelles peuvent être supérieures ou inférieures aux estimations indiquées dans les présentes. Les volumes des réserves supplémentaires probables et la valeur actualisée des rentrées nettes futures estimatives qui proviendront de ces réserves indiqués dans les tableaux ci-après ont été réduits de 50 % pour tenir compte des risques.**

Réserves de pétrole et de gaz naturel et valeur actualisée des rentrées nettes futures estimatives, compte non tenu du CIAR, calculée en fonction d'hypothèses de prix constants

	Réserves à participation directe ¹⁾						Valeur actualisée des rentrées nettes futures estimatives, en milliers de dollars, actualisée aux taux ci-dessous			
	Brutes			Nettes			0 %	10 %	15 %	20 %
	Pétrole (en milliers de barils)	Gaz (en Mmpc)	LGN (en milliers de barils)	Pétrole (en milliers de barils)	Gaz (en Mmpc)	LGN (en milliers de barils)				
Réserves prouvées ²⁾										
Productrices mises en valeur ³⁾⁴⁾	1 666	17 478	664	1 323	13 720	469	65 285	45 249	39 712	35 582
Non productrices mises en valeur ³⁾⁵⁾	750	4 643	168	592	3 644	117	20 912	10 595	8 496	7 100
Non mises en valeur ⁶⁾	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total—réserves prouvées	2 416	22 121	832	1 915	17 364	586	86 197	55 844	48 208	42 682
Réserves probables à 50 % ⁷⁾	485	5 243	143	388	4 008	96	17 600	7 923	5 996	4 756
Réserves établies	2 901	27 364	975	2 303	21 372	682	103 797	63 767	54 204	47 348

1) Le terme *réserves brutes* désigne les réserves restantes appartenant à Celsius, avant déduction des redevances. Le terme *réserves nettes* désigne les réserves restantes brutes des propriétés dans lesquelles Celsius détient une participation, après déduction des redevances et des participations de tiers.

2) Le terme *réserves prouvées* désigne les volumes de pétrole, de gaz naturel et de sous-produits du gaz naturel dont les données géologiques et techniques démontrent avec une certitude raisonnable qu'ils pourront être récupérés à des taux commerciaux dans l'avenir à partir de réservoirs de pétrole et de gaz naturel connus, compte tenu de la conjoncture économique et des conditions d'exploitation existantes, dans le cas des réserves calculées en fonction d'hypothèses de prix et de coûts constants, et de la conjoncture économique et des conditions d'exploitation prévues, dans le cas des réserves calculées en fonction d'hypothèses de prix et de coûts indexés. Ces réserves présentent un risque relativement faible.

3) Le terme *réserves prouvées mises en valeur* désigne les réserves prouvées que l'on prévoit être en mesure de récupérer à l'aide des puits, du matériel et des méthodes d'exploitation existants.

4) Le terme *réserves prouvées productrices mises en valeur* désigne les réserves prouvées qui sont actuellement en production à partir d'intervalles d'achèvement aménagés pour la production dans des puits existants.

5) Le terme *réserves prouvées non productrices mises en valeur* désigne les réserves prouvées qui ne sont pas actuellement en production mais qui existent à des intervalles d'achèvement sans être productrices dans des puits existants, derrière le tubage dans des puits existants ou à des profondeurs minimales sous le fonds actuel des puits existants. On prévoit que ces réserves prouvées seront mises en production au moyen des puits existants dans un avenir prévisible. Ces réserves sont classées comme des réserves prouvées mises en valeur car le coût de leur mise en production est relativement faible comparativement au coût d'un nouveau puits.

6) Le terme *réserves prouvées non mises en valeur* désigne les réserves prouvées que l'on prévoit extraire de nouveaux puits sur des périmètres non forés ou de puits existants lorsque des dépenses relativement importantes sont nécessaires pour l'achèvement de ces puits ou pour la mise en place d'installations de traitement et de collecte avant la mise en production de ces réserves. Les réserves en périmètres non forés ne comprennent que les unités d'implantation de forage situées à proximité des unités productrices et dont la production est raisonnablement assurée lorsqu'elles seront forées.

7) Le terme *réserves probables* désigne les réserves qui peuvent être récupérables en raison des effets bénéfiques pouvant découler de l'instauration future de certaines formes de maintien de la pression ou d'autres méthodes de récupération secondaire ou pouvant découler du rendement plus favorable du mécanisme de récupération existant que celui qui peut être considéré comme prouvé à l'heure actuelle,

ou encore les réserves dont on peut raisonnablement présumer l'existence en raison d'indications géophysiques ou géologiques et de forages effectués dans des régions qui renferment des réserves prouvées. **Les volumes des réserves probables de pétrole et de gaz naturel et les rentrées nettes futures devant être tirées des réserves probables ont été réduits de 50 % pour tenir compte des risques liés à la probabilité de l'obtention d'une production provenant de ces réserves.**

- 8) Les réserves de gaz naturel sont indiquées à une pression de base de 14,65 livres par pouce carré et à une température de base de 60° F.
- 9) Les prix du pétrole FAB Edmonton sont fondés sur du pétrole d'une densité de 40° API d'une teneur en soufre inférieure à 0,4 %. Les prix du gaz naturel sont fondés sur une pression de base de 14,65 livres par pouce carré et à une température de base de 60° F. Les prix du pétrole à la tête du puits sont rajustés en fonction de la qualité et du transport afin de refléter le prix réel qui sera obtenu. Les prix du gaz naturel sont rajustés, au besoin, uniquement en fonction de la valeur thermique et des coûts de service différents qu'appliquent les divers acheteurs. Les prix des liquides de gaz naturel ont été rajustés afin de refléter les prix courants obtenus.
- 10) Le scénario fondé sur des prix et des coûts constants suppose le maintien du prix des produits et des frais d'exploitation prévus pour 2002 et le maintien des lois et des règlements actuellement en vigueur. Les prix des produits n'ont pas été indexés après cette date, et les frais d'exploitation et coûts en capital n'ont pas été rajustés à la hausse pour tenir compte de l'inflation. Les produits annuels devant être tirés de la production des réserves sont fondés sur les prix suivants qui ont été fournis par Celsius :

Pétrole	Prix au pair à Edmonton 40° API (\$/b)	31,58 \$
Gaz naturel	Alberta (\$/Mmbtu)	3,75 \$
Liquides de gaz naturel	Propane (\$/b)	25,88 \$
	Butane (\$/b)	25,88 \$
	Pentanes (\$/b)	31,96 \$

- 11) Les dépenses en immobilisations nécessaires à l'obtention des produits nets futurs attribuables aux réserves prouvées selon l'hypothèse des prix et des coûts constants sont estimées à 3,320 M\$, dont 1,802 M\$ sont nécessaires en 2002 et 0,485 M\$ sont nécessaires en 2003. Les dépenses en immobilisations nécessaires aux fins de l'obtention des produits nets futurs attribuables aux réserves probables selon le scénario fondé sur des prix et des coûts constants sont estimées à 1,103 M\$ (après réduction de 50 % pour tenir compte des risques), dont 0,176 M\$ (après réduction de 50 % pour tenir compte des risques) sont nécessaires en 2002 et 0,582 M\$ (après réduction de 50 % pour tenir compte des risques) sont nécessaires en 2003.
- 12) Les *produits tirés de la production nets estimatifs* ont été calculés avant déduction des impôts sur le revenu. **La valeur actualisée des produits tirés de la production nets futurs estimatifs ne saurait être assimilée à la juste valeur marchande.**

**Rentrées nettes futures estimatives, avant impôts,
devant être tirées des réserves établies, compte non tenu du CIAR¹⁾,
calculées en fonction d'hypothèses de coûts et de prix constants
(en milliers de dollars, sauf les données de production)**

Année	Production annuelle (en mbep)	Produits attribuables aux participations ²⁾	Charges de redevances	Produits nets après redevances	Charges d'exploitation	Produits tirés de la production nets ³⁾	Investissement en capital net	Rentrées nettes avant impôts sur le revenu ⁴⁾⁵⁾
2002	1 168	27 582	6 829	20 753	4 142	16 612	1 980	14 632
2003	1 009	23 652	5 793	17 859	3 776	14 084	1 067	13 017
2004	858	20 109	4 777	15 333	3 332	12 001	256	11 745
2005	707	16 497	3 801	12 696	2 920	9 777	49	9 728
2006	599	13 940	3 154	10 786	2 585	8 201	47	8 155
2007	509	11 740	2 552	9 189	2 410	6 779	38	6 742
2008	421	9 634	2 013	7 621	2 231	5 390	24	5 367
2009	350	7 909	1 558	6 351	2 054	4 297	10	4 288
2010	298	6 671	1 267	5 404	1 840	3 564	34	3 530
2011	253	5 621	1 058	4 563	1 665	2 898	24	2 875
Reste	2 264	49 773	9 315	40 456	15 837	24 616	894	23 718
TOTAL	8 436	193 128	42 117	151 011	42 792	108 219	4 423	103 797

Rentrées nettes avant impôts sur le revenu actualisées au 1^{er} janvier 2002 aux taux indiqués⁵⁾ :

10 % :	63 767 \$
15 % :	54 204 \$
20 % :	47 438 \$

- 1) Réserves prouvées plus 50 % des réserves probables.
- 2) Comprend les produits attribuables aux participations directes, les produits tirés des droits de redevances, les produits tirés du traitement à forfait et les autres produits.
- 3) Produits attribuables aux participations de la société, déduction faite des charges de redevances et des charges d'exploitation.
- 4) Non actualisées.
- 5) Les rentrées nettes avant impôts sur le revenu sont indiquées avant les intérêts, les frais généraux et administratifs et les honoraires de gestion.

Rapport sur Celsius de Sproule

Dans la préparation du rapport sur Celsius de Sproule, Sproule a obtenu de Celsius des renseignements de base, notamment des données sur les terrains, de l'information sur les puits, des renseignements géologiques, des études sur les réservoirs, des indications sur les dates estimatives de mise en production, de l'information sur les contrats, des données courantes sur le prix des hydrocarbures, des données sur les frais d'exploitation, des prévisions budgétaires sur les dépenses en immobilisations, des données financières et des renseignements sur les plans d'exploitation futurs. Les autres données techniques, géologiques ou économiques qui étaient nécessaires aux fins de l'évaluation et sur lesquelles le rapport sur Celsius de Sproule est fondé ont été obtenues de dossiers publics, d'autres exploitants et de dossiers non confidentiels de Sproule. Sproule a présumé de l'exactitude de toutes les données factuelles qui lui ont été fournies par des tiers, et Sproule n'a effectué aucune recherche de titres ni aucune inspection sur le terrain.

Les tableaux suivants présentent, au 1^{er} janvier 2002, un résumé des réserves de pétrole, de LGN et de gaz naturel de Celsius attribuables aux propriétés de cette dernière, ainsi que la valeur actualisée des rentrées nettes futures estimatives liées à ces réserves, en fonction d'hypothèses de prix et de coûts constants, tiré des évaluations contenues dans le rapport sur Celsius de Sproule.

Les tableaux résument les données contenues dans les évaluations. Les chiffres étant arrondis, les totaux ne correspondent pas nécessairement à la somme des éléments. **Toutes les rentrées nettes futures sont indiquées avant la provision pour impôts sur le revenu, les intérêts, les frais généraux et administratifs et les honoraires de gestion ainsi que les frais indirects et après la déduction des redevances et des dépenses en immobilisations futures estimatives. On ne saurait supposer que la valeur actualisée des rentrées nettes futures estimatives indiquées ci-après reflète la juste valeur marchande des réserves. Rien ne garantit que les hypothèses relatives aux prix et aux coûts se concrétiseront, et les écarts entre la situation réelle et celle reflétée par les hypothèses pourraient être importants. Les estimations de la récupération et des réserves de pétrole, de LGN et de gaz naturel de Celsius indiquées dans les présentes ne constituent que des estimations, et rien ne garantit que les réserves estimatives seront récupérées. Les réserves réelles peuvent être supérieures ou inférieures aux estimations indiquées dans les tableaux. Les volumes des réserves supplémentaires probables et la valeur actualisée des rentrées nettes futures estimatives qui proviendront de ces réserves indiquées dans les tableaux ci-après ont été réduits de 50 % pour tenir compte des risques.**

Réserves de pétrole et de gaz naturel et valeur actualisée des rentrées nettes futures estimatives, compte non tenu du CIAR, calculée en fonction d'hypothèses de prix constants

	Réserves à participation directe ¹⁾						Valeur actualisée des rentrées nettes futures estimatives, en milliers de dollars, actualisée aux taux ci-dessous			
	Brutes			Nettes			0 %	10 %	12 %	15 %
	Pétrole (en milliers de barils)	Gaz (en Mmpc)	LGN (en milliers de barils)	Pétrole (en milliers de barils)	Gaz (en Mmpc)	LGN (en milliers de barils)				
Réserves prouvées ²⁾										
Mises en valeur ³⁾	758,4	47 714	160,3	667,6	39 315	108,0	101 929	62 521	58 505	53 508
Non mises en valeur ⁴⁾	23,7	6 848	57,1	19,7	5 149	38,7	12 144	6 493	5 872	5 103
Total—réserves prouvées	782,1	54 562	217,4	687,3	44 464	146,7	114 073	69 014	64 377	58 611
Réserves probables à 50 % ⁵⁾	212,0	3 009	41,4	186,3	2 326	28,5	8 293	3 122	2 723	2 270
Réserves établies	994,1	57 571	258,8	873,6	46 790	175,2	122 366	72 136	67 100	60 881

- 1) Le terme *réserves brutes* désigne les réserves restantes appartenant à Celsius, avant déduction des redevances. Le terme *réserves nettes* désigne les réserves restantes brutes des propriétés dans lesquelles Celsius détient une participation, après déduction des redevances et des participations de tiers.
- 2) Le terme *réserves prouvées* désigne les volumes de pétrole, de gaz naturel et de sous-produits du gaz naturel dont les données géologiques et techniques démontrent avec une certitude raisonnable qu'ils pourront être récupérés à des taux commerciaux dans l'avenir à partir de réservoirs de pétrole et de gaz naturel connus, compte tenu de la conjoncture économique et des conditions d'exploitation existantes, dans le cas des réserves calculées en fonction d'hypothèses de prix et de coûts constants, et de la conjoncture économique et des conditions d'exploitation prévues, dans le cas des réserves calculées en fonction d'hypothèses de prix et de coûts indexés. Ces réserves présentent un risque relativement faible.
- 3) Le terme *réserves prouvées mises en valeur* désigne les réserves prouvées que l'on prévoit être en mesure de récupérer à l'aide des puits, du matériel et de méthodes d'exploitation existants.

- 4) Le terme *réserves prouvées non mises en valeur* désigne les réserves prouvées que l'on prévoit extraire de nouveaux puits sur des périmètres non forés ou de puits existants lorsque des dépenses relativement importantes sont nécessaires pour l'achèvement de ces puits ou pour la mise en place d'installations de traitement et de collecte avant la mise en production de ces réserves. Les réserves en périmètres non forés ne comprennent que les unités d'implantation de forage situées à proximité des unités productrices et dont la production est raisonnablement assurée lorsqu'elles seront forées.
- 5) Le terme *réserves probables* désigne les réserves qui peuvent être récupérables en raison des effets bénéfiques pouvant découler de l'instauration future de certaines formes de maintien de la pression ou d'autres méthodes de récupération secondaire ou pouvant découler du rendement plus favorable d'un mécanisme de récupération existant que celui qui peut être considéré comme prouvé à l'heure actuelle, ou encore les réserves dont on peut raisonnablement présumer l'existence en raison d'indications géophysiques ou géologiques et de forages effectués dans des régions qui renferment des réserves prouvées. **Les volumes des réserves probables de pétrole et de gaz naturel et les rentrées nettes futures devant être tirées des réserves probables ont été réduits de 50 % pour tenir compte des risques liés à la probabilité de l'obtention d'une production provenant de ces réserves.**
- 6) Les réserves de gaz naturel sont indiquées à une pression de base de 14,65 livres par pouce carré et à une température de base de 60° F.
- 7) Les prix du pétrole FAB Edmonton sont fondés sur du pétrole d'une densité de 40° API d'une teneur en soufre inférieure à 0,4 %. Les prix du gaz naturel sont fondés sur une pression de base de 14,65 livres par pouce carré et à une température de base de 60° F. Les prix du pétrole à la tête du puits sont rajustés en fonction de la qualité et du transport afin de refléter le prix réel qui sera obtenu. Les prix du gaz naturel sont rajustés, au besoin, uniquement en fonction de la valeur thermique et des coûts de service différents qu'appliquent les divers acheteurs. Les prix des liquides de gaz naturel ont été rajustés afin de refléter les prix courants obtenus.
- 8) Le scénario fondé sur des prix et des coûts constants suppose le maintien du prix des produits et des frais d'exploitation prévus pour 2002 et le maintien des lois et des règlements actuellement en vigueur. Les prix des produits n'ont pas été indexés après cette date, et les frais d'exploitation et coûts en capital n'ont pas été rajustés à la hausse pour tenir compte de l'inflation. Les produits annuels devant être tirés de la production des réserves sont fondés sur les prix suivants qui ont été fournis par Celsius :

Pétrole	Prix au pair à Edmonton 40° API (\$/b)	31,58 \$
Gaz naturel	Alberta (\$/Mmbtu)	3,75 \$
Liquides de gaz naturel	Pentanes (\$/b)	31,96 \$
	Butane (\$/b)	25,88 \$
	Propane (\$/b)	25,88 \$

- 9) Les dépenses en immobilisations nécessaires à l'obtention des produits nets futurs attribuables aux réserves prouvées selon l'hypothèse des prix et des coûts constants sont estimées à 2,126 M\$, dont 1,317 M\$ sont nécessaires en 2002 et 0,413 M\$ sont nécessaires en 2003. Les dépenses en immobilisations nécessaires aux fins de l'obtention des produits nets futurs attribuables aux réserves probables selon le scénario fondé sur des prix et des coûts constants sont estimées à 0,445 M\$ (après réduction de 50 % pour tenir compte des risques), dont 0,154 M\$ (après réduction de 50 % pour tenir compte des risques) sont nécessaires en 2002 et 500 \$ (après réduction de 50 % pour tenir compte des risques) sont nécessaires en 2003.
- 10) Les *produits tirés de la production nets estimatifs* ont été calculés avant déduction des impôts sur le revenu. **La valeur actualisée des produits tirés de la production nets futurs estimatifs ne saurait être assimilée à la juste valeur marchande.**

**Rentrées nettes futures estimatives, avant impôts, devant être tirées des réserves établies,
compte non tenu du CIAR¹⁾, calculées en fonction d'hypothèses de coûts et de prix constants
(en milliers de dollars, sauf les données de production)**

Année	Production annuelle (en mbep)	Produits attribuables aux participations ²⁾	Charges de redevances	Produits nets après redevances	Charges d'exploitation	Produits tirés de la production nets ³⁾	Investissement en capital net	Rentrées nettes avant impôts sur le revenu ⁴⁾⁵⁾
2002	1 253	27 611	5 992	21 619	5 479	16 141	1 471	14 671
2003	1 174	25 731	5 550	20 181	5 207	14 975	414	14 561
2004	1 051	23 062	4 979	18 084	4 698	13 387	350	13 037
2005	892	19 567	4 144	15 423	4 210	11 214	8	11 206
2006	768	16 855	3 489	13 366	3 775	9 593	50	9 543
2007	690	15 167	3 059	12 108	3 579	8 529	175	8 354
2008	585	12 779	2 475	10 304	3 226	7 078	—	7 078
2009	448	9 578	1 722	7 856	2 617	5 240	—	5 240
2010	395	8 374	1 486	6 888	2 406	4 482	15	4 467
2011	339	7 187	1 225	5 962	2 196	3 767	—	3 767
Reste	3 251	66 434	10 904	55 529	24 991	30 531	88	30 441
TOTAL	10 848	232 345	45 025	187 320	62 384	124 937	2 571	122 365

Rentrées nettes avant impôts sur le revenu actualisées au 1^{er} janvier 2002 aux taux indiqués⁵⁾ :

10 % :	72 136 \$
15 % :	60 881 \$
20 % :	52 968 \$

-
- 1) Réserves prouvées plus 50 % des réserves probables.
 - 2) Comprend les produits attribuables aux participations directes, les produits tirés des droits de redevances, les produits tirés du traitement à forfait et les autres produits.
 - 3) Produits attribuables aux participations de la société, déduction faite des charges de redevances et des charges d'exploitation.
 - 4) Non actualisées.
 - 5) Les rentrées nettes avant impôts sur le revenu sont indiquées avant les intérêts, les frais généraux et administratifs et les honoraires de gestion.

ATTESTATION DU FONDS

Le 22 novembre 2002

Le présent prospectus simplifié, ainsi que les documents et l'information qui y sont intégrés par renvoi, constituera, à la date du prospectus avec supplément renfermant les renseignements qui peuvent être omis dans le présent prospectus, un exposé complet, véridique et clair de tous les faits importants se rapportant aux titres offerts au moyen du présent prospectus, conformément à la législation en valeurs mobilières de chacune des provinces canadiennes. Pour les fins de la province de Québec, le présent prospectus simplifié, avec le complément du dossier d'information, ne contiendra, à la date du prospectus avec supplément, aucune information fausse ou trompeuse susceptible d'affecter la valeur ou le cours des titres qui font l'objet du placement.

FONDS ENERPLUS RESOURCES par EnerMark Inc.

(signé) GORDON J. KERR
Président et
chef de la direction

(signé) ROBERT J. WATERS
Premier vice-président et
chef des services financiers

Au nom du conseil d'administration d'EnerMark Inc.

(signé) DOUGLAS R. MARTIN
Administrateur

(signé) HARRY B. WHEELER
Administrateur

ATTESTATION DES PRENEURS FERMES

Le 22 novembre 2002

À notre connaissance, le présent prospectus simplifié, ainsi que les documents qui y sont intégrés par renvoi, constituera, à la date du prospectus avec supplément renfermant les renseignements qui peuvent être omis dans le présent prospectus, un exposé complet, véridique et clair de tous les faits importants se rapportant aux titres offerts au moyen du présent prospectus, conformément à la législation en valeurs mobilières de chacune des provinces canadiennes. Pour les fins de la province de Québec et à notre connaissance, le présent prospectus simplifié, avec le complément du dossier d'information, ne contiendra, à la date du prospectus avec supplément, aucune information fausse ou trompeuse susceptible d'affecter la valeur ou le cours des titres qui font l'objet du placement.

MARCHÉS MONDIAUX CIBC INC.

SALOMON SMITH BARNEY CANADA INC.

par : (signé) T. TIMOTHY KITCHEN

par : (signé) DOUGLAS C. EBERLEE

RBC DOMINION VALEURS MOBILIÈRES INC.

par : (signé) ROBI CONTRADA

BMO NESBITT BURNS INC.

SCOTIA CAPITAUX INC.

UBS BUNTING WARBURG INC.

par : (signé) SHANE C. FILDES

par : (signé) MARK HERMAN

par : (signé) STEVEN A. LATIMER

FINANCIÈRE BANQUE NATIONALE INC.

VALEURS MOBILIÈRES TD INC.

par : (signé) L. TREVOR ANDERSON

par : (signé) ROBERT J. MASON

LA CORPORATION CANACCORD CAPITAL

RAYMOND JAMES LTÉE

par : (signé) STEPHEN J. MULLIE

par : (signé) EDWARD J. BEREZNICKI

F O N D S

enerPLUS

R E S O U R C E S