

enerPLUS
RESOURCES FUND

NOTICE ANNUELLE DE RENOUVELLEMENT

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002

Le 16 mai 2003

TABLE DES MATIÈRES

GLOSSAIRE.....	ii
ABRÉVIATIONS.....	iii
CONVERSION	iii
PRÉSENTATION DES DONNÉES FINANCIÈRES, DES DONNÉES D'EXPLOITATION ET DE L'INFORMATION SUR LES RÉSERVES D'ENERPLUS.....	iv
ÉNONCÉS PROSPECTIFS	iv
NOTES AU LECTEUR.....	v
STRUCTURE DU FONDS ENERPLUS RESSOURCES	1
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DU FONDS ENERPLUS RESSOURCES.....	3
INFORMATION SUR L'EXPLOITATION.....	5
Description des principales propriétés	5
Sommaire des emplacements de production.....	9
Activités de forage et résultats.....	10
Puits de pétrole et de gaz naturel et terrains non mis en valeur.....	11
Rapprochement des réserves	11
Produits historiques tirés de la production.....	12
Antécédents de production trimestrielle	12
Antécédents de revenu net trimestriel.....	13
Dépenses en immobilisations trimestrielles	14
Exploration et mise en valeur.....	14
Arrangements de commercialisation.....	15
Impact des exigences en matière de protection environnementale	15
RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL	16
RENSEIGNEMENTS SUR LE FONDS ENERPLUS RESSOURCES	20
Activités d'Enerplus.....	20
Description des parts de fiducie et de l'acte de fiducie	23
Description des conventions de redevances et du billet subordonné.....	28
Gestion et régie d'entreprise.....	30
Régime de droits des porteurs de parts	30
DISTRIBUTIONS AUX PORTEURS DE PARTS.....	31
CONDITIONS DANS L'INDUSTRIE.....	32
FACTEURS DE RISQUE.....	36
PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES CONSOLIDÉES	47
ANALYSE PAR LA DIRECTION DE LA SITUATION FINANCIÈRE ET DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION.....	48
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES.....	48
ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS.....	48
RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES	52

GLOSSAIRE

Dans la présente notice annuelle de renouvellement, à moins que le contexte n'indique le contraire, les termes et abréviations suivants ont le sens qui leur est donné ci-dessous.

« **acte de fiducie** » désigne l'acte de fiducie modifié et mis à jour conclu en date du 21 juin 2001 entre EnerMark, ERC et le fiduciaire, en sa version modifiée, mise à jour ou complétée de temps à autre;

« **convention de gestion** » désigne la convention de gestion, de consultation et d'administration modifiée et mise à jour conclue en date du 21 juin 2001, en sa version modifiée le 31 décembre 2001, intervenue entre le Fonds, EnerMark, ERC, le fiduciaire et EGEM, en sa version modifiée, complétée ou mise à jour de temps à autre et à l'égard de laquelle EGEM a cédé sa participation à EnerMark avec prise d'effet le 23 avril 2003;

« **convention de régie** » désigne la convention de régie conclue en date du 21 juin 2001 entre le Fonds, EnerMark, ERC, le fiduciaire et EGEM, en sa version modifiée, mise à jour ou complétée de temps à autre;

« **EGEM** » désigne Enerplus Global Energy Management Company, filiale en propriété exclusive indirecte du Fonds et, avant son acquisition par Enerplus, ancien gestionnaire d'Enerplus aux termes de la convention de gestion;

« **EnerMark** » désigne EnerMark Inc., société fusionnée en vertu de la *Business Corporations Act* (Alberta) et filiale en propriété exclusive du Fonds;

« **Enerplus** » désigne le Fonds Enerplus Resources et ses filiales, dans leur ensemble;

« **ERC** » désigne Enerplus Resources Corporation, société fusionnée en vertu de la *Business Corporations Act* (Alberta) et filiale en propriété exclusive d'EnerMark;

« **fiduciaire** » désigne Compagnie Trust CIBC Mellon, ou son remplaçant en qualité de fiduciaire du Fonds;

« **Fonds** » désigne Fonds Enerplus Resources;

« **fusion** » désigne la fusion de Fonds Enerplus Resources et d'EnerMark Income Fund entrée en vigueur le 21 juin 2001, aux termes de laquelle ces entités ont continué leurs activités sous la dénomination de « Fonds Enerplus Resources »;

« **LIR** » désigne la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada);

« **opération d'internalisation** » désigne l'acquisition par le Fonds, par l'entremise d'une filiale en propriété exclusive, de la totalité des actions en circulation d'EGEM le 23 avril 2003, comme il est plus amplement décrit sous la rubrique « Développement général du Fonds Enerplus Resources – Faits nouveaux depuis la fin de l'exercice – Opération d'internalisation de la gestion » de la présente notice annuelle de renouvellement;

« **parts de fiducie** » désigne les parts de fiducie du Fonds, chaque part représentant un intérêt bénéficiaire indivis égal dans le Fonds;

« **rapport de Sproule** » désigne les évaluations techniques indépendantes des avoirs de pétrole, de LGN et de gaz naturel d'Enerplus, que Sproule a préparées en date du 10 février 2003, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2003 et qui sont fondées sur les prévisions de prix des marchandises établies par Sproule en date du 1^{er} janvier 2003;

« **réserves établies** » désigne les réserves prouvées plus 50 % des réserves probables, avant déduction des redevances et en fonction d'hypothèses de prix et de coût indexés, à moins d'indication contraire;

« réserves prouvées » et « réserves probables » ont le sens attribué à ces expressions dans les notes figurant sous la rubrique « Réserves de pétrole et de gaz naturel »;

« Sproule » désigne Sproule Associates Limited, consultants indépendants du secteur du pétrole.

ABRÉVIATIONS

Pétrole et liquides de gaz naturel

b – barils
bj – barils par jour
mb – milliers de barils
mmb – millions de barils
LGN – liquides de gaz naturel

Gaz naturel

gpc – milliard de pieds cubes
mpc – millier de pieds cubes
mpcj – millier de pieds cubes par jour
mmpc – million de pieds cubes
mmpcj – million de pieds cubes par jour
mmbtu – million de BTU

Autres

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

bep baril d'équivalent pétrole, en fonction d'un facteur de conversion selon lequel 6 mpc de gaz naturel équivalent à 1 baril de pétrole. Le facteur de conversion du gaz naturel en équivalent pétrole n'est pas nécessairement fondé sur la valeur énergétique ou les prix en vigueur au moment pertinent.

bepj bep par jour

mbep millier de barils d'équivalent pétrole

WTI West Texas Intermediate à Cushing, en Oklahoma, point de référence du pétrole brut aux fins de l'établissement des prix

CONVERSION

Le tableau suivant indique certaines conversions d'unités du système impérial en unités du système international (ou unités métriques).

<u>Conversion des</u>	<u>En</u>	<u>multiplier par</u>
mpc	mètres cubes	28,174
mètres cubes	pieds cubes	35,494
barils	mètres cubes	0,159
mètres cubes	barils	6,293
pieds	mètres	0,305
mètres	pieds	3,281
milles	kilomètres	1,609
kilomètres	milles	0,621
acres	hectares	0,405
hectares	acres	2,471
gj	mmbtu	0,950

PRÉSENTATION DES DONNÉES FINANCIÈRES, DES DONNÉES D'EXPLOITATION ET DE L'INFORMATION SUR LES RÉSERVES D'ENERPLUS

Les états financiers inclus et intégrés par renvoi dans la présente notice annuelle de renouvellement ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada (« PCGR »). Les PCGR du Canada diffèrent à certains égards importants des PCGR des États-Unis. Par conséquent, il se peut que les présentes données financières ne soient pas comparables aux données financières de sociétés américaines. Les principales différences concernant le Fonds sont résumées à la note complémentaire 10 des états financiers consolidés vérifiés de l'exercice terminé le 31 décembre 2002.

La Securities and Exchange Commission des États-Unis (la « SEC ») autorise généralement les sociétés de pétrole et de gaz émettrices à présenter, dans les documents qu'elles déposent auprès de la SEC, uniquement l'information relative aux réserves prouvées, déduction faite des redevances et des participations de tiers, dont une société émettrice a démontré par sa production réelle ou par des essais des couches probants 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 émettrices à présenter, dans les documents qu'elles déposent auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières du Canada, non seulement l'information relative aux réserves prouvées mais aussi l'information relative aux réserves probables (voir la définition de « 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 jugées plus difficiles à évaluer avec précision ou à récupérer que les réserves prouvées. Puisque Enerplus a préparé la présente notice annuelle de renouvellement conformément aux exigences de présentation canadiennes, Enerplus a présenté, 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, Enerplus a évalué et présenté les rentrées nettes futures estimatives découlant de ses réserves en utilisant à la fois des coûts et des prix constants et 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.

À moins d'indication contraire, toutes les estimations des réserves et de la production de pétrole et de gaz naturel dans la présente notice annuelle de renouvellement sont établies en fonction des chiffres bruts, avant déduction des redevances. Les réserves réelles de pétrole et de gaz d'Enerplus peuvent être supérieures ou inférieures aux estimations présentées dans les présentes.

Enerplus a adopté la norme de 6 kpi³ barils d'équivalent pétrole (bep) pour la conversion du gaz naturel en bep.

À moins d'indication contraire, tous les montants en dollars présentés dans les présentes et toutes les mentions de « \$ » désignent le dollar canadien.

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

La présente notice annuelle de renouvellement contient des énoncés prospectifs qui sont fondés sur les prévisions, les estimations, les projections, les hypothèses et les opinions internes actuelles d'Enerplus. Enerplus formule des énoncés prospectifs à la lumière de son expérience et de sa perception des tendances historiques.

Tous les énoncés qui traitent de prévisions ou de projections concernant l'avenir, y compris les énoncés relatifs à la stratégie de croissance, aux dépenses futures prévues, aux prix des marchandises, aux coûts, aux calendriers, aux volumes de production, aux résultats financiers et d'exploitation d'Enerplus et à l'effet prévu d'engagements contractuels futurs, constituent des énoncés prospectifs. On reconnaît certains de ces énoncés prospectifs par des expressions telles « prévoir », « anticiper », « estimer », « projeter », « planifier » et expressions semblables. Ces énoncés ne constituent pas des garanties du rendement futur et comportent de nombreux risques et incertitudes. Ces énoncés prospectifs comportent nécessairement des risques et incertitudes connus et inconnus, qui peuvent faire en sorte que le rendement et les résultats financiers futurs réels d'Enerplus diffèrent de manière importante des

projections du rendement ou des résultats futurs que ces énoncés prospectifs formulent de manière expresse ou implicite.

Ces risques et incertitudes comprennent notamment des changements de la conjoncture économique générale et de la situation des marchés; des modifications ou fluctuations des niveaux de production, des prix des marchandises, des taux de change, des dépenses en immobilisations, des réserves ou des estimations de réserves et des besoins en matière de service de la dette; des modifications à la législation, à l'admissibilité à des fins de placement ou à des critères de placement; la capacité d'Enerplus de se conformer aux lois courantes et futures en matière d'environnement ou autres lois; le succès d'Enerplus à acquérir, à exploiter et à mettre en valeur des réserves; des mesures prises par des gouvernements ou des autorités de réglementation, y compris une augmentation des impôts, des modifications de la réglementation en matière de placement ou autre et la survenance d'événements imprévus touchant l'exploitation et la mise en valeur de propriétés pétrolières et gazières. Les facteurs susmentionnés ne sont pas exhaustifs.

Plusieurs de ces facteurs de risque et d'autres risques et incertitudes précis sont discutés en détail dans la présente notice annuelle de renouvellement et dans l'analyse par la direction de la situation financière et des résultats d'exploitation, intégrée par renvoi dans les présentes. Voir également les facteurs de risque décrits dans la présente notice annuelle de renouvellement et dans d'autres documents qu'Enerplus dépose à l'occasion auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières. Des exemplaires de ces documents sont disponibles sans frais auprès d'Enerplus. Enerplus n'assume aucune responsabilité quant à la mise à jour de ces énoncés prospectifs.

NOTES AU LECTEUR

Fusion du Fonds Enerplus Resources et d'EnerMark Income Fund

Le 21 juin 2001, le Fonds Enerplus Resources et EnerMark Income Fund ont fusionné et ont continué leurs activités sous la dénomination de Fonds Enerplus Resources. Compte tenu de la nature du regroupement d'entreprises, dans lequel les porteurs de parts d'EnerMark Income Fund détenaient environ 69 % des parts de fiducie en circulation du Fonds Enerplus Resources regroupé à la date de la fusion, la fusion a été comptabilisée selon la méthode de la prise de contrôle inversée de la méthode de comptabilisation d'un regroupement d'entreprises.

En conséquence, à moins d'indication contraire, l'information financière historique et l'information historique relative à l'exploitation pour l'exercice 2001 qui figurent dans la présente notice annuelle de renouvellement, y compris l'information pour 2001 qui figure dans l'analyse par la direction de la situation financière et des résultats d'exploitation intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle de renouvellement, sont celles d'EnerMark Income Fund jusqu'au 21 juin 2001 et celles du Fonds issu de la fusion par la suite. Le cas échéant, l'information historique par part de fiducie a été mise à jour pour tenir compte du ratio d'échange de 0,173 d'une part de fiducie d'Enerplus pour chaque part de fiducie d'EnerMark Income Fund en vigueur aux termes de la fusion.

Opération d'internalisation de la gestion

Le 23 avril 2003, le Fonds, par l'entremise d'une filiale en propriété exclusive, a acquis la totalité des actions en circulation d'EGEM aux termes de l'opération d'internalisation. L'effet de cette opération a été d'éliminer le paiement de frais d'administration et de gestion externes par Enerplus à EGEM aux termes de la convention de gestion. Bien que la convention de gestion existe toujours, EGEM a cédé et transféré ses droits aux termes de cette convention à EnerMark et, par conséquent, Enerplus ne paie aucuns frais d'administration ou de gestion externes et tous les employés et membres de la direction qui fournissent des services à Enerplus sont maintenant employés par des filiales en propriété exclusive du Fonds. En conséquence, la présente notice annuelle de renouvellement ne contient pas de description détaillée de la convention de gestion ou des services de gestion externe qu'EGEM fournissait à Enerplus avant le 23 avril 2003.

FONDS ENERPLUS RESOURCES

Notice annuelle de renouvellement pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002

STRUCTURE DU FONDS ENERPLUS RESOURCES

Fonds Enerplus Resources

Le Fonds Enerplus Resources est un fonds d'investissement du secteur de l'énergie qui a été créé en vertu des lois de la province d'Alberta en 1986 aux termes de l'acte de fiducie. Les éléments d'actif du Fonds sont actuellement composés des titres de plusieurs filiales en exploitation directes et indirectes (les principales étant EnerMark et ERC), d'un billet non garanti émis par EnerMark au Fonds et de redevances de 95 % et de 99 % sur les propriétés de pétrole brut et de gaz naturel d'EnerMark et d'ERC, respectivement. Le siège social et principal bureau d'Enerplus est situé au 3000 The Dome Tower, 333 – 7th Avenue S.W., Calgary (Alberta) T2P 2Z1. Le fiduciaire du Fonds est Compagnie Trust CIBC Mellon, située au 600 The Dome Tower, 333-7th Avenue S.W., Calgary (Alberta) T2P 2Z1.

Le Fonds a pour principal objectif de maintenir et d'accroître les distributions en espèces à ses porteurs de parts au moyen de la mise en valeur des propriétés de pétrole brut et de gaz naturel existantes de ses filiales en exploitation, de l'acquisition de nouvelles propriétés productrices et de la monétisation des terrains non mis en valeur de ses filiales en exploitation au moyen de ventes ou d'amodiations. Les efforts de mise en valeur portent principalement sur l'optimisation de la production tirée des réserves de pétrole brut et de gaz naturel existantes et nouvelles.

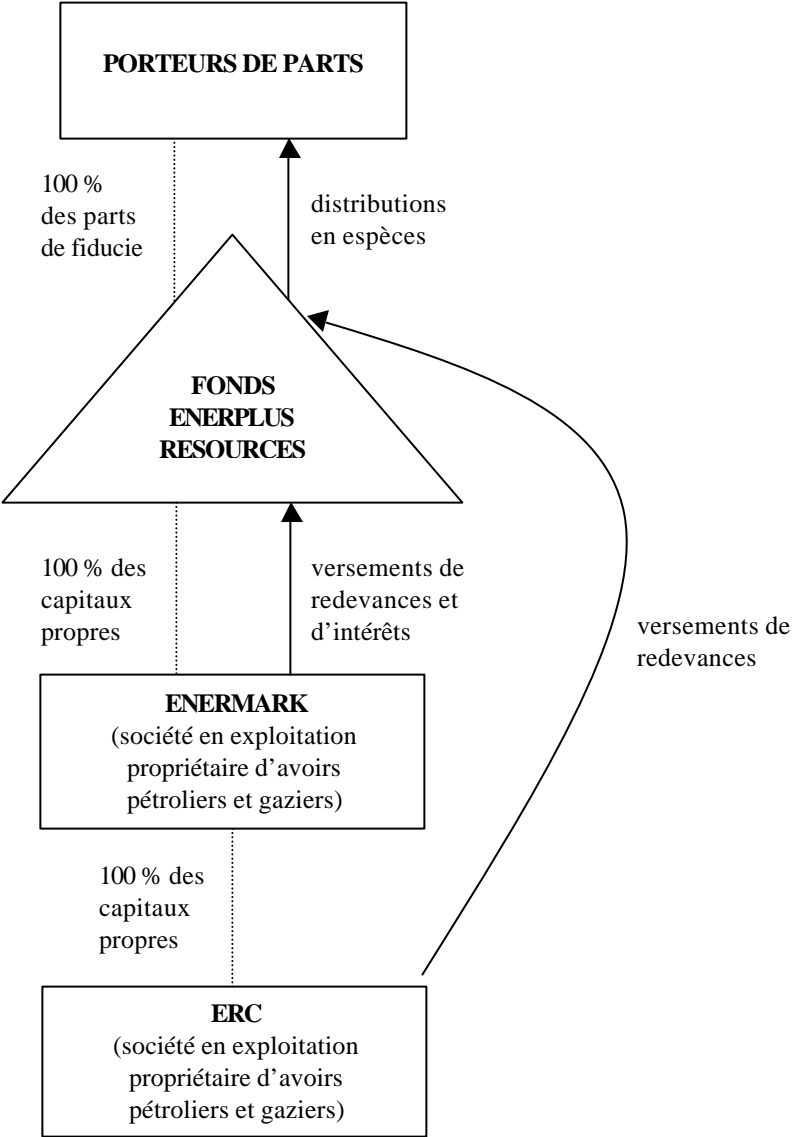
EnerMark Inc. et Enerplus Resources Corporation

EnerMark et ERC sont des sociétés constituées en vertu de la *Business Corporations Act* (Alberta). Le Fonds est propriétaire de toutes les actions émises et en circulation d'EnerMark, et EnerMark est propriétaire de toutes les actions émises et en circulation d'ERC. Le conseil d'administration d'EnerMark est l'entité chargée de la régie d'Enerplus. Tous les employés responsables des activités d'Enerplus sont des employés des filiales du Fonds.

EnerMark et ERC, avec les autres filiales en exploitation directes et indirectes du Fonds, acquièrent et exploitent des avoirs de pétrole brut et de gaz naturel dans l'Ouest canadien pour le compte du Fonds. Se reporter aux rubriques « Information sur l'exploitation » et « Réserves de pétrole et de gaz naturel » pour obtenir de l'information sur l'exploitation et les réserves de pétrole et de gaz naturel d'Enerplus.

Organigramme

La structure organisationnelle simplifiée d’Enerplus, y compris les filiales importantes du Fonds, et les flux monétaires d’EnerMark et d’ERC vers le Fonds et du Fonds vers ses porteurs de parts sont décrits ci-dessous.



DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DU FONDS ENERPLUS RESOURCES

Survol de l'historique

Enerplus a été formée en 1986 et était membre d'un groupe de fiducies de redevances, de fonds de revenus et d'autres entités gérées par des sociétés au sein de l'organisation d'Enerplus. Au cours des dernières années, la croissance du Fonds Enerplus Resources a été importante en raison de la consolidation de plusieurs de ces entités, comme il est décrit ci-dessous, et d'une série d'acquisitions d'entreprises et d'avoirs.

Fusion avec Westrock Energy Income Fund I et Westrock Energy Income Fund II

Le 8 juin 2000, Enerplus, Westrock Energy Income Fund I (« Westrock I ») et Westrock Energy Income Fund II (« Westrock II ») ont été fusionnés et prorogés sous la dénomination « Fonds Enerplus Resources ». Enerplus a émis au total 8 911 667 parts de fiducie aux anciens porteurs de parts de Westrock I et de Westrock II dans le cadre de la fusion. Enerplus, Westrock I et Westrock II étaient gérés par des sociétés de gestion affiliées qui faisaient partie de l'organisation d'Enerplus (et chacun d'entre eux était une société remplacée par EGEM). L'opération a été négociée sans lien de dépendance pour le compte d'Enerplus, de Westrock I et de Westrock II par des comités spéciaux indépendants des conseils d'administration chargés de chacune des entités.

Affiliation stratégique avec El Paso Corporation

Le 3 août 2000, Enerplus a annoncé qu'elle avait conclu une affiliation stratégique avec El Paso Corporation (*El Paso*) de Houston, au Texas, par l'acquisition, par l'entremise d'une filiale en propriété exclusive indirecte d'El Paso, des sociétés chargées de la gestion des différents fonds ouverts et fermés au sein de l'organisation d'Enerplus, notamment EGEM. Le 23 avril 2003, Enerplus a acquis EGEM d'El Paso aux termes de l'opération d'internalisation, ce qui a entraîné la cessation de cette affiliation. Voir « Faits nouveaux depuis la fin de l'exercice – Opération d'internalisation de la gestion ».

Inscription à la cote de la bourse de New York

Le 17 novembre 2000, les parts de fiducie ont été inscrites, aux fins de négociation, à la cote de la bourse de New York sous le symbole « ERF ». Enerplus est la première fiducie de redevances canadienne dont les titres sont négociés à la bourse de New York.

Fusion avec EnerMark Income Fund

Le 21 juin 2001, Enerplus et EnerMark Income Fund ont réalisé la fusion, aux termes de laquelle chaque part de fiducie d'EnerMark Income Fund (une *part d'EIF*) a été échangée contre 0,173 part de fiducie d'Enerplus. Au total, 43 525 961 parts de fiducie du Fonds (ainsi que 2507 330 bons de souscription visant l'acquisition de parts de fiducie) ont été émises aux anciens porteurs de titres d'EnerMark Income Fund aux termes de la fusion.

Enerplus et EnerMark étaient gérées par des sociétés de gestion affiliées qui faisaient partie du groupe de sociétés Enerplus. Bien qu'il ait été conclu que la fusion n'était pas assujettie aux conditions régissant les « opérations entre personnes apparentées » au sens de certaines lois sur les valeurs mobilières canadiennes, la gestion commune des deux fonds fait en sorte que la fusion a été traitée comme une opération entre personnes apparentées par les fonds et leurs conseils d'administration respectifs afin d'éviter qu'il y ait apparence de conflit d'intérêts ou de désavantage informationnel dans le cadre de la fusion, notamment en respectant certaines exigences en matière d'évaluation, de divulgation et d'approbations des actionnaires minoritaires. L'opération a été négociée sans lien de dépendance pour le compte d'Enerplus et d'EnerMark Income Fund par des comités spéciaux indépendants des conseils d'administration chargés de chacune des entités.

EnerMark Income Fund a été créé le 3 avril 1996 par suite de la réorganisation de Mark Resources Inc. au moyen d'un plan d'arrangement. De 1997 à 2000, EnerMark Income Fund a effectué plusieurs acquisitions de propriétés et de sociétés, y compris les acquisitions de Quest Oil & Gas Inc. en 1997, de Derrick Energy Corporation en 1999 et de

Western Star Exploration Ltd., de Pursuit Resources Corp., de EBOC Energy Ltd. et de Cabre Exploration Ltd., en plus de l'acquisition d'un actif dans la région de Hanna, en Alberta, en 2000.

Acquisition de Celsius Energy Resources Ltd.

Le 21 octobre 2002, Enerplus a acquis la totalité des actions en circulation de Celsius Energy Resources Ltd. (*Celsius*), producteur fermé de pétrole et de gaz situé à Calgary en Alberta, qui était une filiale canadienne en propriété exclusive de Questar Market Resources Inc. située aux États-Unis, pour une contrepartie totale de 161,4 millions de dollars, après des rajustements au fonds de roulement. Le 22 octobre 2002, Celsius a fusionné avec EnerMark.

Les propriétés de Celsius étaient principalement situées en Alberta et dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Plusieurs de celles-ci étaient situées dans des régions où Enerplus était active avant l'acquisition, y compris celles de Verger, de Countess, de Pine Creek et de Deep Basin. La production quotidienne moyenne brute des propriétés de Celsius en septembre 2002 s'élevait à environ 5 750 bepj, soit 22 476 mpcj de gaz naturel, 1 724 bj de pétrole brut et 280 bj de LGN. Enerplus estime que les propriétés de Celsius comprenaient environ 18 mmbep de réserves établies au 31 juillet 2002. Quelque 103 000 acres nets de terrain non mis en valeur étaient également inclus dans l'acquisition.

Placement transfrontalier de titres

Le 29 novembre 2002 (et une option aux fins des répartitions excédentaires ayant été levée le 6 décembre 2002), Enerplus a réalisé un placement transfrontalier de 7 959 300 parts de fiducie au prix de 26,00 \$ la part de fiducie pour un produit d'environ 193,7 millions de dollars, déduction faite des frais d'émission. Le produit net tiré du placement a été utilisé pour rembourser la dette bancaire qu'Enerplus avait contractée dans le cadre de l'acquisition de Celsius et pour financer les activités continues d'acquisition et de mise en valeur d'Enerplus, y compris l'acquisition ultérieure de PCC décrite ci-dessous. Voir « Faits nouveaux depuis la fin de l'exercice ».

Faits nouveaux depuis la fin de l'exercice

Acquisition de PCC Energy Inc. et de PCC Energy Corp.

Le 5 mars 2003, Enerplus a acquis la totalité des actions en circulation de PCC Energy Inc. et de PCC Energy Corp. (collectivement, *PCC*), qui étaient des filiales canadiennes en propriété exclusive de PetroCorp Incorporated située aux États-Unis, pour une contrepartie totale en espèces de 167,6 millions de dollars, avant les rajustements finaux au fonds de roulement et les frais de l'acquisition. Une partie des propriétés de PCC acquises sont visées par un arrangement en matière de redevances structuré comme une participation aux profits nets (une *participation aux profits nets*) avec une société fermée des États-Unis. Enerplus estime qu'au 1^{er} octobre 2002 (la date de prise d'effet économique de l'opération) et compte tenu de la participation aux profits nets, les propriétés de PCC comprenaient 17,2 mmbep de réserves établies et produisaient environ 4 380 bepj, soit 19,4 mpcj de gaz naturel et 1 140 bj de pétrole brut et de LGN. La production tirée des propriétés de PCC est composée d'environ 74 % de gaz naturel et 26 % de pétrole brut et de LGN. Les propriétés de PCC sont situées principalement en Alberta, 85 % de la valeur des avoirs étant situés dans les secteurs d'exploitation stratégiques d'Enerplus, et sont concentrées dans les importantes zones productrices de gaz naturel de Hanlan, de Basing, de Shaw, de Pine Creek, de Kaybob South et de Minehead dans le centre de l'Alberta. Quelque 22 850 acres nets de terrains non mis en valeur et des données sismiques faisaient également partie de l'acquisition.

Les réserves de pétrole et de gaz naturel de PCC qu'Enerplus a acquises ne sont pas comprises dans les renseignements relatifs aux réserves d'Enerplus sous la rubrique « Réserves de pétrole et de gaz naturel » et les renseignements relatifs à la production et d'autres renseignements relatifs à l'exploitation des propriétés de PCC acquises ont été inclus dans les résultats d'Enerplus depuis le 5 mars 2003 mais ne sont pas inclus dans les renseignements contenus dans la présente notice annuelle de renouvellement puisque l'opération a été réalisée en 2003.

Opération d'internalisation de la gestion

Le 23 avril 2003, après avoir reçu l'approbation des porteurs de parts, Enerplus a acquis la totalité des actions en circulation d'EGEM d'une filiale en propriété exclusive indirecte d'El Paso pour une contrepartie en espèces de 48,9 millions de dollars, majorée des rajustements au fonds de roulement d'EGEM. Avant l'acquisition, EGEM avait reçu des frais de gestion d'Enerplus pour les services de gestion et d'administration qu'elle avait fournis au Fonds et à ses filiales en exploitation aux termes de la convention de gestion. Dans le cadre de l'opération d'internalisation, EGEM a convenu de fixer à 3,2 millions de dollars le total des frais exigibles aux termes de la convention de gestion pour la période allant du 1^{er} janvier 2003 au 23 avril 2003. Immédiatement après l'opération d'internalisation, EGEM a cédé et transféré à EnerMark la totalité de ses droits et obligations aux termes de la convention de gestion.

Programme d'aliénation de propriétés

Enerplus évalue régulièrement son portefeuille de propriétés et se départit des propriétés qu'elle considère comme des terrains non essentiels. Enerplus a entrepris un processus de vente de plusieurs propriétés non essentielles qui se situent dans une région allant du sud-est de la Saskatchewan au nord-ouest de la Colombie-Britannique. Enerplus estime que les propriétés visées par la vente produiront environ 4 315 bepj en 2003, soit environ 3 108 bj de pétrole brut et de LGN et 7,2 mmpcj de gaz naturel. Enerplus a fixé des seuils de rétention quant au prix pour toutes les propriétés et les ventes seront subordonnées au dépassement de ces seuils minimaux.

INFORMATION SUR L'EXPLOITATION

Tel qu'il est énoncé dans les « Notes au lecteur », toute l'information portant sur l'exploitation pour l'exercice 2001 contenue dans la présente notice annuelle de renouvellement est fondée sur les résultats d'exploitation historiques d'EnerMark Income Fund. L'information portant sur l'exploitation et la production relative au Fonds Enerplus Resources avant la fusion n'a été incluse que depuis le 21 juin 2001, date d'entrée en vigueur de la fusion. L'information portant sur l'exploitation pour l'exercice 2002, de même que l'information sur les réserves en date du 1^{er} janvier 2002 et du 1^{er} janvier 2003, constituent de l'information portant sur le Fonds issu de la fusion.

Description des principales propriétés

Toutes les propriétés pétrolières et gazières dans lesquelles Enerplus détient des participations sont situées dans l'Ouest canadien, dans les provinces d'Alberta, de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan (des participations foncières mineures se trouvent dans la province du Manitoba). Toutes les principales propriétés d'Enerplus sont dotées des installations connexes de production sur le terrain et de l'infrastructure nécessaires pour faire face à la production d'Enerplus. Enerplus n'est ni propriétaire ni exploitant de pipelines de transport. En bep, le pétrole brut et les LGN comptaient pour environ 44 % des volumes de production tirés des propriétés d'Enerplus pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002, et le gaz naturel, pour environ 56 %. Ceci comprend une production quotidienne moyenne de 23 288 bj de pétrole brut, de 4410 bj de LGN et de 210,5 mmpcj de gaz naturel pour un total de 62 784 bepj, comparativement à 20 592 bj de pétrole brut, à 3 978 bj de LGN et à 176,7 mmpcj de gaz naturel pour un total de 54 015 bepj en 2001. Au cours des six derniers mois de 2001, à la suite de la fusion, les propriétés dans lesquelles Enerplus détient des participations ont produit en moyenne 22 765 bj de pétrole brut, 4415 bj de LGN et 202,1 mmpcj de gaz naturel, pour un total de 60 871 bepj. Au 1^{er} janvier 2003, on estimait que les propriétés pétrolières et gazières dans lesquelles Enerplus détient une participation contenaient des réserves établies de 141,3 mmb de pétrole brut et de LGN et de 1141 gpc de gaz naturel pour un total de 330,4 mmbep. Se reporter à la rubrique « Réserves de pétrole et de gaz naturel ».

Au cours de 2002, Enerplus s'est réorganisée, d'une organisation fonctionnelle en une structure d'unités fonctionnelles formée de quatre unités fonctionnelles distinctes sur le plan géographique, à participation directe élevée exploitées par Enerplus, qui comptaient pour environ 65 % de la production quotidienne moyenne en 2002, et en une unité fonctionnelle en coentreprise qui comptait pour environ 35 % de la production quotidienne en 2002. Cette restructuration permettra à Enerplus de concentrer davantage ses activités et devrait améliorer le rendement technique et d'exploitation, les résultats d'exploitation et la rentabilité des capitaux. Chacune de ces cinq unités fonctionnelles est un centre de profit doté d'un effectif d'ingénieurs, de géologues, de personnel d'opération et

d'agents fonciers appuyés par une structure d'entreprise efficace. L'ensemble des compétences au sein de chaque unité fonctionnelle est conçu pour répondre aux demandes et possibilités particulières dans chaque région.

Le texte qui suit traite de chacune des unités fonctionnelles d'Enerplus et des principales propriétés productrices de celles-ci, y compris, s'il y a lieu, les autres propriétés ou participations directes acquises dans le cadre des acquisitions survenues en 2002. Toutes les données sur la production représentent la participation directe nette d'Enerplus dans ces propriétés, avant déduction des droits de redevance dont sont propriétaires des tiers. Les volumes de réserves sont fondés sur les volumes estimatifs contenus dans le rapport de Sproule relatif aux réserves à participation directe brute d'Enerplus, avant déduction des redevances.

Unité fonctionnelle en coentreprise

L'unité fonctionnelle en coentreprise compte pour environ un tiers de la production d'Enerplus et englobe toutes les propriétés exploitées par des partenaires dans l'Ouest canadien, du nord-est de la Colombie-Britannique au sud-est de la Saskatchewan. Ces propriétés procurent une exposition à une grande variété de réservoirs, de types de zones pétrolières et de projets de récupération améliorée qui permettent la diversification des avoirs d'Enerplus. Cette unité fonctionnelle procure également une exposition à des projets de plus haute technicité et à effet plus marqué que ceux que pourrait tenter de réaliser Enerplus par elle-même.

La production de cette unité fonctionnelle pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002 s'est élevée en moyenne à 5 492 bj de pétrole brut, à 2331 bj de LGN et à 85,5 mmpej de gaz naturel pour un total de 22 068 bepj. Au 1^{er} janvier 2003, les participations dans des propriétés de l'unité fonctionnelle en coentreprise englobaient 106 546 mbep de réserves établies, soit 33 094 mb de pétrole brut et de LGN et 440,7 gpc de gaz naturel.

Les principales propriétés au sein de cette unité fonctionnelle comprennent les zones de gaz naturel riche en liquides non sulfureux de la région de Deep Basin, qui englobe les champs productifs Elsworth, Karr, Wapiti et South Wapiti, principalement exploités par Burlington Resources Canada Ltd., Devon Canada Corporation et BP Canada Energy Company; des participations dans Progress Halfway Gas Unit et Hayter exploitées par Anadarko Canada Corporation et une participation dans la propriété Mount Benjamin exploitée par Petro-Canada. La propriété Mount Benjamin est une propriété de gaz naturel profond en contrefort où, en 2002, trois puits ont été forés, achevés et raccordés. Depuis l'acquisition de cette propriété en 2000, au total cinq puits ont été forés avec un taux de réussite de 100 %, augmentant la production dans une zone riche en gaz naturel où des baisses importantes de production sont fréquentes.

L'unité fonctionnelle en coentreprise participe également à un projet pilote unique d'injection d'azote dans la région de Turner Valley à l'extérieur de Calgary. Ce projet, exploité par Talisman Energy Inc., a débuté en septembre 2002 et, s'il est réussi, mènera à un programme de mise en valeur à grande échelle conçu pour récupérer de 3 % à 10 % de plus des réserves en place estimatives de un milliard de barils de pétrole brut (environ 1,5 à 5,0 millions de barils de pétrole brut nets par Enerplus).

Les principales installations de production au sein de cette unité fonctionnelle comprennent une participation de 6 % dans la raffinerie de gaz Elsworth, une participation de 3 % dans les raffineries de gaz Wapiti, une participation de 10 % dans la raffinerie de gaz Progress, une participation de 8 % dans une installation d'adoucissement et d'absorption à Minnehik Buck Lake, une participation de 2 % dans l'installation d'adoucissement et de réfrigération de Ram River et une participation de 11 % dans une installation de rupture d'émulsion et d'évacuation des eaux à Hayter.

Enerplus prévoit que les dépenses en immobilisations pour 2003 de cette unité fonctionnelle exploitée par des partenaires correspondront à celles de 2002 ou augmenteront, environ 75 % du budget des dépenses en immobilisations de coentreprise d'Enerplus étant alloués à des projets axés sur le gaz naturel et 25 %, à des projets axés sur le pétrole. En outre, dans la foulée de ses placements stratégiques dans la passe de sables bitumineux de l'Athabasca, Enerplus financera les phases initiales du projet de mise en valeur de drainage par gravité à la vapeur du Oil Sands Lease #24 et prévoit injecter jusqu'à 7,0 millions de dollars dans ce projet en 2003, la production initiale étant prévue pour 2004.

Unité fonctionnelle du sud

L'unité fonctionnelle du sud est la zone de mise en valeur la plus active d'Enerplus englobant des propriétés à longue vie dans le sud de l'Alberta et de la Saskatchewan. Elle comprend les principales zones de mise en valeur du gaz naturel peu profond d'Enerplus ainsi qu'une vaste gamme de participations pétrolières. La plus grande partie de la production de gaz naturel et des forages de reconnaissance effectués par Enerplus est réalisée au sein de cette unité fonctionnelle qui comptait plus de 200 puits de gaz naturel peu profond exploités et forés en 2002. Le gisement glauconieux « C » de Medicine Hat, dans lequel Enerplus a acquis une participation directe supplémentaire en 2002, fait également partie de cette unité fonctionnelle de même que la zone Midale/Ratcliffe, où la production de pétrole brut est importante.

La production de cette unité fonctionnelle pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002 s'est élevée en moyenne à 3 236 bj de pétrole brut, à 14 bj de LGN et à 56,3 mmpcj de gaz naturel pour un total de 12 638 bepj. Au 1^{er} janvier 2003, les participations de l'unité fonctionnelle du sud dans des propriétés comprenaient 99 809 mbep de réserves établies, soit 23 254 mb de pétrole brut et de LGN et 459,3 gpc de gaz naturel.

Les principales propriétés productrices de gaz naturel de l'unité fonctionnelle du sud comprennent Hanna Garden Plains, Bantry, Verger et Medicine Hat Sun Valley, qui ont toutes d'importantes installations de compression et de déshydratation. La plus importante propriété productrice de pétrole brut de cette unité fonctionnelle est le gisement glauconieux « C » de Medicine Hat susmentionné, qui fait l'objet d'un programme de récupération par injection d'eau. Plusieurs autres propriétés mineures contribuent au reste de la production de cette unité fonctionnelle, y compris la région de Heward en Saskatchewan, où sont situées certaines importantes installations de rupture d'émulsion et d'évacuation des eaux.

Enerplus prévoit poursuivre le forage de reconnaissance du gaz naturel peu profond en 2003, y compris le forage à densité plus élevée dans les zones de production existantes. L'acquisition de Celsius, réalisée à la fin de 2002, a ajouté quelque 300 sites à l'inventaire de projets existant. La confirmation de la viabilité de la densité accrue de l'espacement des puits offrira des possibilités supplémentaires de mise en valeur à l'avenir. Enerplus prévoit également poursuivre la mise en valeur du pétrole brut du gisement glauconieux « C » de Medicine Hat et profiter d'autres possibilités d'injection d'eau dans la région.

Unité fonctionnelle de l'est

L'unité fonctionnelle de l'est se concentre sur des projets de mise en valeur par injection d'eau et comprend des propriétés et des terrains exploités dans l'est de l'Alberta et l'ouest de la Saskatchewan, le long de la frontière provinciale. Cette unité fonctionnelle est principalement axée sur le pétrole et englobe des propriétés productrices de pétrole léger sulfuré, de pétrole de qualité moyenne et de pétrole lourd classique. La majorité de ces propriétés pétrolières font l'objet de projets de récupération secondaire conçus pour améliorer la production et accroître les réserves pétrolières récupérables. L'optimisation de ces projets de récupération secondaire est cruciale pour maximiser la valeur des avoirs de cette unité fonctionnelle.

La production de cette unité fonctionnelle pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002 s'est élevée en moyenne à 8 681 bj de pétrole brut, à 202 bj de LGN et à 10,0 mmpcj de gaz naturel pour un total de 10 558 bepj. Au 1^{er} janvier 2003, les participations de l'unité fonctionnelle de l'est dans des propriétés comprenaient 51 618 mbep de réserves établies, soit 41 265 mb de pétrole brut et de LGN et 62,1 gpc de gaz naturel.

Les principales propriétés au sein de cette unité fonctionnelle comprennent Joarcam, Giltedge et Gleneath. On trouve à Chauvin, à David, à Giltedge, à Joarcam et à Shorncliffe d'importantes installations de production de pétrole brut pour la rupture d'émulsion et l'évacuation des eaux ou l'injection d'eau. En outre, Joarcam possède également d'importantes installations pour la compression, la déshydratation et le traitement du gaz naturel.

Joarcam est le plus grand champ productif unique d'Enerplus, produisant du pétrole léger non sulfuré et du gaz naturel, et il a connu une baisse importante de la vitesse de déclin de la production depuis qu'Enerplus a acquis la propriété et en a assumé l'exploitation à la fin de l'année 2000. Par le biais de multiples mesures d'optimisation et de

mise en valeur, Enerplus a amélioré la vitesse de déclin, d'environ 30 % par année pour la porter à quelque 10 % par année, et a ajouté quelque 2,9 millions de bep de réserves établies.

Les principaux projets de récupération par injection d'eau de cette unité fonctionnelle ont été revus en 2002 pour s'assurer qu'ils soient entièrement optimisés. Ces révisions ont fourni des possibilités de forage intercalaire, de remise en production et de réactivation de puits afin d'améliorer la capacité de production et d'accroître la récupération du pétrole. Les activités de mise en valeur pour 2003 s'appuieront sur le succès historique d'Enerplus et continueront d'être axées sur l'amélioration et l'expansion de l'injection d'eau existante afin d'accroître la production et la récupération. Enerplus prévoit également tenter de profiter de nouvelles possibilités en ce qui a trait au gaz naturel peu profond du méthane de gisements houillers de la région. Les reventes de participations mineures et d'acquisitions dans les propriétés centrales d'Enerplus accentueront l'importance accordée à l'exploitation dans la région.

Unité fonctionnelle centrale

L'unité fonctionnelle centrale est une région productrice mature qui s'étend à l'ouest et au sud-ouest de la ville d'Edmonton en Alberta et qui présente une production variée axée principalement sur le pétrole léger non sulfuré de qualité et le gaz naturel riche en liquides. Étant donné les coûts d'exploitation relativement plus élevés dans plusieurs champs de cette région, la rentabilité dépend du prix des marchandises et Enerplus met l'accent sur le contrôle des coûts d'exploitation afin de maximiser la valeur de ces avoirs.

La production de cette unité fonctionnelle pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002 s'est élevée en moyenne à 3 099 bj de pétrole brut, à 1 367 bj de LGN et à 36,1 mmpej de gaz naturel pour un total de 10 485 bepj. Au 1^{er} janvier 2003, les participations de l'unité fonctionnelle centrale dans des propriétés comprenaient 52 730 mbep de réserves établies, soit 33 174 mb de pétrole brut et de LGN et 117,3 gpc de gaz naturel.

La principale propriété productrice de l'unité fonctionnelle centrale en 2002 est Pembina, une région productrice de pétrole principalement avec d'importantes installations pour la rupture d'émulsion et l'injection d'eau. Parmi les autres propriétés importantes au sein de cette unité fonctionnelle, citons Ferrier, Sylvan Lake, Kaybob South et Cherhill.

Les activités de mise en valeur au cours de 2002 visaient principalement à maintenir la production de pétrole léger dans les régions de Pembina et de Sylvan Lake et à mettre en valeur une nouvelle production de gaz naturel peu profond dans les régions de Pembina, de Bashaw et de Sylvan Lake. Pembina est un grand champ pétrolifère dans une zone de cardium à faible descenderie qui a bénéficié d'une mise en valeur continue qui a fait croître la production de 27 % au cours des deux dernières années. Une mesure visant à exploiter le potentiel de gaz naturel peu profond de l'unité fonctionnelle centrale a débuté au cours de la deuxième moitié de 2002. Les premiers résultats de ce projet ont été encourageants, la production de gaz naturel s'étant accrue de manière importante, et ont mené à la planification d'autres mesures de mise en valeur pour 2003 afin d'évaluer la viabilité économique du programme.

L'accent que mettra Enerplus sur les activités d'investissement en 2003 visera à mettre davantage en valeur son programme de gaz naturel peu profond, y compris l'évaluation continue du potentiel du gaz naturel provenant du méthane de gisements houillers. Enerplus entend également poursuivre le forage intercalaire et des mesures de remise en production pour maintenir sa production de pétrole léger dans cette région.

Unité fonctionnelle du nord

L'unité fonctionnelle du nord est une région moins développée qui englobe tous les terrains exploités par Enerplus et la production dans le nord-ouest de l'Alberta et le nord-est de la Colombie-Britannique. Cette unité fonctionnelle procure une exposition tant au pétrole brut léger qu'au gaz naturel riche en liquides grâce à divers réservoirs allant de l'âge triassique à l'époque du Crétacé et tend à présenter un potentiel d'effet élevé par puits, bien qu'il y ait moins de sites de forage que dans d'autres unités fonctionnelles. Les principales propriétés de l'unité fonctionnelle du nord sont deux régions adjacentes, Valhalla et Progress, qui produisent du pétrole brut et du gaz naturel. D'autres propriétés moins importantes comprennent Bonanza, Pouce Coupe et Utikima.

La production de cette unité fonctionnelle pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002 s'est élevée en moyenne à 2 780 bj de pétrole brut, à 496 bj de LGN et à 22,6 mmpcj de gaz naturel pour un total de 7 035 bepj. Au 1^{er} janvier 2003, les participations de l'unité fonctionnelle du nord dans des propriétés comprenaient 19 740 mbep de réserves établies, soit 9 539 mb de pétrole brut et de LGN et 61,2 gpc de gaz naturel.

Au cours de 2002, les activités de mise en valeur ont principalement visé l'amélioration de la production du pétrole léger à Valhalla et l'optimisation de la production de gaz naturel à Progress, à Bonanza, à Komie et à Valhalla au moyen d'améliorations apportées aux installations et de forages de reconnaissance. Depuis 1996, et particulièrement au cours des deux dernières années, Enerplus a constamment accru la production de Valhalla grâce à des mesures de mise en valeur. En 2002, deux puits supplémentaires ont été forés dans la zone de pétrole brut du gisement Valhalla Halfway J afin d'accroître la récupération du pétrole et d'optimiser la production de ce gisement.

Les activités de mise en valeur en 2003 seront concentrées sur la mise en valeur accrue à Valhalla et à Progress afin d'augmenter encore davantage la production et les réserves récupérables. Enerplus entend tirer parti de ses positions existantes au chapitre de la superficie non mise en valeur et de son vaste inventaire sismal, ainsi que d'un examen des puits non productifs, afin d'accroître encore davantage les possibilités de mise en valeur de cette unité fonctionnelle en 2003 et à l'avenir. Le dessaisissement de propriétés non essentielles dans la région centrale du nord de l'Alberta entourant Slave Lake est à l'étude afin de concentrer davantage les activités de cette unité fonctionnelle.

Sommaire des emplacements de production

En bepj, au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2002, 89 % de la production d'Enerplus provenaient de l'Alberta; 8 % provenaient de la Saskatchewan et 3 % provenaient de la Colombie-Britannique. Le tableau qui suit présente les principales propriétés de chacune des cinq unités fonctionnelles d'Enerplus et la production quotidienne moyenne de ces propriétés au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2002 :

Unité fonctionnelle et propriété	Produit				Emplacement		
	Pétrole brut (bj)	LGN (bj)	gaz naturel (mpcj)	Total (bepj)	Alberta (bepj)	Saskatchewan (bepj)	C.-B. (bepj)
<i>Unité fonctionnelle en coentreprise</i>							
Mount Benjamin	-	10	11 063	1 854	1 854	-	-
Elmworth	-	360	5 001	1 194	1 194	-	-
Progress	45	73	4 104	802	802	-	-
South Wapiti	-	168	3 491	750	750	-	-
Hayter	679	-	16	682	682	-	-
Autre	4 768	1 720	61 795	16 786	14 044	1 519	1 223
Total	5 492	2 331	85 470	22 068	19 326	1 519	1 223
<i>Unité fonctionnelle du sud</i>							
Bantry	-	-	13 757	2 293	2 293	-	-
Hanna Garden	2	-	12 616	2 105	2 105	-	-
Medicine Hat	1 226	-	1 222	1 430	1 430	-	-
Verger	8	-	7 609	1 276	1 276	-	-
Medicine Hat Sun Valley	-	-	7 318	1 220	1 220	-	-
Autre	2 000	14	13 808	4 314	2 256	2 058	-

Unité fonctionnelle et propriété	Produit				Emplacement		
	Pétrole brut (bj)	LGN (bj)	gaz naturel (mpcj)	Total (bepj)	Alberta (bepj)	Saskatchewan (bepj)	C.-B. (bepj)
Total	3 236	14	56 330	12 638	10 580	2 058	-
<i>Unité fonctionnelle de l'est</i>							
Joarcam	2 075	160	5 726	3 189	3 189	-	-
Giltedge	1 635	-	386	1 699	1 699	-	-
Gleneath	1 004	22	407	1 094	-	1 094	-
Auburndale	582	-	553	674	674	-	-
Kessler	571	-	101	588	588	-	-
Autre	2 814	20	2 876	3 314	2 833	481	-
Total	8 681	202	10 049	10 558	8 983	1 575	-
<i>Unité fonctionnelle centrale</i>							
Pembina	2 151	114	1 450	2 507	2 507	-	-
Ferrier	6	212	4 358	944	944	-	-
Sylvan Lake	463	111	1 959	901	901	-	-
Kaybob South	-	227	2 920	714	714	-	-
Cherhill	170	1	2 901	655	655	-	-
Autre	309	702	22 525	4 764	4 764	-	-
Total	3 099	1 367	36 113	10 485	10 485	-	-
<i>Unité fonctionnelle du nord</i>							
Valhalla	372	125	8 755	1 956	1 956	-	-
Progress	705	21	2 318	1 112	1 112	-	-
Bonanza	-	12	3 406	580	580	-	-
Pouce Coupe	279	20	555	392	392	-	-
Utikima	352	1	53	362	362	-	-
Autre	1 072	317	7 468	2 633	2 132	-	501
Total	2 780	496	22 555	7 035	6 534	-	501
TOTAL	23 288	4 410	210 517	62 784	55 908	5 152	1 724

Activités de forage et résultats

En 2002, Enerplus a participé au forage de 421 puits bruts (299,5 puits nets); le taux de réussite net s'établit à 99 %. Le tableau qui suit résume le nombre et le genre de puits que Enerplus a forés ou pour lesquels elle a participé au forage au cours des exercices terminés les 31 décembre 2002 et 2001. Enerplus n'a pas participé au forage de puits d'exploration au cours de ces périodes. Sauf pour ce qui est des puits « secs », tous les puits décrits dans le tableau ci-dessous sont susceptibles de production.

	Exercice terminé le 31 décembre			
	2002		2001 ⁽³⁾	
	Brut ⁽¹⁾	Net ⁽²⁾	Brut ⁽¹⁾	Net ⁽²⁾
<i>Puits de développement</i>				
Pétrole	78	30,7	104	37,7
Gaz naturel	335	264,6	429	279,4

Puits secs	8	4,2	13	4,5
Participation directe totale ⁽³⁾	421	299,5	546	321,6

Notes :

- (1) « Brut » signifie le nombre de puits dans lesquels Enerplus détient une participation.
- (2) « Net » signifie le produit du nombre total de puits bruts par le pourcentage de la participation directe d'Enerplus dans ces puits.
- (3) En 2001, le Fonds Enerplus Resources avant la fusion a participé au forage de 14,6 puits nets de pétrole et de 13,4 puits nets de gaz naturel, pour un total de 28,0 puits nets dans lesquels Enerplus détient une participation directe, qui ne sont pas compris dans le tableau ci-dessus.

Puits de pétrole et de gaz naturel et terrains non mis en valeur

Le tableau suivant résume, au 31 décembre 2002, la participation d'Enerplus dans les puits productifs et les puits fermés qui peuvent être susceptibles de production de même que la participation d'Enerplus dans des concessions de pétrole et de gaz naturel non mises en valeur et relativement à des droits. Bien que plusieurs puits produisent du pétrole et du gaz naturel, un puits est qualifié de puits de pétrole ou de puits de gaz naturel selon la proportion de pétrole ou de gaz naturel produite. Au 31 décembre 2002, Enerplus a attribué une valeur de 23,2 millions de dollars à ses terrains non mis en valeur.

Région	Puits productifs				Puits fermés ⁽¹⁾				Terrains (en milliers d'acres)	
	Pétrole		Gaz naturel		Pétrole		Gaz naturel		Brut ⁽²⁾	Net ⁽³⁾
	Brut ⁽²⁾	Net ⁽³⁾	Brut ⁽²⁾	Net ⁽³⁾	Brut ⁽²⁾	Net ⁽³⁾	Brut ⁽²⁾	Net ⁽³⁾		
Alberta	2 720	1 170	4 460	2 108	556	215	206	75	907,5	382,7
Colombie-Britannique	92	26	114	27	13	3	52	16	121,6	56,1
Saskatchewan	2 344	453	330	237	244	33	7	1	34,1	23,8
Autre	-	-	20	20	-	-	-	-	0,6	0,6
Total	5 156	1 649	4 924	2 392	813	251	265	92	1 063,8	463,2

Notes :

- (1) Puits « fermés » signifie que ces puits ne sont pas productifs mais qu'ils sont susceptibles de l'être.
- (2) Puits et acres « bruts » sont définis comme le nombre total de puits et d'acres dans lesquels Enerplus possède une participation.
- (3) Puits et acres « nets » sont définis comme le total obtenu en multipliant chaque puits brut et chaque acre brut par le pourcentage de la participation directe détenue par Enerplus.

Rapprochement des réserves

Le tableau ci-dessous rapproche les réserves de pétrole et de gaz naturel d'Enerplus du 1^{er} janvier 2002 au 1^{er} janvier 2003.

	Pétrole brut (en barils)		Gaz naturel (en mmpc)		LGN (en barils)		Total (bep)	Réserves établies (bep)	
	Prouvé	Probable ⁽¹⁾	Prouvé	Probable ⁽¹⁾	Prouvé	Probables ⁽¹⁾	Prouvé	Probable ⁽¹⁾	
))))	
Réserves au 1 ^{er} janvier 2002	94 847	37 643	951 133	260 689	16 114	4 674	269 482	85 765	312 365
Production	8 500	-	76 839	-	1 610	-	22 917	-	22 917
Acquisitions	7 787	5 458	79 333	19 541	1 096	424	22 105	9 139	26 675
Dessaississements	615	-	183	-	-	-	646	-	646
Forage, développement et révisions	11 728	(9 652)	48 469	(2 652)	436	(460)	20 243	(10 554)	14 966
			1 001 91						
Réserves au 1 ^{er} janvier 2003	105 247	33 449	3	277 578	16 036	4 638	288 269	84 350	330 444

Note :

- (1) Aucun facteur d'actualisation n'a été appliqué aux réserves probables pour tenir compte du risque lié à la possibilité d'obtenir une production de ces réserves.

Produits historiques tirés de la production

Les produits bruts tirés de la production (déduction faite de la couverture et avant déduction des redevances payables aux tiers) pour chaque produit d'Enerplus au cours des exercices terminés les 31 décembre 2002 et 2001 s'établissaient comme suit :

	2002		2001	
	(en millions de dollars)	% du total des produits	(en millions de dollars)	% du total des produits
Pétrole brut	292,2 \$	46 %	229,1 \$	39 %
LGN	41,3	7 %	45,2	8 %
Gaz naturel	296,7	47 %	315,0	53 %
Total	630,2 \$	100 %	589,3 \$	100 %

Antécédents de production trimestrielle

Les tableaux ci-après font état des volumes moyens de ventes des participations directes d'Enerplus (avant déduction des redevances payables à des tiers) pour chacun des huit derniers trimestres et des exercices alors terminés.

Production quotidienne moyenne

	Exercice terminé le 31 décembre 2002				
	Premier trimestre	Deuxième trimestre	Troisième trimestre	Quatrième trimestre	Total de l'exercice
Pétrole brut					
léger/moyen (bj)	17 077	16 834	16 876	17 244	17 008
lourd (bj)	5 889	5 986	6 684	6 551	6 280
Total – pétrole brut (bj)	22 966	22 820	23 560	23 795	23 288
LGN (bj)	4 374	4 431	4 095	4 740	4 410
Total – liquides (bj)	27 340	27 251	27 655	28 535	27 698
Gaz naturel (mpcj)	211 713	203 370	198 452	228 480	210 517
Total (bepj)	62 626	61 146	60 730	66 615	62 784
	Exercice terminé le 31 décembre 2001				
	Premier trimestre	Deuxième trimestre	Troisième trimestre	Quatrième trimestre	Total de l'exercice
Pétrole brut					
léger/moyen (bj)	14 273	13 425	16 535	17 468	15 437
lourd (bj)	4 513	4 561	5 933	5 593	5 155
Total – pétrole brut (bj)	18 786	17 986	22 468	23 061	20 592
LGN (bj)	3 127	3 936	4 559	4 272	3 978
Total – liquides (bj)	21 913	21 922	27 027	27 333	24 570
Gaz naturel (mpcj)	152 367	149 201	199 823	204 467	176 671
Total (bepj)	47 308	46 789	60 331	61 411	54 015

Antécédents de revenu net trimestriel

Le tableau ci-après illustre le revenu net moyen perçu par Enerplus pour chacun des huit derniers trimestres et des exercices alors terminés.

Revenu net du pétrole brut et des LGN (\$ par baril)

	Exercice terminé le 31 décembre 2002				
	Premier trimestre	Deuxième trimestre	Troisième trimestre	Quatrième trimestre	Total de l'exercice
Prix de vente	26,66 \$	33,57 \$	35,69 \$	35,76 \$	32,99 \$
Gains de couverture (coûts)	(0,09)	(0,20)	(0,68)	(0,71)	(0,42)
Redevances	(5,01)	(6,33)	(6,56)	(7,96)	(6,49)
Frais d'exploitation ¹⁾	(7,02)	(6,19)	(8,17)	(8,34)	(7,45)
Revenu net	<u>14,54 \$</u>	<u>20,85 \$</u>	<u>20,28 \$</u>	<u>18,75 \$</u>	<u>18,63 \$</u>
Prix de vente moyen					
Pétrole brut					
léger/moyen	29,88 \$	37,08 \$	39,17 \$	38,70 \$	36,23 \$
lourd	23,67 \$	29,82 \$	32,96 \$	30,19 \$	29,34 \$
Total – pétrole brut	28,29 \$	35,18 \$	37,41 \$	36,36 \$	34,37 \$
LGN	18,15 \$	25,28 \$	25,81 \$	32,74 \$	25,68 \$

	Exercice terminé le 31 décembre 2001				
	Premier trimestre	Deuxième trimestre	Troisième trimestre	Quatrième trimestre	Total de l'exercice
Prix de vente	35,13 \$	33,58 \$	33,62 \$	21,63 \$	30,58 \$
Gains de couverture (coûts)	-	(0,78)	(0,63)	3,41	0,61
Redevances	(6,98)	(6,70)	(6,45)	(3,89)	(5,91)
Frais d'exploitation ¹⁾	(5,90)	(6,49)	(7,89)	(8,28)	(7,25)
Revenu net	<u>22,25 \$</u>	<u>19,61 \$</u>	<u>18,65 \$</u>	<u>12,87 \$</u>	<u>18,03 \$</u>
Prix de vente moyen					
Pétrole brut					
léger/moyen	37,10 \$	36,86 \$	37,95 \$	24,04 \$	33,55 \$
lourd	20,93 \$	22,34 \$	27,20 \$	14,39 \$	21,27 \$
Total – pétrole brut	33,22 \$	33,18 \$	35,11 \$	21,70 \$	30,48 \$
LGN	46,61 \$	35,44 \$	26,29 \$	21,23 \$	31,12 \$

Revenu net du gaz naturel (\$ par mpc)

	Exercice terminé le 31 décembre 2002				
	Premier trimestre	Deuxième trimestre	Troisième trimestre	Quatrième trimestre	Total de l'exercice
Prix de vente	3,04 \$	3,93 \$	3,37 \$	4,99 \$	3,87 \$
Gains de couverture (coûts)	0,02	(0,09)	0,05	(0,19)	(0,06)
Redevances	(0,74)	(0,94)	(0,67)	(1,07)	(0,86)
Frais d'exploitation ¹⁾	(0,68)	(0,84)	(0,76)	(0,79)	(0,77)
Revenu net	<u>1,64 \$</u>	<u>2,06 \$</u>	<u>1,99 \$</u>	<u>2,94 \$</u>	<u>2,18 \$</u>

Exercice terminé le 31 décembre 2001

	Premier trimestre	Deuxième trimestre	Troisième trimestre	Quatrième trimestre	Total de l'exercice
Prix de vente	8,59 \$	5,81 \$	3,43 \$	3,01 \$	4,91 \$
Gains de couverture (coûts)	(0,21)	0,01	1,03	1,51	0,69
Redevances	(2,46)	(1,60)	(0,92)	(0,39)	(1,24)
Frais d'exploitation ¹⁾	(0,77)	(0,83)	(0,82)	(0,96)	(0,85)
Revenu net	<u>5,15 \$</u>	<u>3,39 \$</u>	<u>2,72 \$</u>	<u>3,17 \$</u>	<u>3,51 \$</u>

Note :

- 1) Les frais d'exploitation sont des charges engagées dans le cadre de l'exploitation des propriétés productives et comprennent notamment les coûts de personnel sur le terrain, d'électricité, de carburant, de produits chimiques, de réparation, d'entretien, de taxes foncières, de location à bail, de traitement et d'entreposage, les frais indirects et autres frais

Dépenses en immobilisations trimestrielles

Les dépenses en immobilisations continues d'Enerplus sont financées au moyen de l'émission de parts de fiducie supplémentaires, d'emprunts bancaires, de sommes retenues sur les distributions en espèces aux porteurs de parts et de l'utilisation du fonds de roulement. Le tableau ci-après résume les dépenses en immobilisations d'Enerplus dans les catégories et pour les périodes indiquées.

Exercice terminé le 31 décembre 2002

	Premier trimestre	Deuxième trimestre	Troisième trimestre	Quatrième trimestre	Total de l'exercice
	(en milliers)				
Forage de reconnaissance et complétion	18 322 \$	12 158 \$	31 977 \$	27 412 \$	89 869 \$
Usine et installations	10 563	9 278	12 842	14 151	46 834
Frais de bureau et autres	2 093	2 510	1 297	3 513	9 413
Total partiel	30 978	23 946	46 116	45 076	146 116
Acquisitions de propriétés	21 205	1 705	25 360	12 311	60 581
Acquisitions d'entreprises	-	-	-	158 063	158 063
Aliénations de propriétés	(218)	(1 920)	(308)	(612)	(3 058)
Dépenses en immobilisations nettes	<u>51 965 \$</u>	<u>23 731 \$</u>	<u>71 168 \$</u>	<u>214 838 \$</u>	<u>361 702 \$</u>

Exercice terminé le 31 décembre 2001

	Premier trimestre	Deuxième trimestre	Troisième trimestre	Quatrième trimestre	Total de l'exercice
	(en milliers)				
Forage de reconnaissance et complétion	8 529 \$	19 218 \$	25 941 \$	29 316 \$	83 004 \$
Usine et installations	14 006	6 981	15 190	17 417	53 594
Frais de bureau et autres	1 448	2 899	771	1 564	6 682
Total partiel	23 983	29 098	41 902	48 297	143 280
Acquisitions de propriétés	367	2 388	57 214	17 463	77 432
Acquisitions d'entreprises	32 420	689 784	-	-	722 204
Aliénations de propriétés	(9 427)	(10 548)	(34 826)	(13 695)	(68 496)
Dépenses en immobilisations nettes	<u>47 343 \$</u>	<u>710 722 \$</u>	<u>64 290 \$</u>	<u>52 065 \$</u>	<u>874 420 \$</u>

Exploration et mise en valeur

Enerplus vise principalement, pour ce qui est de ses activités, à concrétiser les occasions de croissance par la mise en valeur des réserves existantes, la monétisation de ses terrains d'exploration et l'acquisition de nouvelles propriétés. Les zones d'exploration à haut risque, ainsi que les superficies non mises en valeur d'Enerplus, continueront de faire l'objet d'amodiations, de ventes ou d'échanges contre des propriétés productrices qui présentent un potentiel

favorable. Les démarches de mise en valeur seront concentrées sur l'optimisation de la production tirée des réserves existantes et nouvelles et sur la mise en valeur rentable de nouvelles propriétés. Enerplus poursuivra son programme courant de rationalisation des propriétés et le produit tiré de ventes pourra être affecté à l'acquisition de participations dans des régions essentielles ou de nouvelles zones d'intérêt présentant des occasions d'exploitation.

Arrangements de commercialisation

Aucun client ne représente à lui seul plus de 10 % de la production de pétrole brut, de LGN ou de gaz naturel d'Enerplus.

Pétrole brut et LGN

La production de pétrole brut et de LGN d'Enerplus est commercialisée auprès d'une gamme étendue d'intermédiaires et d'utilisateurs finaux aux termes de contrats de 30 jours qui se renouvellent continuellement et dont les conditions fluctuent selon les prix mensuels du marché au comptant. Enerplus a touché un prix moyen avant couverture de 34,37 \$/b pour sa production de pétrole brut et de 25,68 \$/b pour sa production de LGN au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2002, comparativement à 30,48 \$/b pour le pétrole brut et à 31,12 \$/b pour les LGN au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2001.

Gaz naturel

Lorsqu'elle commercialise sa production de gaz naturel, Enerplus vise à diversifier les contrats, les clients et les marchés géographiques. Le pourcentage des produits d'Enerplus de 2002 attribuables au gaz naturel, avant couverture, s'est élevé à 47 % comparativement à 53 % en 2001 (même si le gaz naturel représentait environ 55 % de la production totale d'Enerplus en 2001 et en 2002). Le prix moyen reçu par Enerplus, avant couverture, pour son gaz naturel en 2002 était de 3,87 \$/mpc comparativement à 4,91 \$/mpc au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2001.

Engagements futurs

Enerplus utilise divers types d'instruments financiers et des contrats de vente à prix fixe pour gérer le risque lié à la fluctuation des prix des marchandises. En l'absence de ces activités de couverture, la totalité de la production de pétrole brut et de LGN et la plus grande partie de la production de gaz naturel d'Enerplus sont vendues sur le marché libre au prix au comptant courant, ce qui expose Enerplus aux risques associés aux fluctuations des prix des marchandises et des taux de change. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risques ». On peut lire l'information portant sur les instruments financiers d'Enerplus à la note 7 afférente aux états financiers consolidés annuels vérifiés d'Enerplus pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002 et sous la rubrique « Établissement des prix et gestion du risque de prix » dans l'analyse par la direction de la situation financière et des résultats d'exploitation du Fonds pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002, qui sont intégrés dans les présentes par renvoi.

Enerplus détient des engagements fermes en ce qui a trait aux services de collecte, de traitement et de transport dont elle a besoin pour livrer certaines quantités minimum de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel à des tiers ou pour payer les tarifs correspondants. En ce qui a trait au gaz naturel, Enerplus a conclu un contrat visant à transporter 10 mmpcj de gaz naturel vers Chicago par le truchement des pipelines Foothills et Northern Border jusqu'au 31 octobre 2008. Elle a également convenu de transporter 5 mmpcj de gaz naturel vers Marshfield (Illinois) par le truchement des pipelines TransCanada et Viking jusqu'au 31 octobre 2008. En outre, Enerplus détient des engagements pipeliniers en vue de transporter 5 mmpcj de gaz naturel vers Chicago par le truchement du pipeline Alliance jusqu'au 31 octobre 2015.

Impact des exigences en matière de protection environnementale

Enerplus exerce ses activités et son exploitation conformément à tous les règlements applicables et pertinents en matière d'environnement et selon les bonnes pratiques de l'industrie. Se reporter à la rubrique « Renseignements sur le Fonds Enerplus Resources – Exploitation d'Enerplus – Obligations environnementales ». Actuellement, Enerplus est d'avis qu'elle respecte toutes les normes et tous les règlements environnementaux et qu'elle a inclus les montants

appropriés dans son budget de dépenses en immobilisations pour continuer à respecter ses obligations en matière d'environnement. Les coûts engagés par Enerplus pour se conformer aux questions environnementales et les coûts liés à la restauration de sites équivalent à environ 3 % des dépenses totales de mise en valeur engagées par Enerplus en 2002. Étant donné que les normes et règlements environnementaux auxquelles Enerplus est assujettie (notamment le Protocole de Kyoto nouvellement ratifié) s'appliquent généralement à tous les intervenants de l'industrie du pétrole et du gaz, il n'est pas prévu que la position concurrentielle d'Enerplus au sein de l'industrie, particulièrement parmi les émetteurs détenant des propriétés aux caractéristiques semblables, sera touchée de manière défavorable. Se reporter aux rubriques « Conditions dans l'industrie – Réglementation environnementale » et « Facteurs de risques ».

RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL

Sproule Associates Limited, cabinet d'ingénieurs indépendants du secteur du pétrole, a évalué les principales propriétés d'Enerplus, lesquelles comptent pour environ 86 % de la valeur des réserves de pétrole brut et de gaz prouvées et mises en valeur d'Enerplus, actualisée à 12 %, et 84 % 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 utilisées par Sproule. Les scénarios fondés sur des prix constants figurant dans les présentes sont extraits d'un rapport distinct préparé par Sproule et daté du 10 février 2003, 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 et la production, 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 projets 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 rapportés après déduction de ces montants. La pratique canadienne, qui consiste à utiliser des prix et coûts indexés au moment de l'estimation des quantités 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, les volumes de production et les estimations des réserves d'Enerplus peuvent ne pas être comparables à ceux des sociétés qui utilisent les normes américaines en matière d'information.

Les tableaux suivants présentent, au 1^{er} janvier 2003, 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 et ne tiennent pas compte des contrats de couverture des prix des marchandises auxquels Enerplus est partie. 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 impôt sur le revenu, les intérêts, les dépenses générales et administratives 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 brut, de LGN et de gaz naturel d'Enerplus indiquées dans les tableaux 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 additionnelles 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 tenu du CIAR, calculées en fonction de prix indexés⁽¹¹⁾

	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⁾	94 901	787 333	14 020	86 023	628 699	9 803	3 864 497	1 805 685	1 500 461	1 301 190
Non productrices mises en valeur ⁽³⁾⁽⁵⁾	720	23 306	372	626	18 669	258	80 246	31 542	24 147	19 578
Non mises en valeur ⁽⁶⁾	9 626	191 274	1 643	8 143	158 149	1 248	490 135	193 461	133 143	94 155
Total – réserves prouvées	105 247	1 001 913	16 036	94 792	805 517	11 309	4 434 879	2 030 688	1 657 751	1 414 922
Réserves probables à 50 % ⁽⁷⁾	16 725	138 789	2 318	14 506	114 034	1 631	660 362	163 301	110 063	80 123
Réserves établies	121 972	1 140 702	18 354	109 298	919 551	12 940	5 095 241	2 193 989	1 767 814	1 495 045

Réserves de pétrole et de gaz naturel et valeur actualisée des rentrées nettes futures estimatives, compte tenu du CIAR, calculées en fonction de prix constants⁽¹²⁾

	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⁾	99 547	809 546	14 711	90 118	645 134	10 267	5 452 264	2 635 744	2 171 552	1 864 942
Non productrices mises en valeur ⁽³⁾⁽⁵⁾	736	23 319	372	635	18 665	257	106 775	44 842	34 531	27 992
Non mises en valeur ⁽⁶⁾	9 744	193 148	1 646	8 186	159 474	1 249	792 389	352 078	259 486	198 236
Total – réserves prouvées	110 027	1 026 013	16 729	98 939	823 273	11 773	6 351 427	3 032 664	2 465 569	2 091 170
Réserves probables à 50 % ⁽⁷⁾	18 012	141 145	2 325	15 473	115 643	1 632	889 509	255 792	179 912	135 592
Réserves établies	128 039	1 167 158	19 054	114 412	938 916	13 405	7 240 936	3 288 456	2 645 481	2 226 762

Notes :

- (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 quantités de pétrole, de gaz naturel et de sous-produits du gaz naturel qui, selon l'analyse de données techniques et géologiques, semblent, avec un haut degré de certitude, être récupérables à des taux commerciaux à partir de gisements de pétrole et de gaz naturel connus, selon la conjoncture économique et les conditions d'exploitation actuelles, dans le cas des réserves calculées en fonction de prix et de coûts constants, et selon la conjoncture économique et les conditions d'exploitation prévues, dans le cas des réserves calculées en fonction de prix et de coûts indexés. Ces réserves présentent un risque relativement faible.
- (3) Le terme « réserves prouvées développées » désigne les réserves prouvées que l'on prévoit être en mesure de récupérer à partir de puits existants à l'aide d'équipements et de 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 2003, ces réserves étaient

en production et représentaient environ 78 % des réserves brutes prouvées et probables rajustées en fonction des risques de pétrole et de LGN d'Enerplus et 69 % des réserves brutes prouvées et probables rajustées en fonction des risques de gaz naturel 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 dont on prévoit la récupération à partir de nouveaux puits sur des superficies non forées ou à partir 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 situées sur des superficies non forées se limitent aux unités de forage adjacentes aux puits productifs et dont la production est raisonnablement assurée lorsqu'elles seront forées.
- (7) Le terme « réserves probables » désigne les réserves qui peuvent être récupérables à la suite 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 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 2003.
- (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 de puits sont rajustés en fonction de la qualité et du transport afin de refléter le prix réel 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/b)	Prix au pair à Edmonton 40° API (\$/b)	Liquides de gaz naturel				Gaz naturel		
			Éthane à la sortie de l'usine (\$/b)	Edmonton			À la sortie de l'usine		
				Propane (\$/b)	Butane (\$/b)	Pentanes (\$/b)	Alberta (\$/mmbtu)	Sask. (\$/mmbtu)	C.-B. (\$/mmbtu)
2003	25,99	38,43	16,32	21,53	24,35	39,36	5,72	5,89	5,94
2004	23,60	34,82	14,92	19,50	22,06	35,66	5,21	5,38	5,43
2005	21,63	32,22	13,22	18,05	20,42	33,00	4,60	4,77	4,82
2006	21,96	32,78	12,34	18,36	20,77	33,57	4,27	4,45	4,48
2007	22,29	33,90	12,77	18,99	21,48	34,72	4,42	4,61	4,66
2008	22,62	34,42	12,95	19,28	21,81	35,25	4,48	4,67	4,74
2009	22,96	35,58	13,45	19,93	22,54	36,44	4,67	4,86	4,93
2010	23,31	36,13	13,70	20,24	22,89	37,00	4,75	4,94	5,01
2011	23,66	36,69	13,95	20,55	23,24	37,57	4,84	5,03	5,10
2012	24,01	37,26	14,20	20,87	23,60	38,16	4,94	5,13	5,20
2013	24,37	37,83	14,46	21,19	23,97	38,76	5,03	5,22	5,29
2014	24,74	38,42	14,72	21,52	24,34	39,35	5,12	5,31	5,38

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 1^{er} janvier 2003 et des coûts d'exploitation prévus pour 2003 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 revenus annuels devant être tirés de la production des réserves sont fondés sur les prix suivants :

Pétrole	Prix au pair à Edmonton 40° API (\$/b)	48,24 \$
Gaz naturel	Alberta (\$/mmbtu)	6,02 \$
	Saskatchewan (\$/mmbtu)	6,13 \$
	Colombie-Britannique (\$/mmbtu)	6,10 \$
Liquides de gaz naturel	Éthane (\$/b)	17,85 \$
	Propane (\$/b)	29,21 \$
	Butanes (\$/b)	33,21 \$
	Pentanes Plus (\$/b)	46,30 \$

- (13) Les dépenses en immobilisations nécessaires à la réalisation des revenus nets futurs attribuables aux réserves prouvées selon l'hypothèse des prix et des coûts indexés sont estimées à 207 millions de dollars, dont 88 millions de dollars sont nécessaires en 2003 et 59 millions de dollars sont nécessaires en 2004. Les dépenses en immobilisations nécessaires aux fins de la réalisation des revenus nets futurs attribuables aux réserves probables selon le scénario fondé sur des prix et des coûts indexés sont estimées à 105 millions de dollars, dont 37 millions de dollars sont nécessaires en 2003 et 18 millions de dollars sont nécessaires en 2004.
- (14) Les dépenses en immobilisations nécessaires aux fins de la réalisation des revenus nets futurs attribuables aux réserves prouvées selon le scénario fondé sur des prix et des coûts constants sont estimées à 203 millions de dollars, dont 88 millions de dollars sont nécessaires en 2003 et 59 millions de dollars sont nécessaires en 2004. Les dépenses en immobilisations nécessaires à la réalisation des revenus nets futurs attribuables aux réserves probables selon le scénario fondé sur des prix et des coûts constants sont estimées à 103 millions de dollars, dont 37 millions de dollars sont nécessaires en 2003 et 17 millions de dollars sont nécessaires en 2004.
- (15) Les « revenus de production nets estimatifs » ont été calculés avant déduction de l'impôt sur le revenu. **La valeur actualisée des revenus de production nets futurs estimatifs ne saurait être assimilée à la juste valeur marchande.**

**Rentrées nettes futures estimatives, avant impôt, devant être tirées des réserves établies⁽¹⁾
calculées en fonction de coûts et de prix indexés
(en milliers de dollars, sauf les données de production)**

Année	Production annuelle (en mbep)	Revenus tirés des participations ⁽²⁾	Redevances	Revenu net après redevance	Charges d'exploitation	Revenu de production net ⁽³⁾	Investissement en capital net	Rentrées nettes avant impôt sur le revenu ⁽⁴⁾⁽⁵⁾
2003	25 295	851 444	185 496	665 948	145 811	520 138	107 317	412 821
2004	24 928	763 025	159 998	603 028	150 070	452 958	69 856	383 102
2005	22 968	627 204	122 976	504 228	148 434	355 794	45 132	310 663
2006	20 580	542 886	101 778	441 108	143 744	297 364	25 131	272 234
2007	18 512	506 458	92 576	413 882	140 146	273 736	8 144	265 592
2008	16 528	459 071	81 725	377 347	133 432	243 915	7 420	236 495
2009	14 776	426 294	74 607	351 688	125 831	225 857	4 784	221 074
2010	13 337	390 232	67 607	322 625	117 951	204 674	3 612	201 062
2011	12 037	358 290	61 043	297 248	111 808	185 440	3 287	182 154
2012	10 834	329 500	55 506	273 994	105 229	168 765	4 062	164 703
Reste	150 646	6 196 999	769 198	5 427 801	2 859 542	2 568 259	122 916	2 445 343
TOTAL	330 442	11 451 401	1 772 507	9 678 894	4 181 996	5 496 899	401 659	5 095 240

Rentrées nettes avant impôt sur le revenu⁽⁵⁾ actualisées au 1^{er} janvier 2003 aux taux indiqués :

10 % : 2 193 989 000 \$

15 % : 1 767 814 000 \$

20 % : 1 495 045 000 \$

Notes :

- (1) Réserves prouvées plus 50 % des réserves probables.
- (2) Inclut les revenus tirés des participations directes, les revenus tirés des droits de redevances, les revenus tirés du traitement à forfait et les revenus divers.
- (3) Revenus tirés des participations, déduction faite des charges de redevances et des charges d'exploitation.
- (4) Non actualisées

- (5) Les rentrées nettes avant impôt sur le revenu sont indiquées avant l'intérêt, les dépenses générales et d'administration et les frais de gestion.

**Rentrées nettes futures estimatives, avant impôt, devant être tirées des réserves établies⁽¹⁾
calculées en fonction de coûts et de prix constants
(en milliers de dollars, sauf les données de production)**

Année	Production annuelle (en mbep)	Revenus tirés des participations⁽²⁾	Redevances	Revenu net après redevance	Charges d'exploitation	Revenu de production net⁽³⁾	Investissement en capital net	Rentrées nettes avant impôt sur le revenu⁽⁴⁾⁽⁵⁾
2003	25 707	974 960	203 963	770 997	148 153	622 844	106 639	516 205
2004	25 333	957 907	194 496	763 411	151 099	612 312	68 528	543 784
2005	23 369	881 372	169 700	711 672	148 618	563 054	43 576	519 478
2006	20 989	790 429	147 517	642 912	142 635	500 277	23 814	476 464
2007	18 892	710 556	128 071	582 485	137 599	444 886	7 102	437 784
2008	16 911	635 771	111 482	524 289	129 524	394 765	6 949	387 817
2009	15 150	568 596	97 481	471 115	121 071	350 044	4 637	345 407
2010	13 704	512 598	86 805	425 793	112 362	313 431	3 564	309 867
2011	12 367	462 023	76 891	385 132	104 539	280 593	2 428	278 166
2012	11 169	418 582	68 681	349 901	98 036	251 865	3 471	248 394
Reste	158 031	5 957 991	758 902	5 199 089	1 949 507	3 249 582	72 012	3 177 570
TOTAL	341 620	12 870 782	2 043 990	10 826 79	3 243 141	7 583 651	342 716	7 240 936

2

Rentrées nettes avant impôt sur le revenu⁽⁵⁾ actualisées au 1^{er} janvier 2003 aux taux indiqués :

10 %:	3 288 456 000 \$
15 %:	2 645 481 000 \$
20 %:	2 226 762 000 \$

Notes :

- (1) Réserves prouvées plus 50 % des réserves probables.
- (2) Inclut les revenus tirés des participations directes, les revenus tirés des droits de redevances, les revenus tirés du traitement à forfait et les revenus divers.
- (3) Revenus tirés des participations, déduction faite des charges de redevances et des charges d'exploitation.
- (4) Non actualisées
- (5) Les rentrées nettes avant impôt sur le revenu sont indiquées avant l'intérêt, les dépenses générales et d'administration et les frais de gestion.

RENSEIGNEMENTS SUR LE FONDS ENERPLUS RESOURCES

Activités d'Enerplus

Politiques de gestion

Le conseil d'administration d'EnerMark, dont les membres ont été élus publiquement pour qu'ils supervisent l'entreprise et l'exploitation d'Enerplus, surveille la direction d'Enerplus qui gère et administre l'entreprise et les activités d'Enerplus conformément aux politiques et aux principes que les administrateurs d'EnerMark ont établis. La stratégie utilisée et les activités entreprises par les administrateurs d'EnerMark et la direction d'Enerplus ont pour objet de maximiser le revenu distribuable aux porteurs de parts tout en visant la croissance à long terme de la valeur de l'actif d'Enerplus. Ces deux objectifs fondamentaux de l'exploitation d'Enerplus sont équilibrés de manière à optimiser l'avantage que retirent les porteurs de parts. Enerplus s'appuie sur sa vaste expérience et a recours à des pratiques prudentes en vigueur dans l'industrie pétrolière et gazière pour augmenter la valeur de l'actif d'Enerplus au moyen de l'acquisition et de la mise en valeur de propriétés pétrolières et gazières productrices.

Activités d'acquisition et de mise en valeur

Enerplus concentre principalement ses activités sur la recherche de possibilités de croissance au moyen de l'acquisition et de la mise en valeur à plus faible risque de propriétés pétrolières et gazières matures et à longue vie. Étant donné qu'Enerplus n'exerce pas d'activités d'exploration, elle s'appuie principalement sur des acquisitions tant pour réapprovisionner que pour accroître ses réserves de pétrole et de gaz naturel. Enerplus acquiert des propriétés et des biens conformes aux lignes directrices portant sur les acquisitions qui peuvent être établies de temps à autre par le conseil d'administration d'EnerMark. Toute acquisition (ou aliénation) de biens ou de propriétés d'une valeur de plus de 10 millions de dollars doit être approuvée par les administrateurs d'EnerMark. Lorsqu'elle recherche des acquisitions, Enerplus a recours à une stratégie focalisée et dirigée pour s'assurer que les réserves à l'étude s'incorporent de manière stratégique au portefeuille existant de propriétés. Enerplus a traditionnellement financé ses acquisitions au moyen d'emprunts sur sa facilité de crédit existante ou de l'émission directe de parts de fiducie. Les emprunts sont par la suite remboursés au moyen de l'émission de parts de fiducie supplémentaires ou des rentrées générées à l'interne. Cette stratégie procure à Enerplus la souplesse nécessaire pour donner suite à des possibilités d'acquisition.

Dans la mesure où ses acquisitions comprennent des propriétés non mises en valeur, Enerplus conclut des accords d'amodiation ou des accords de swaps aux termes desquels une société d'exploration et de production effectuera l'exploration et le forage des propriétés non mises en valeur pour le compte d'Enerplus, généralement sans frais pour Enerplus, en échange d'une portion de la participation d'Enerplus dans la propriété. D'autres propriétés à explorer peuvent être vendues pour permettre à Enerplus de se concentrer sur ses activités traditionnelles de mise en valeur à plus faible risque, comme il est indiqué ci-dessous.

Enerplus entreprend des activités de mise en valeur à plus faible risque pour atténuer les diminutions de la production totale, pour valoriser ses réserves et pour prolonger la durée économique de plusieurs de ses propriétés. Les activités de mise en valeur sont particulièrement importantes pour Enerplus au cours de périodes où les possibilités d'acquisitions intéressantes sont limitées. Les activités de mise en valeur d'Enerplus représentent une solution de rechange moins capitalistique et à plus faible risque pour accroître les volumes de production que ne le sont les activités traditionnelles d'exploration. Les activités de mise en valeur d'Enerplus sont traditionnellement financées au moyen d'emprunts qui sont par la suite remboursés grâce à l'émission de parts de fiducie et aux rentrées générées à l'interne.

Environnement et sécurité

Enerplus poursuit son but de mener son entreprise d'une manière sécuritaire et responsable du point de vue de l'environnement. L'accent est mis sur la meilleure protection possible et la sécurité des employés, du public, des personnes intéressées et de l'environnement. Le programme complet de gestion de l'environnement et de la sécurité d'Enerplus est constamment révisé et amélioré pour respecter cet engagement. En 2002, Enerplus a enregistré ce programme dans le cadre du programme Stewardship en matière d'environnement, de santé et de sécurité de l'Association canadienne des producteurs pétroliers au niveau platine, la cote la plus élevée possible, qui traduit la position d'Enerplus au sein de l'industrie.

Environnement

Enerplus a examiné ses torches de gaz naturel dissout existantes en Colombie-Britannique, en Alberta et en Saskatchewan. Tous les sites rencontrent ou dépassent les exigences réglementaires. Toutefois, Enerplus continue d'évaluer ses activités afin de réduire ou d'éliminer le brûlage à la torche.

Enerplus a également examiné les émissions de benzène dans ses activités et, à la fin de 2002, tous les sites rencontraient les critères recommandés de l'industrie. Les propriétés nouvellement acquises sont ajoutées à l'inventaire du brûlage à la torche et du benzène et font l'objet d'une évaluation continue.

Afin d'éviter des dommages à l'environnement découlant d'incidents reliés à la corrosion, Enerplus continue d'avoir recours à son programme de gestion du risque de corrosion dans toutes ses activités. Ceci permet de cerner les

propriétés où des améliorations pourraient avoir l'effet positif le plus important et a entraîné le remplacement de pipelines, l'installation de colonnes perdues dans des pipelines et l'amélioration des programmes de protection contre la corrosion.

Sécurité

Le système de gestion du rendement au travail d'Enerplus constitue une approche globale de gestion des risques et des compétences des travailleurs dans les opérations d'Enerplus sur le terrain. Le système est utilisé pour gérer le progrès et la compétence des employés ou des entrepreneurs et pour s'assurer que les tâches dangereuses sont exécutées de manière sécuritaire, responsable et efficace. Il s'agit d'un élément-clé du programme de formation d'Enerplus.

En outre, Enerplus continue de promouvoir son conseil de contrôle des pertes, une équipe rotative d'employés expérimentés et avertis composée d'employés tant sur le terrain que dans les bureaux. Cette équipe inspecte les propriétés exploitées chaque année, ce qui permet d'assurer une formation interdisciplinaire et le partage de l'information entre les divisions d'exploitation en ce qui concerne les meilleures pratiques.

Conformité

Puisque les acquisitions constituent une partie intégrante de l'entreprise d'Enerplus, une vérification diligente approfondie des acquisitions éventuelles est réalisée pour s'assurer que celles-ci rencontrent les exigences réglementaires et celles d'Enerplus. Une équipe comprenant des employés et des conseillers externes effectue habituellement des inspections de site et dépose des études avant la réalisation d'une acquisition. Les problèmes liés à la contamination éventuelle et aux questions d'exploitation peuvent être décelés à cette étape, qui est conçue pour empêcher qu'Enerplus achète des propriétés comportant un lourd passif. En 2002, des vérifications ont été effectuées à l'égard de plusieurs acquisitions, y compris l'acquisition de Celsius, et aucun passif important en matière environnementale ou sécuritaire n'a été noté.

Dans le cadre de son programme continu de vérification diligente, Enerplus effectue chaque année des inspections internes (par l'entremise de son conseil de contrôle des pertes) et de sites de tiers à des installations qu'elle-même ou des tiers exploitent ainsi qu'à des projets de construction et de forage. De cette façon, Enerplus s'assure que ses propres activités, ainsi que les activités de ses partenaires de l'industrie, respectent les exigences réglementaires et sectorielles en ce qui a trait aux questions d'environnement et de sécurité.

Enerplus maintient également un programme actif d'abandon et de restauration visant à mettre hors de service des installations non nécessaires et à remettre à l'état original des sites en location, ainsi qu'un programme actif d'abandon de puits inactifs.

Assurance

Enerplus souscrit des polices d'assurance pour protéger ses actifs, selon des montants qui respectent ou dépassent les normes usuelles dans l'industrie du pétrole et du gaz naturel. Enerplus sélectionne et souscrit les polices après étude du risque de perte perçu, de la limite de garantie jugée appropriée et du coût de l'assurance. Les polices en vigueur incluent une assurance de responsabilité civile, une assurance contre les pertes ou les dommages matériels et, pour certaines propriétés, une assurance contre les pertes d'exploitation. Une assurance de la responsabilité des administrateurs et des dirigeants est également souscrite relativement aux administrateurs et aux dirigeants d'Enerplus.

Emprunts

Sous réserve de l'obtention de l'approbation du conseil d'administration d'EnerMark, Enerplus peut faire des emprunts, contracter des dettes, donner des garanties ou conclure des conventions de subordination au nom du Fonds, ou donner en gage toute propriété du Fonds ou consentir toute sûreté ou charge à son égard. À l'heure actuelle, toutes les dettes d'Enerplus sont contractées directement par sa principale filiale en exploitation, EnerMark.

On peut lire des détails portant sur ces arrangements d'emprunt à long terme à la note 2 afférente aux états financiers consolidés annuels vérifiés du Fonds pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002 et sous la rubrique « Liquidités et ressources en capital » dans l'analyse par la direction de la situation financière et des résultats d'exploitation d'Enerplus; ces deux sections sont intégrées dans les présentes par renvoi. La dette d'Enerplus envers ses prêteurs et les porteurs de billets de premier rang est de rang supérieur aux paiements de redevances et d'intérêt et aux distributions que le Fonds reçoit de ses filiales en exploitation et, par conséquent, sur les distributions du Fonds à ses porteurs de parts, et elle a préséance sur ceux-ci. Voir « – Description des conventions de redevances et du billet subordonné » et « Facteurs de risque ».

Registres

Enerplus tient les livres et les registres nécessaires aux fins de la comptabilisation appropriée des transactions commerciales du Fonds. Ces registres sont aussi semblables que possible à ceux que doit tenir une société constituée en vertu de la *Business Corporations Act* (Alberta) et ayant fait un appel public à l'épargne. Les porteurs de parts ont en tout temps accès à ces registres dans la même mesure que s'ils étaient actionnaires de telles sociétés. Enerplus conserve tous ces registres à son bureau de Calgary, en Alberta.

Personnel

Au 31 décembre 2002, Enerplus (y compris le personnel d'EGEM qui a consacré une importante partie de son temps aux affaires d'Enerplus) employait un total de 445 personnes.

Description des parts de fiducie et de l'acte de fiducie

Généralités

Le Fonds a été constitué, et les parts de fiducie sont émises, aux termes de l'acte de fiducie. Le Fonds est autorisé à émettre un nombre illimité de parts de fiducie et chaque part de fiducie représente un intérêt bénéficiaire indivis et égal dans le Fonds. 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 n'est tenu de faire des versements subséquents à l'égard des parts de fiducie. Les parts de fiducie ne sont assorties d'aucun droit de conversion ou 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 leurs porteurs ne sont pas considérés comme des porteurs de parts d'Enerplus. 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 qu'ils peuvent fixer.

L'acte de fiducie prévoit notamment l'investissement des éléments d'actif du Fonds, le calcul et le versement des distributions aux porteurs de parts, la convocation et la tenue des assemblées des porteurs de parts, la nomination et la destitution du fiduciaire, le rachat des parts de fiducie et le versement des distributions par le Fonds à ses porteurs de parts. 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 2/3 % des voix exprimées) des porteurs de parts. Se reporter aux rubriques « 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 et obtenir des copies aux bureaux du fiduciaire. Se reporter à la rubrique « Rapports aux porteurs de parts ».

Le fiduciaire

Compagnie Trust CIBC Mellon est le fiduciaire du Fonds. 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 effectif. De plus, le fiduciaire est notamment chargé (i) de verser des distributions aux porteurs de parts du Fonds, (ii) de tenir les registres et de fournir dans les délais des rapports aux porteurs de parts et (iii) de remplir des fonctions liées à la supervision et aux activités du Fonds. Le fiduciaire peut également déléguer la totalité ou une partie de ses pouvoirs de gestion ou d'administration et, conformément à l'acte de fiducie et à la convention de gestion, il a retenu les services d'EnerMark 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 2/3 % des voix exprimées à une assemblée des porteurs de parts convoquée à cette fin. Le fiduciaire ou tout successeur peut remettre sa démission en donnant un préavis de 60 jours à EnerMark. Cette démission ou destitution entre en vigueur lorsque le fiduciaire successeur accepte sa nomination. Si le fiduciaire est destitué par EnerMark, cette dernière peut nommer un fiduciaire successeur. Si le fiduciaire démissionne ou est destitué par les porteurs de parts, EnerMark ou les porteurs de parts devront nommer son successeur. 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.

Aux termes de l'acte de fiducie, 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 de valeur subie par suite de la vente de tout titre ou de l'inexactitude d'un conseil ou d'une mesure d'EnerMark ou d'un représentant autorisé. 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 soin décrit ci-dessus. Le fiduciaire peut retenir les services d'un expert ou d'un conseiller dans 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. Si le fiduciaire respecte les normes de diligence qui s'appliquent à lui, il sera indemnisé, sur l'actif du Fonds, des taxes ou autres droits gouvernementaux qui lui sont 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 peuvent convenir par écrit EnerMark et le fiduciaire et le remboursement des dépenses qu'il a engagées dans le cadre de son mandat de fiduciaire.

Dispositions relatives à la propriété par des non-résidents

Afin que le Fonds maintienne son statut de fiducie de fonds commun de placement aux termes de la LIR, il peut être nécessaire qu'il s'assure qu'il n'a pas été établi ou qu'il n'est pas maintenu essentiellement à l'avantage de non-résidents du Canada (les *non-résidents*) au sens de la LIR. Par conséquent, l'acte de fiducie prévoit qu'EnerMark peut restreindre à l'occasion le nombre de parts de fiducie dont les non-résidents sont propriétaires et prendre toutes les mesures nécessaires pour surveiller la propriété des parts de fiducie de sorte que le Fonds maintienne son statut de fiducie d'investissement à participation unitaire et de fiducie de fonds commun de placement aux fins de la LIR. L'acte de fiducie prévoit également que si EnerMark a, à un moment quelconque, connaissance du fait que le nombre de parts de fiducie dont les non-résidents sont propriétaires est supérieur au nombre restreint de parts de fiducie qu'EnerMark a établi ou que cette situation est imminente, le Fonds fera une annonce publique de cette situation et prendra des mesures pour s'assurer qu'aucune part de fiducie supplémentaire ne soit émise ou cédée à des non-résidents, et il peut exiger de non-résidents (choisis généralement dans l'ordre inverse de l'acquisition ou de

l'inscription des parts de fiducie) qu'ils vendent leurs parts de fiducie, ou une partie de celles-ci, afin d'abaisser le niveau de propriété des non-résidents sous le seuil établi.

Placements du Fonds

Le Fonds est une fiducie à vocation limitée dont les activités sont restreintes, comme il est précisé au paragraphe 132(6b) de la LIR, aux investissements dans des placements ou des biens, notamment à tous placements ou biens acquis directement ou indirectement par suite de l'émission de parts de fiducie. Toutefois, le Fonds ne peut détenir des placements ou des biens qui feraient en sorte qu'il ne soit plus une « fiducie à participation unitaire » ou une « fiducie de fonds commun de placement » ou qu'il devienne un bien étranger, pour l'application de la LIR. À l'heure actuelle, les éléments d'actif que le Fonds détient directement sont des titres de certaines de ses filiales en exploitation en propriété exclusive, les titres d'emprunt non garantis émis au Fonds par EnerMark et les redevances de 95 % et de 99 % qu'EnerMark et ERC ont émises en faveur du Fonds. Le Fonds peut investir les liquidités qu'il n'utilise pas immédiatement aux fins décrites dans l'acte de fiducie dans des effets 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 effectue des distributions sur son revenu net et ses gains en capital nets réalisés. Il reçoit un revenu d'EnerMark et d'ERC aux termes des conventions de redevances, ainsi que d'autres sources comme le remboursement du capital, les versements d'intérêts et de dividendes et les distributions que lui versent ses filiales en exploitation. Afin d'établir la proportion de son revenu qui est distribuable, le Fonds déduit tous les impôts (y compris la retenue d'impôt) et toutes ses dépenses et obligations qui sont exigibles ou courus et qui sont imputables au revenu. L'acte de fiducie prévoit que le montant du revenu distribuable et des gains en capital réalisés nets à verser au cours de toute période, ainsi que le moment de ces distributions, est laissé à l'appréciation du fiduciaire, pouvoir qui a été délégué à EnerMark aux termes de la convention de gestion.

Aux termes de l'acte de fiducie, le fiduciaire a le pouvoir de fixer 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 EnerMark. Actuellement, le Fonds a établi une distribution mensuelle ayant le dixième jour de chaque mois civil comme date de clôture des registres pour les distributions et le vingtième jour du mois comme date de versement des distributions correspondantes. La date de versement qui tombe le 20 janvier est une exception tout comme la date de clôture des registres pour la distribution correspondante qui tombe le 31 décembre de l'année précédente. 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 (pouvoir délégué à EnerMark), 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, le cas échéant, qu'il distribuera au plus tard à cette date et peut payer la distribution à cette date ou dans un délai de 30 jours à compter de cette date. L'acte de fiducie prévoit que le fiduciaire peut déclarer payable aux porteurs de parts, sur une base proportionnelle, 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 rentrées n'ont pas déjà été déclarées payables. Le fiduciaire a délégué à EnerMark le pouvoir de fixer le montant du revenu distribuable et des gains en capital réalisés nets, le cas échéant, qui sera versé à une date de distribution donnée et de gérer ces paiements. Le 31 décembre de chaque exercice, un montant égal au revenu net du Fonds pour cet exercice, établi conformément à la LIR, majoré de tous gains en capital réalisés nets du Fonds, dans la mesure où ils n'ont pas déjà été déclarés payables 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 retenir le montant du revenu distribuable et des gains en capital réalisés nets qu'il juge nécessaire pour payer les impôts du Fonds et cette somme ne sera pas payable aux porteurs de parts par le Fonds. Voir « Distributions aux porteurs de parts » pour obtenir des renseignements supplémentaires concernant les distributions en espèces versées par le Fonds aux porteurs de parts.

Assemblées et droits de vote

À toutes les assemblées des porteurs de parts du Fonds, 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. EnerMark 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 constituent un quorum aux fins des délibérations à ces assemblées. Si un quorum n'est pas constitué à une assemblée, celle-ci sera 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, selon l'avis de convocation à l'assemblée originale.

Conformément à l'acte de fiducie et à la convention de régie, les porteurs de parts du Fonds ont le droit de nommer les candidats aux postes d'administrateurs d'EnerMark 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 2/3 % 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.

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, la totalité ou une partie des parts de fiducie inscrites à son nom, au prix par part de fiducie correspondant au moindre des deux montants suivants :

- (a) 85 % du cours (défini dans 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 où elles ont été remises au Fonds en vue de leur rachat; et
- (b) le cours de clôture sur le principal marché où les parts de fiducie sont inscrites aux fins de négociation à la date où elles ont été remises en vue de leur rachat.

Le prix que les porteurs de parts reçoivent pour les parts de fiducie remises à des fins de rachat au cours de tout mois civil leur sera payé le dernier jour du mois suivant. Le montant des espèces que le Fonds peut payer en cas de rachat est toutefois limité. Le montant maximal des espèces que le Fonds peut payer pour toutes les parts de fiducie remises à des fins de rachat au cours de tout mois civil et du mois civil précédent ne peut dépasser 500 000 \$; EnerMark peut toutefois renoncer à son gré à cette limite. Si un porteur de parts n'a pas le droit de recevoir un paiement en espèces pour des parts de fiducie remises à des fins de rachat en raison de cette limite, il recevra des billets ou d'autres investissements du Fonds, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires pertinentes. Si au moment où un porteur de parts remet ses parts de fiducie à des fins de rachat, les parts de fiducie ne sont pas inscrites à la cote de la Bourse de Toronto ni sur un autre marché qui, à la seule appréciation d'EnerMark, affiche des prix représentatifs de la juste valeur marchande des parts de fiducie ou, si les négociations normales des parts de fiducie ont été suspendues ou interrompues, le porteur de parts recevra un prix par part de fiducie équivalant à 85 % de la juste valeur marchande établie par EnerMark à la date du rachat.

Gestion du Fonds

L'acte de fiducie accorde au fiduciaire certains pouvoirs relativement au Fonds et à son actif. Se reporter à la rubrique « Description des parts de fiducie et de l'acte de fiducie – 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. Le fiduciaire a délégué à 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 à EnerMark, entre autres, la responsabilité de toutes les émissions et de tous les placements de parts de fiducie, des activités de fusion et 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, à la suite de la réalisation de l'opération d'internalisation, EnerMark a la responsabilité de la gestion de l'exploitation et des affaires d'Enerplus comme un tout. Se reporter à la rubrique « Renseignements sur le Fonds Enerplus Resources – Gestion et régie d'entreprise ».

Dissolution du Fonds

Les porteurs de parts peuvent choisir de dissoudre le Fonds en adoptant (à 66 2/3 % des voix) une résolution extraordinaire à cet effet à toute assemblée des porteurs de parts dûment convoquée à cette fin, à la suite de laquelle le fiduciaire entreprendra la liquidation des affaires du Fonds. Toutefois, 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 à au moins 20 % des parts de fiducie émises et en circulation représentées en personne ou par procuration.

Lorsque la liquidation des affaires du Fonds doit 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 sont 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 indépendants que choisissent 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 réglementaires à 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 des frais de reproduction raisonnables, d'examiner la liste des porteurs inscrits des parts de fiducie et, sur paiement des frais raisonnables exigés par l'agent chargé de la tenue des registres, d'en obtenir une copie, à des fins relatives au Fonds.

Vérificateurs

L'acte de fiducie reprend généralement les dispositions de la loi intitulée *Business Corporations Act* (Alberta) en ce qui a trait à la nomination, à la destitution et à la démission des vérificateurs. L'acte de fiducie indique que la nomination ou la destitution des vérificateurs du Fonds (ainsi que la nomination de nouveaux vérificateurs si les vérificateurs précédents sont destitués) doit être approuvée par les porteurs de parts du Fonds. Toutefois, si les vérificateurs du Fonds démissionnent ou sont destitués par les porteurs de parts sans qu'un successeur ait été 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 seront en fonction jusqu'à l'assemblée annuelle suivante des porteurs de parts du Fonds.

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 au moins à 66 2/3 % 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 :

- (a) faire en sorte que le Fonds se conforme à toutes les lois ou exigences applicables de tout organisme gouvernemental ou autorité similaire du Canada ou d'une province du Canada;
- (b) faire en sorte que le Fonds maintienne son statut de « fiducie à participation unitaire » ou de « fiducie de fonds commun de placement » et qu'il ne devienne pas un bien étranger, au sens de la LIR;
- (c) faire en sorte que cette protection supplémentaire s'applique aux intérêts des porteurs de parts, selon ce que le fiduciaire ou le conseil d'administration d'EnerMark estiment opportun;
- (d) 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 applicable d'un ressort quelconque, si, de l'avis du fiduciaire, cette modification ne porte pas atteinte aux intérêts des porteurs de parts;
- (e) ajouter aux dispositions de l'acte de fiducie les stipulations 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;
- (f) 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
- (g) 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 nulles ou incompatibles, d'erreurs ou d'omissions de toute sorte qui y sont contenues, à la condition que, de l'avis du fiduciaire, ces faits ne portent pas atteinte aux droits du fiduciaire et des porteurs de parts.

Description des conventions de redevances et du billet subordonné

Les principales sources de rentrées nettes du Fonds sont (i) les paiements reçus des droits de redevances nettes de 95 % et 99 % émis par EnerMark et ERC, respectivement, au Fonds sur la production de leurs propriétés pétrolières et gazières; (ii) les remboursements du capital et les versements de l'intérêt sur les titres d'emprunt subordonnés non garantis émis par EnerMark au Fonds et (iii) les versements de dividendes et de distributions que le Fonds reçoit d'EnerMark et de certaines autres filiales en exploitation du Fonds. On trouve ci-dessous une description des redevances octroyées par EnerMark et ERC au Fonds et du titre d'emprunt subordonné émis par EnerMark au Fonds.

Conventions de redevances

Aux termes de conventions de redevances distinctes conclues par le Fonds avec EnerMark et ERC, EnerMark et ERC ont octroyé au Fonds des redevances de 95 % et de 99 %, respectivement, sur le revenu net tiré de leurs propriétés et activités de pétrole et de gaz naturel. Le Fonds paie ces redevances vers le 20^e jour du deuxième mois suivant celui auquel ce revenu se rapporte. Les rentrées nettes perçues par le Fonds d'EnerMark et d'ERC aux termes des conventions de redevances sont équivalentes au revenu de production brut tiré des exploitations de pétrole et de gaz naturel d'EnerMark et d'ERC, moins certaines déductions permises (généralement, ce sont les coûts d'exploitation,

les redevances à des tiers, les dépenses générales et administratives, les frais du service de la dette, les taxes foncières et les coûts liés à la restauration et à l'abandon de sites). Les porteurs de parts peuvent également recevoir des distributions à l'égard du produit net touché à la vente de propriétés, mais il est prévu que ce produit servira généralement au remboursement de dettes ou à l'achat de propriétés et de biens supplémentaires.

Aux termes des conventions de redevances, les propriétés à l'égard desquelles le Fonds s'est vu octroyer un droit de redevances peuvent être grevées de sûretés accordées pour garantir des prêts d'EnerMark et d'ERC. Ces sûretés peuvent avoir priorité de rang sur les droits de redevances du Fonds. En outre, EnerMark et ERC ont l'option d'affecter à tout moment tout montant du revenu de production brut au remboursement de la dette. Le Fonds a conclu une convention de subordination aux termes de laquelle les versements de redevances au Fonds par EnerMark et ERC sont subordonnés et ont un rang inférieur à la dette d'EnerMark envers ses prêteurs et les porteurs de ses billets de premier rang non garantis.

Aux termes de chaque convention de redevances, EnerMark et ERC ont le droit d'aliéner des propriétés et les redevances connexes si elles estiment que c'est dans l'intérêt des porteurs de parts de le faire. Les conventions de redevances demeurent en vigueur aussi longtemps qu'EnerMark ou ERC a une participation dans les propriétés visées par sa convention respective. Les conventions de redevances et l'acte de redevance (décrit ci-dessous) peuvent être modifiés par écrit à l'occasion. Toutes les décisions relatives à ces modifications sont prises par le conseil d'administration d'EnerMark pour le compte de toutes les parties à ces conventions et acte.

Les redevances versées par ERC sont remises au Fonds à titre de paiements sur les parts de redevance émises par ERC au Fonds aux termes d'un acte de redevance modifié et mis à jour, daté du 21 juin 2001 et conclu entre ERC et le fiduciaire. La totalité des parts de redevance sont détenues par le fiduciaire pour le compte du Fonds.

Billet subordonné

EnerMark a émis un billet subordonné non garanti au Fonds. Le billet subordonné porte intérêt au taux annuel de 8 % et le capital du billet varie au fur et à mesure que le Fonds prête à EnerMark des fonds supplémentaires (provenant généralement de l'émission de parts de fiducie) et que des remboursements de capital sont effectués à l'égard du billet. La date d'échéance du billet est le 21 juin 2015. Le remboursement du capital et le versement de l'intérêt sur le billet sont subordonnés au remboursement intégral préalable de toutes les autres dettes d'EnerMark, autres que les dettes qui, selon leurs conditions ou l'opération de la loi, ont un rang égal au billet subordonné. Le Fonds a conclu une convention de subordination aux termes de laquelle le paiement des obligations aux termes du billet subordonné par EnerMark au Fonds est subordonné et a un rang inférieur à la dette d'EnerMark envers ses prêteurs et les porteurs de ses billets de premier rang non garantis.

Gestion et régie d'entreprise

Généralités

Aux termes de l'acte de fiducie, le fiduciaire a reçu de vastes pouvoirs et autorités à l'égard de l'administration et de la gestion du Fonds. Aux termes de l'acte de fiducie et de la convention de gestion, le fiduciaire a délégué à EnerMark la supervision de la gestion de l'entreprise et des affaires du Fonds. 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 et à la signature de tout contrat important (y compris les conventions de redevances, la convention de gestion et la convention 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, aux emprunts ou aux acquisitions effectués par le Fonds ou ses filiales et à l'approbation des documents d'information continue du Fonds.

Conformément à l'acte de fiducie et à la convention de gestion, le fiduciaire a retenu les services d'EnerMark et lui a délégué certains pouvoirs afin que cette dernière fournisse des services de gestion étendus au Fonds et qu'elle administre et gère les activités quotidiennes du Fonds et de ses filiales en exploitation, notamment (i) déterminer le total des distributions dues aux porteurs de parts, (ii) fournir au Fonds un service de relations avec les investisseurs, (iii) fournir aux porteurs de parts des rapports financiers et de l'information fiscale concernant le Fonds, (iv) convoquer et tenir des assemblées des porteurs de parts et distribuer la documentation s'y rapportant et (v) établir le moment et les conditions des placements, des émissions et des rachats futurs de parts de fiducie ou d'autres titres du Fonds. Avant l'opération d'internalisation, EGEM fournissait ces services à Enerplus, sous la supervision du conseil d'administration d'EnerMark, aux termes de la convention de gestion.

Convention de régie

Le Fonds, à titre d'unique actionnaire d'EnerMark, a le droit d'élire les administrateurs d'EnerMark et, aux termes de la convention de régie, doit le faire conformément à un vote des porteurs de parts du Fonds. À la suite de ces nominations, le Fonds et EnerMark faciliteront l'élection de ces personnes au conseil d'administration d'EnerMark. 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 les dividendes qu'EnerMark reçoit d'ERC doivent être immédiatement payés par EnerMark au Fonds.

Toute personne qui, par la suite, devient propriétaire d'actions d'EnerMark ou d'ERC sera liée par les dispositions de la convention de régie, et la convention de régie ne peut être résiliée, annulée ou modifiée que par les parties à la convention, et ce, par écrit. Le fiduciaire doit agir en conformité avec les directives du conseil d'administration d'EnerMark relativement à ces questions.

Régie d'entreprise

Les renseignements concernant la régie d'entreprise du Fonds et les devoirs et procédures du conseil d'administration d'EnerMark et des comités de celui-ci sont contenus à la rubrique « Pratiques en matière de régie d'entreprise » aux pages 85 à 89 de la version anglaise du rapport annuel 2002 du Fonds et à la rubrique « Pratiques en matière de régie d'entreprise » dans la circulaire de sollicitation de procurations du Fonds datée du 10 mars 2003.

Régime de droits des porteurs de parts

Le 5 mars 1999, le Fonds a conclu une convention relative au régime de droits des porteurs de parts (le *régime de droits*) avec Compagnie Trust CIBC Mellon, à titre d'agent chargé des droits, convention que les porteurs de parts d'Enerplus ont approuvée le 23 avril 1999 et qu'ils ont renouvelée pour trois années supplémentaires à l'assemblée générale annuelle et extraordinaire de 2002 des porteurs de parts. Le régime de droits prévoit, en général, que, à l'acquisition d'au moins 20 % des parts de fiducie émises et en circulation (sauf dans le cadre de certaines opérations permises ou exonérées) par une personne ou entité et à la survenance de certains autres événements, chaque porteur de parts de fiducie autre que cette personne ou entité aura le droit d'acquérir des parts de fiducie à un prix réduit. Le

régime de droits ressemble à d'autres régimes de droits d'actionnaires ou de porteurs de parts adoptés dans le secteur énergétique.

DISTRIBUTIONS AUX PORTEURS DE PARTS

Les porteurs de parts inscrits à une date de clôture des registres pour les distributions ont le droit de recevoir les distributions que paie Enerplus aux porteurs de parts à la date de versement des distributions correspondante. Enerplus a fixé au dixième jour de chaque mois civil la date de clôture des registres pour les distributions et au vingtième jour du même mois la date de versement des distributions correspondante, à l'exception de la date de versement qui tombe le 20 janvier, où la date de clôture des registres pour les distributions est le 31 décembre de l'année précédente. Les distributions versées à des porteurs de parts qui ne sont pas résidents du Canada peuvent être assujetties à la retenue d'impôt du Canada.

Revenu distribuable

Le montant dont dispose le Fonds pour verser les distributions est tributaire du niveau des rentrées nettes qu'il reçoit de ses filiales en exploitation aux termes des conventions de redevances et à titre de versements d'intérêts, de remboursements du capital et de paiements de dividendes et de distributions. Les distributions pour une période représentent généralement les rentrées nettes des filiales en exploitation pour la période d'environ deux mois précédant la période au cours de laquelle la distribution est effectuée.

Le montant des rentrées versées au Fonds est, en partie, soumis à l'appréciation du conseil d'administration d'EnerMark puisqu'il doit être établi dans quelle mesure les rentrées seront affectées au remboursement de la dette ainsi que le montant des rentrées qui sera affecté aux dépenses en immobilisations. Le conseil d'administration d'EnerMark évalue régulièrement les versements de distributions du Fonds eu égard aux rentrées prévues, aux niveaux d'endettement et aux projets de dépenses en immobilisations. Par le passé, le niveau des espèces conservées à des fins de remboursement de la dette fluctuait habituellement entre 5 % et 20 % du total des rentrées annuelles. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002, environ 15 % des espèces disponibles à des fins de distribution ont été conservés pour le remboursement de la dette.

Historique des distributions

Le Fonds peut, à toute date de clôture des registres pour les distributions ou avant celle-ci, déclarer payable aux porteurs de parts la totalité ou une partie du revenu distribuable du Fonds. Voir « Description des parts de fiducie et de l'acte 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 en raison des fluctuations (1) du prix de vente qu'Enerplus touche pour sa production de pétrole et de gaz naturel (compte tenu des sommes touchées et payées aux termes des contrats de couverture), (2) de la quantité de pétrole ou de gaz naturel qu'Enerplus produit, (3) des coûts de production du pétrole et du gaz naturel et des coûts d'administration du Fonds et de ses filiales, (4) du montant des espèces conservées pour le service de la dette ou le remboursement de la dette ou pour financer les dépenses en immobilisations et (5) des taux de change et d'intérêt. En outre, le niveau des distributions par part de fiducie sera touché par le nombre de parts de fiducie en circulation.

Le tableau suivant fait état des distributions en espèces qu'Enerplus a versées à ses porteurs de parts depuis la fusion le 21 juin 2001.

Mois de clôture des registres et date du versement	Distributions en espèces par part de fiducie		
	2003	2002	2001
janvier ⁽¹⁾	0,30 \$	0,30 \$	s.o.
février	0,32 \$	0,25 \$	s.o.
mars	0,35 \$	0,20 \$	s.o.
avril	0,35 \$	0,20 \$	s.o.
mai	0,37 \$	0,28 \$	s.o.
juin		0,28 \$	s.o.
juillet		0,28 \$	0,48 \$
août		0,28 \$	0,50 \$
septembre		0,28 \$	0,45 \$
octobre		0,30 \$	0,40 \$
novembre		0,30 \$	0,40 \$
décembre		0,30 \$	0,35 \$

Note :

(1) La date de clôture des registres pour les distributions était le 31 décembre de l'année précédente.

Les versements de distribution historiques décrits ci-dessus peuvent ne pas refléter les versements futurs de distributions, qui pourront être révisés par le conseil d'administration d'EnerMark compte tenu de la situation financière du Fonds au moment pertinent. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risques ».

CONDITIONS DANS L'INDUSTRIE

L'industrie du pétrole et du gaz naturel est assujettie à de nombreux contrôles et règlements imposés par divers paliers de gouvernement. Bien que l'on n'entrevoit pas que ces contrôles et règlements auront sur nos activités une influence bien différente de celle qu'ils pourraient avoir sur d'autres sociétés canadiennes de pétrole et de gaz naturel de même taille, les épargnants dans l'industrie du pétrole et du gaz naturel devraient étudier attentivement ces contrôles et règlements. Toute la législation actuelle est publique et nous ne sommes pas en mesure de prévoir si une nouvelle législation ou des modifications pourraient être adoptées.

Prix et commercialisation – Pétrole

Au Canada, les producteurs de pétrole négocient des contrats de vente directement avec les acheteurs, d'où un prix du pétrole déterminé par le marché. Ce prix dépend, en partie, du type et de la qualité du pétrole, des prix des combustibles concurrents, de l'éloignement des marchés, de la valeur des produits raffinés et de l'équilibre entre l'offre et la demande et des autres conditions contractuelles. Les exportations de pétrole peuvent se faire dans le cadre de contrats d'exportation d'une durée maximale d'un an, dans le cas du brut léger, et de deux ans, dans celui du brut lourd, à la condition que l'on ait obtenu de l'Office national de l'énergie une ordonnance approuvant l'exportation. Toute exportation de pétrole réalisée aux termes d'un contrat de plus longue durée (à concurrence de 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 établi par voie de négociation entre les acheteurs et les vendeurs. Ce prix dépend en partie de la qualité du gaz naturel, du prix d'autres combustibles concurrents, de la distance jusqu'au marché, 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 des autres conditions contractuelles. Le gaz naturel exporté du Canada est assujéti à la réglementation de l'Office national de l'énergie et du gouvernement du Canada. Les exportateurs sont libres de négocier le prix et les autres conditions avec les acheteurs, pourvu que les contrats d'exportation continuent de respecter certains critères prescrits par l'Office

national de l'énergie et le gouvernement du Canada. Les exportations de gaz naturel visées par un contrat d'une durée inférieure à deux ans ou d'une durée variant entre deux et 20 ans (en quantité d'au plus 30 000 mètres cubes par jour) doivent être effectuées aux termes d'une ordonnance de l'Office national de l'énergie. Toute exportation de gaz naturel réalisée aux termes d'un contrat d'une durée plus longue (à concurrence de 25 ans) ou qui vise une quantité supérieure 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 sortir de ces provinces pour être consommé ailleurs, principalement en fonction de facteurs comme la disponibilité des réserves, les ententes de transport et les conditions du marché.

Accord de libre-échange nord-américain

Le 1^{er} janvier 1994, l'Accord de libre-échange nord-américain intervenu entre les gouvernements du Canada, des États-Unis et du Mexique est entré en vigueur. En ce qui concerne les ressources énergétiques, le Canada continue de demeurer libre d'établir si les exportations aux États-Unis ou au Mexique seront permises; toutefois, les restrictions aux exportations ne peuvent : (i) réduire la proportion des ressources énergétiques exportées par rapport à celles destinées à l'usage domestique (en fonction de la proportion existante au cours de la dernière période de 36 mois); (ii) imposer un prix à l'exportation supérieur au prix domestique ou (iii) perturber les canaux normaux d'approvisionnement. Il est interdit aux trois pays d'imposer des exigences minimales quant au prix à l'exportation ou à l'importation et, sauf comme il est permis dans le cas d'exécution d'ordonnances et d'engagements en matière de droits compensateurs et de droits antidumping, d'imposer des exigences minimales ou maximales quant au prix à l'importation.

L'Accord de libre-échange nord-américain prévoit la réduction des pratiques commerciales restrictives du Mexique dans le secteur de l'énergie et interdit les restrictions discriminatoires à la frontière et les taxes à l'exportation. L'Accord de libre-échange nord-américain prévoit également des règles de discipline plus claires pour les organismes de réglementation afin d'assurer une mise en œuvre équitable de toutes modifications réglementaires et de minimiser la perturbation des arrangements contractuels, ce qui est important pour les exportations canadiennes de gaz naturel.

Redevances et mesures incitatives provinciales

Outre les règlements fédéraux, chaque province du Canada 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 joue un rôle 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 déterminées par voie de négociations entre le propriétaire minier exclusif 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 déterminées par des règlements gouvernementaux et correspondent généralement à un pourcentage de la valeur de la production brute, leur taux dépendant habituellement en partie de 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 à l'occasion mis sur pied des programmes d'encouragement qui comprenaient des réductions du taux de redevances, 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 des projets de planification de récupération assistée, mais la tendance vise plutôt à supprimer ces types de programmes en faveur de programmes à long terme qui augmentent la prévisibilité pour les producteurs. Les exemptions temporaires du versement de redevances et les réductions pour des puits particuliers réduiront le montant des redevances de la Couronne que nous versons aux gouvernements provinciaux.

Le 13 octobre 1992, le gouvernement de l'Alberta a mis en oeuvre 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 oeuvre 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. La nouvelle redevance pétrolière réservée à la Couronne a un taux de base de 10 % et un taux plafond de 30 %. L'ancienne redevance réservée à la Couronne a un taux de base de 10 % et un taux plafond de 35 %.

En Alberta, la redevance réservée à la Couronne à l'égard de la production de gaz naturel, sous réserve de plusieurs mesures incitatives, se situe 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 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 2500 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 à la Couronne de l'Alberta dans le cadre du programme de CIAR. Ce programme utilise une formule qui est fonction des prix; le taux du programme de CIAR se situe 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 CIAR s'applique à un montant maximal de 2000 000 \$ de redevances payables à la Couronne de l'Alberta pour chaque producteur ou groupe associé de producteurs. Les redevances à la Couronne sur la production tirée de propriétés productrices acquises de sociétés réclamant l'attribution maximale en vertu du programme de CIAR ne seront généralement pas admissibles à ce programme. Le taux du programme de CIAR est établi chaque trimestre d'après le prix au pair moyen, fixé par le Department of Energy de l'Alberta pour le trimestre précédent.

En Colombie-Britannique, le montant payable à 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 exonéré 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 assujétiées à diverses périodes de déduction de redevances ou d'impôts. Les changements englobent de nouvelles structures de redevances ou d'impôts plus faibles applicables au pétrole, au gaz naturel et au gaz naturel connexe (gaz naturel produit à partir de puits de pétrole), un nouveau système de mesures incitatives en fonction du volume et un taux réduit de surtaxe au titre des ressources sur l'impôt sur le capital des sociétés.

Le nouveau régime fiscal du secteur pétrolier et gazier de la Saskatchewan fournit une mesure incitative visant à encourager l'exploration et la mise en valeur au moyen d'une structure de redevances et d'impôts 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 oeuvre ou de l'élargissement d'un projet d'injection d'eau à compter du 1^{er} octobre 2002. Ce taux de redevances 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 oeuvre 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 également 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 de pétrole en cause a un ratio de production gaz/pétrole, au cours d'un mois donné, supérieur à plus de 3500 mètres cubes de gaz naturel par mètre cube 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 maintenant à divers volumes de pétrole et de gaz naturel, selon la profondeur et la nature du puits (jusqu'à 16 000 mètres cubes de pétrole dans le cas de puits d'exploration profonds et 25 000 mètres cubes de gaz naturel dans le cas des puits d'exploration). La catégorie de redevances ou d'impôts à l'égard de puits de rentrée et de 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. Les autres modifications comprennent la réduction de 3,6 % à 2,0 % du taux de surtaxe au titre des ressources sur l'impôt sur le capital des sociétés et l'élargissement de la définition de « puits de pétrole profond » pour 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 CIAR prévoit une réduction des redevances payables à la Couronne de l'Alberta à l'égard de propriétés productrices admissibles. Ces mesures incitatives ont pour effet d'accroître le revenu 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 adoptée en vertu des 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. La conformité à ces lois peut occasionner d'importantes dépenses. Le non-respect de ces lois peut entraîner l'imposition d'importantes amendes et pénalités, l'annulation des permis et des autorisations nécessaires ainsi que des poursuites en responsabilité civile 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 en matière environnementale pour les exploitants du secteur du pétrole et du gaz naturel en Alberta et qui prévoit des amendes et 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 aux termes 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 auquel participe le public.

En 1994, la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques est entrée en vigueur et, trois années plus tard, a mené au Protocole de Kyoto qui obligera les pays participants, lorsqu'ils auront ratifié le Protocole, à diminuer leurs émissions de dioxyde de carbone et d'autres gaz à effet de serre. Le Canada a ratifié le Protocole de Kyoto vers la fin de 2002. Bien que le gouvernement fédéral n'ait pas encore publié les détails d'un plan de mise en oeuvre qui pourrait entraîner des frais d'exploitation et des dépenses en immobilisations accrues, il a indiqué qu'il avait l'intention de limiter les cibles de réduction des émissions pour l'industrie.

Enerplus estime qu'elle respecte dans une large mesure les lois et règlements applicables en matière d'environnement et s'est engagée à s'acquitter de ses responsabilités concernant la protection de l'environnement quelque soit l'endroit où elle exerce ses activités. Enerplus a l'intention de continuer de prendre toutes les mesures nécessaires pour se conformer aux lois applicables en matière d'environnement, y compris les lois intitulées *Alberta Environmental Protection and Enhancement Act*, *Environmental Management and Protection Act* (Saskatchewan),

Environmental Assessment Act (Colombie-Britannique) et d'autres lois ou exigences semblables dans d'autres territoires où elle exerce ses activités. Enerplus prévoit que cette conformité peut entraîner des dépenses accrues, tant au chapitre des dépenses en immobilisations que des autres dépenses, afin de respecter les lois de plus en plus sévères relatives à la protection de l'environnement.

FACTEURS DE RISQUE

Les parts de fiducie diffèrent intrinsèquement des actions d'une société par actions bien que plusieurs des risques commerciaux auxquels Enerplus est confrontée soient semblables à ceux auxquels doit faire face une société par actions engagée dans le même genre d'activités. Avant de prendre la décision d'investir dans les parts de fiducie, les épargnants éventuels devraient étudier attentivement les facteurs de risque décrits ci-dessous, ainsi que tous les autres renseignements contenus dans la présente notice annuelle de renouvellement et les renseignements intégrés par renvoi.

Risques liés aux activités d'Enerplus

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

Les résultats d'exploitation et la situation financière d'Enerplus sont tributaires des prix touchés pour le pétrole et le gaz naturel qu'elle vend. 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 la volonté d'Enerplus, 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 les activités, la situation financière, la capacité d'emprunt, les réserves d'Enerplus ainsi que sur le niveau des dépenses consacrées à la mise en valeur des réserves de pétrole et de gaz naturel d'Enerplus. Les fléchissements des rentrées nettes d'Enerplus qui en découlent pourraient réduire les distributions.

Enerplus a 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 elle couvre le risque lié aux prix des marchandises, elle renonce aux avantages que lui procurerait autrement une hausse des prix des marchandises. En outre, les activités de couverture des marchandises d'Enerplus pourraient l'exposer à des pertes. Ces pertes pourraient survenir dans diverses circonstances, y compris si l'autre partie à la couverture d'Enerplus ne remplit pas ses obligations aux termes du contrat de couverture ou si les politiques et procédures en matière de couverture ne sont pas respectées.

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

Des frais d'exploitation plus élevés engagés à l'égard des propriétés sous-jacentes d'Enerplus occasionneraient une réduction directe des rentrées nettes que le Fonds touche et, par conséquent, pourraient réduire les distributions versées aux porteurs de parts d'Enerplus. 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 des frais d'exploitation d'Enerplus susceptibles de variations importantes.

Le niveau de production des propriétés existantes d'Enerplus peut chuter à un rythme supérieur à celui prévu en raison de circonstances imprévues, dont plusieurs sont indépendantes de la volonté d'Enerplus. 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 aux porteurs de parts.

Les distributions d'Enerplus pourraient être réduites pendant des périodes au cours desquelles elle effectue des dépenses en immobilisations ou rembourse des dettes au moyen des rentrées nettes.

Dans la mesure où Enerplus 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 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 aux porteurs de parts d'Enerplus. Dans la mesure où des sources externes de capitaux, y compris l'émission de parts de fiducie supplémentaires, deviennent limitées ou non disponibles, la capacité d'Enerplus d'effectuer les investissements en capital nécessaires pour maintenir ou agrandir ses réserves pétrolières et gazières et pour investir dans des avoirs, selon le cas, sera réduite. Dans la mesure où Enerplus est tenue d'utiliser les rentrées nettes distribuables pour financer des dépenses en immobilisations, des acquisitions de propriétés ou des acquisitions d'avoirs, selon le cas, le niveau de son revenu distribuable sera réduit, ou même éliminé.

Le conseil d'administration d'EnerMark a le pouvoir discrétionnaire de fixer dans quelle mesure les rentrées nettes provenant des filiales en exploitation du Fonds 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 filiales en exploitation du Fonds afin de payer des frais de service de la dette ou de réduire la dette diminueront les liquidités distribuées aux porteurs de parts du Fonds pendant les périodes au cours desquelles les fonds sont ainsi retenus. De plus, les fluctuations des taux d'intérêt et des remboursements prévus du capital, si elles sont nécessaires aux termes des conventions bancaires, pourraient entraîner des modifications importantes du montant qui doit être affecté au service de la dette avant le paiement de toutes sommes par les filiales en exploitation du Fonds. Certains engagements contenus dans les conventions intervenues avec des prêteurs peuvent également limiter les paiements de ces filiales au Fonds. Bien que l'on estime que les lignes de crédit soient suffisantes, rien ne garantit que le montant sera adéquat pour les obligations financières d'Enerplus ni que des fonds supplémentaires pourront être obtenus. En outre, si les filiales en exploitation du Fonds ne sont pas en mesure d'acquitter leurs charges liées au service de la dette ou si elles se trouvent autrement dans un cas de défaut comme une faillite, les prêteurs peuvent avoir priorité de rang par rapport aux titres ou aux redevances des sociétés en exploitation que le Fonds détient.

Le recul de la capacité d'Enerplus à commercialiser sa production de pétrole et de gaz naturel pourrait avoir un effet défavorable important sur ses niveaux de production ou sur le prix qu'Enerplus touche pour sa production, ce qui, par ricochet, pourrait réduire les distributions versées à ses porteurs de parts.

L'entreprise d'Enerplus est tributaire en partie de la disponibilité, de la proximité et de la capacité des systèmes collecteurs de gaz naturel, 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 la capacité d'Enerplus à produire et à commercialiser le pétrole et le gaz naturel. Si les facteurs du marché changent et entravent la commercialisation de la production d'Enerplus, la production totale ou les prix réalisés pourraient chuter, ce qui pourrait réduire les distributions versées aux porteurs de parts.

Les fluctuations des taux de change pourraient avoir un effet défavorable sur l'entreprise d'Enerplus.

Le prix qu'Enerplus touche pour la plus grande partie de son pétrole et de son 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 qu'Enerplus touche 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 qu'Enerplus tire de sa production puisque la somme en dollars canadiens qu'elle touche pour un prix donné en dollars américains est alors inférieure. À l'heure actuelle, Enerplus ne se livre 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 émis par EnerMark.

Si Enerplus n'est pas en mesure d'acquérir des réserves supplémentaires, la valeur des parts de fiducie et des distributions du Fonds aux porteurs de parts pourrait chuter.

Enerplus ne fait pas directement d'exploration pour découvrir des réserves de pétrole et de gaz naturel. Enerplus augmente plutôt ses réserves principalement par voie d'acquisitions. En conséquence, les réserves futures de pétrole et de gaz naturel d'Enerplus sont grandement tributaires de son succès dans le cadre de l'exploitation de ses réserves de base et de l'acquisition de réserves supplémentaires. Enerplus distribue également la plus grande partie de ses rentrées nettes à ses porteurs de parts plutôt que de les réinvestir dans l'ajout de réserves. Par conséquent, si des capitaux provenant de sources externes ne sont pas disponibles à des conditions commercialement raisonnables, la capacité d'Enerplus à effectuer les investissements de capitaux nécessaires pour maintenir ou accroître ses réserves de pétrole et de gaz naturel sera diminuée. Même si les capitaux nécessaires sont disponibles, Enerplus ne peut garantir qu'elle réussira à acquérir des réserves supplémentaires à des conditions conformes à ses objectifs d'investissement. Sans ces ajouts, les réserves d'Enerplus s'épuiseront et, par conséquent, sa production ou la durée de vie moyenne de ses réserves diminuera. Ces diminutions peuvent entraîner une réduction de la valeur des parts de fiducie et une réduction des liquidités disponibles à des fins de distribution aux porteurs de parts du Fonds.

Les acquisitions sont soumises à des risques liés à l'exploitation et à la mise en valeur qui peuvent avoir un effet sur la valeur des parts de fiducie et les distributions aux porteurs de parts.

Enerplus est soumise à des risques liés à l'exploitation et à la mise en valeur et, par conséquent, ces risques peuvent avoir un effet sur la valeur des parts de fiducie et les distributions aux porteurs de parts en raison des résultats incertains de la recherche et de la production de pétrole et de gaz naturel au moyen de méthodes scientifiques imparfaites. Les risques liés à l'exploitation et à la mise en valeur sont atténués en ayant recours à un personnel hautement qualifié, en concentrant les efforts d'exploitation là où Enerplus a déjà des connaissances et un savoir-faire ou un accès à ce savoir-faire et en utilisant une technologie de pointe pour améliorer les méthodes et contrôler les coûts afin de maximiser le rendement. Enerplus utilise également une technologie de pointe reliée au pétrole et au gaz naturel, comme la sismographie tridimensionnelle, des études de productivité de réservoir par simulation et le forage horizontal, pour améliorer sa capacité à trouver, à mettre en valeur et à produire du pétrole et du gaz naturel.

Les réserves réelles d'Enerplus seront différentes de ses estimations de réserves et l'écart pourrait être important.

La valeur des parts de fiducie dépend, entre autres, des réserves attribuables aux propriétés d'Enerplus. L'estimation des réserves est intrinsèquement incertaine. En définitive, les réserves réelles attribuables aux propriétés d'Enerplus seront différentes des estimations et l'écart pourrait être important. Les renseignements relatifs aux réserves contenus dans la présente notice annuelle de renouvellement 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 la volonté d'Enerplus. Si ces facteurs, hypothèses et prix se révèlent inexacts, les réserves réelles d'Enerplus pourraient être sensiblement différentes de ses estimations de réserves.

Si Enerplus étend ses activités au-delà de la production de pétrole et de gaz naturel dans l'Ouest du Canada, il est possible qu'elle ait à faire face à de nouveaux défis et risques. Si Enerplus ne réussit pas à les gérer, ses résultats d'exploitation et sa situation financière pourraient en souffrir.

Les activités et l'expertise d'Enerplus 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 qu'Enerplus acquière des propriétés de pétrole et de gaz naturel à l'extérieur de cette zone géographique. En outre, l'acte de fiducie ne limite pas les activités d'Enerplus à la production et à la mise en valeur de pétrole et de gaz naturel, et Enerplus pourrait 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 des activités d'Enerplus dans de nouvelles régions peut présenter des défis et des risques auxquels elle n'a pas été confrontée par le passé. Si Enerplus ne réussit pas à faire face à ces défis et risques, ses résultats d'exploitation et sa situation financière pourraient en être touchés de manière défavorable.

Dans l'établissement du prix d'achat des acquisitions, Enerplus se fonde sur des estimations de réserves qui peuvent se révéler inexactes.

Le prix qu'Enerplus est prête à payer pour les acquisitions de réserves est fondé dans une large mesure sur ses estimations des réserves à acquérir. Les réserves réelles pourraient différer de manière importante de ces estimations.

Par conséquent, il est possible que les réserves qu'Enerplus acquiert soient moindres qu'elle le prévoit, ce qui pourrait avoir un effet défavorable sur ses rentrées nettes et les distributions versées à ses 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 des ingénieurs d'Enerplus, et ces évaluations initiales peuvent différer de manière importante des évaluations ultérieures d'Enerplus.

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

La production continue tirée d'une propriété, et dans une certaine mesure la commercialisation de cette production, dépend de la compétence des exploitants des propriétés d'Enerplus. Environ 40 % de la production quotidienne d'Enerplus provient de propriétés exploitées par des tiers. Dans la mesure où un exploitant tiers ne remplit pas ces fonctions adéquatement ou devient insolvable, les rentrées nettes d'Enerplus 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 régissant les propriétés qu'Enerplus n'exploite 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 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 des activités pourraient avoir un effet défavorable sur les distributions du Fonds aux porteurs de parts.

Outre les retards habituels de paiement par les acheteurs de pétrole et de gaz naturel aux exploitants des propriétés d'Enerplus et les retards de ces exploitants à lui remettre les paiements, 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 aux porteurs de parts d'Enerplus au cours d'une période donnée et l'exposer à des risques supplémentaires reliés au crédit des tiers.

L'endettement d'Enerplus pourrait toucher le moment ou limiter les sommes des distributions que le Fonds verse à ses porteurs de parts.

Le versement des intérêts et le remboursement du capital à l'égard des dettes d'Enerplus réduisent les sommes disponibles à des fins de distribution aux porteurs de parts. Enerplus dispose d'une facilité de crédit non garantie à taux d'intérêt variable. En outre, Enerplus a échangé ses billets non garantis de premier rang à taux d'intérêt fixe

libellés en dollars américains contre une dette à taux d'intérêt variable libellée en dollars canadiens. Les fluctuations des taux d'intérêt et les remboursements prévus du capital pourraient entraîner des changements importants du montant des rentrées nettes que doivent affecter les filiales en exploitation 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 premier rang prévoient chacun que si Enerplus est en défaut, si elle dépasse certains seuils d'emprunt ou si elle fait défaut de se conformer à certains engagements, la capacité du Fonds de verser des distributions aux porteurs de parts peut être limitée. En outre, le droit du Fonds de recevoir des paiements de ses filiales 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.

La facilité de crédit d'Enerplus et toute facilité de crédit qui la remplace pourraient ne pas fournir des liquidités suffisantes.

Les sommes disponibles aux termes de la facilité de crédit d'Enerplus pourraient ne pas être suffisantes pour l'exploitation future, ou il est possible qu'Enerplus ne soit pas en mesure d'obtenir de financement supplémentaire à des conditions économiques intéressantes, ni même d'en obtenir. La facilité de crédit d'Enerplus 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, Enerplus devra 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 les activités d'Enerplus, et les distributions aux porteurs de parts pourraient en être réduites de manière importante.

Il se peut qu'Enerplus ne soit pas en mesure de rivaliser avec d'autres organismes du secteur du pétrole et du gaz naturel.

Le secteur du pétrole et du gaz naturel est très concurrentiel. Enerplus livre 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 à celles d'Enerplus. 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 exercent 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 des concurrents d'Enerplus disposent de ressources concurrentielles plus vastes et plus diversifiées.

Le secteur d'activités d'Enerplus l'expose à des responsabilités éventuelles que sa garantie d'assurance pourrait ne pas viser.

Les activités d'Enerplus 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 aux biens d'Enerplus ou aux biens d'autrui. Enerplus ne peut s'assurer totalement contre ces risques, et certains de ceux-ci sont non assurables. Enerplus peut devenir responsable de dommages découlant de ces événements contre lesquels elle ne peut s'assurer ou contre lesquels elle peut choisir de ne pas s'assurer en raison des primes élevées ou pour d'autres raisons. Alors qu'Enerplus a mis en place des politiques en matière de sécurité et d'environnement afin de protéger ses exploitants et ses employés et de satisfaire aux exigences réglementaires des régions où ils exercent leurs activités, les frais engagés pour réparer des dommages ou pour acquitter des responsabilités réduiraient les fonds disponibles à des fins de distribution aux porteurs de parts du Fonds.

L'exploitation de puits de pétrole et de gaz naturel par Enerplus pourrait l'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 locales. Le défaut de respecter cette législation pourrait entraîner l'imposition d'amendes ou la délivrance d'ordonnances de nettoyage. La législation régissant le secteur d'Enerplus 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 émissions de gaz à effet de serre, a été ratifié par le Canada à la fin de 2002. Bien que les conséquences de la ratification du Protocole de Kyoto soient inconnues en ce moment puisque les mesures spécifiques qui doivent être prises pour que le Canada respecte ses engagements n'ont pas encore été élaborées, le Protocole de Kyoto pourrait entraîner des coûts supplémentaires pour les producteurs de pétrole et de gaz naturel comme Enerplus.

Enerplus n'est pas totalement assurée 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 les propriétés d'Enerplus fassent l'objet d'obligations découlant de dangers qui peuvent ne pas être assurables ou contre lesquels elle n'est pas assurée en raison des primes prohibitives ou pour d'autres raisons.

Enerplus n'a pas établi de fonds de restauration distinct aux fins de financer ses obligations futures estimatives en matière de restauration et d'environnement. Elle ne peut garantir aux épargnants éventuels qu'elle sera en mesure de respecter ses obligations futures en matière de réclamations et d'environnement. 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 sur les rentrées et, par conséquent, réduiront les sommes disponibles à des fins de distribution aux porteurs de parts. Si Enerplus devait ne pas être en mesure de financer entièrement les frais nécessaires au règlement d'une réclamation environnementale, elle pourrait être tenue de suspendre ses 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 dévaluation des investissements d'Enerplus 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, Enerplus doit imputer le montant excédentaire au bénéfice. Si les prix du pétrole et du gaz naturel baissent, le coût capitalisé net d'Enerplus pourrait dépasser cette valeur plafond, ce qui donnerait lieu en définitive à une imputation au bénéfice. Selon les principes comptables généralement reconnus (*PCGR*) aux États-Unis, la valeur plafond est généralement inférieure à celle qui s'applique aux termes des *PCGR* du Canada, car les rentrées nettes futures utilisées dans le cadre du test du plafonnement aux États-Unis sont actualisées à une valeur d'actualisation. Enerplus pourrait donc courir un risque plus grand de dévaluation en raison du test de plafonnement dans un contexte de baisse de prix si Enerplus établissait ses états financiers selon les *PCGR* des États-Unis. Bien que ces dévaluations 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 de droits à de la production et à des réserves.

Enerplus effectue 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 le titre de propriété d'Enerplus à l'égard des avoirs achetés. Si un tel vice devait survenir, le droit d'Enerplus à la production et aux réserves découlant des avoirs achetés pourrait être compromis et, en conséquence, les distributions aux porteurs de parts pourraient être réduites.

Risques liés à la structure d'Enerplus et à la propriété des 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 ou les autres lois ou 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 ses porteurs de parts. Les autorités fiscales ayant compétence sur Enerplus ou sur les porteurs de parts pourraient ne pas accepter la manière dont Enerplus calcule son revenu aux fins de l'impôt ou modifier les pratiques administratives au détriment d'Enerplus ou de ses 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.

Enerplus vise à ce que le Fonds continue d'être admissible à titre de fiducie de fonds commun de placement aux fins de la LIR. 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'ensuire certaines incidences défavorables pour le Fonds et ses 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 pour 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 assujéttis à l'impôt canadien sur le revenu sur les gains réalisés à la disposition des parts de fiducie qu'ils détiennent.
- Les 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*) ou 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 assujéttis 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, Enerplus pourrait prendre certaines mesures à l'avenir dans la mesure où elle croit 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 parts de fiducie, particulièrement les « non-résidents » du Canada (au sens de la LIR). Voir « Description des parts de fiducie et de l'acte de fiducie – Dispositions relatives à la propriété par des non-résidents ».

Les droits des porteurs de parts d'Enerplus 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 des actions d'Enerplus. 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 des porteurs de parts du Fonds d'intenter des recours judiciaires contre d'autres parties pour le compte d'Enerplus.

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. Les parts de fiducie n'auront aucune valeur lorsque les réserves des propriétés d'Enerplus ne pourront plus faire 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 les porteurs de parts recevront tout au long de la vie d'un investissement ne correspondent pas à l'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 des parts de fiducie.

Le cours des parts de fiducie est principalement fonction des distributions prévues aux porteurs de parts et de la valeur des propriétés dont Enerplus est propriétaire. Le cours des parts de fiducie est par conséquent sensible à divers facteurs fondés sur le marché, notamment les taux d'intérêt et la comparabilité des parts de fiducie du Fonds à d'autres titres axés sur le rendement. Des changements dans ces facteurs peuvent avoir un effet défavorable sur le cours des 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 d'Enerplus pourrait avoir une incidence sur ses activités.

Les porteurs de parts dépendent entièrement de la direction d'Enerplus pour ce qui est de l'acquisition de propriétés de pétrole et de gaz naturel 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 les propriétés d'Enerplus et de la gestion du Fonds. La perte des services fournis par des personnes-clés pourrait avoir une incidence défavorable sur le Fonds. Les épargnants devraient se demander s'ils veulent se fier à la gestion d'Enerplus avant d'investir dans les parts de fiducie.

Des conflits d'intérêts peuvent survenir entre Enerplus et ses administrateurs et dirigeants.

Il peut survenir des situations où les administrateurs et dirigeants d'Enerplus sont administrateurs ou dirigeants de sociétés ou d'autres entités évoluant dans le secteur pétrolier et gazier dont les intérêts sont concurrents de ceux d'Enerplus. Rien ne garantit que les possibilités que ces personnes repèrent seront données à Enerplus.

La responsabilité limitée des porteurs de parts du Fonds est incertaine.

En raison des incertitudes du droit 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 obligations autres que contractuelles, y compris des réclamations en responsabilité civile, des réclamations en matière d'impôt et possiblement certaines autres responsabilités prévues par la loi. Bien qu'il soit prévu que tous les contrats ou les engagements écrits du Fonds contiendront 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 les tentatives d'Enerplus en vue 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, Enerplus ne peut garantir aux épargnants éventuels que des éléments d'actifs seraient disponibles dans ces circonstances pour les compenser de cette responsabilité. Toutefois, la responsabilité personnelle des porteurs de parts d'une fiducie au Canada est minime lorsque les bénéficiaires ne contrôlent pas les activités quotidiennes de la fiducie et qu'il n'existe aucun contact direct entre les bénéficiaires de la fiducie et les parties qui contractent avec la fiducie; ces conditions sont remplies dans le cas du Fonds et de ses porteurs de parts.

Les droits de rachat des porteurs de parts sont limités.

Les porteurs de parts ont un droit limité d'exiger que le Fonds rachète les parts de fiducie, appelé droit de rachat. Voir « Description des parts de fiducie et de l'acte de fiducie – Droit de rachat ». 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. La capacité du Fonds 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.

Risques particuliers aux porteurs de parts des États-Unis

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

Le Fonds peut être qualifié de société étrangère de placement passif aux fins de l'impôt fédéral sur le revenu des États-Unis pour l'année d'imposition 2003 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 d'impôt) seraient assujettis 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 des parts de fiducie, en sus de 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 des 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 Enerplus a été considérée comme une société étrangère de placement passif serait assujetti à l'impôt comme un revenu ordinaire dans l'année courante. Le montant attribué à chacune des autres années d'imposition serait assujetti 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 l'avantage 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 Enerplus devait en définitive être qualifiée 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 la qualification possible d'Enerplus à titre de société étrangère de placement passif et aux incidences d'une telle qualification.

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

Le Fonds est une fiducie organisée sous le régime des lois de la province d'Alberta (Canada) et la principale place d'affaires d'Enerplus est située au Canada. La majorité des administrateurs et la totalité des dirigeants d'Enerplus sont résidents du Canada et la majorité des experts qui rendent des services à Enerplus (comme ses vérificateurs et les ingénieurs de réserve indépendants) sont résidents du Canada et la totalité ou une partie importante de leurs éléments d'actifs et des éléments d'actif d'Enerplus 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 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 l'encontre d'Enerplus ou de l'un de ses administrateurs ou dirigeants ou de l'un 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.

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES CONSOLIDÉES

Les tableaux suivants énoncent les principales données financières consolidées d'Enerplus pour les trois derniers exercices.

Revue statistique détaillée des trois derniers exercices

	Exercices terminés les 31 décembre		
	2002	2001	2000
	(en milliers, sauf les montants par part de fiducie)		
<i>Données financières</i>			
Ventes brutes de pétrole et de gaz	621 450 \$	639 397 \$	343 182 \$
Rentrées liées à l'exploitation	289 852	340 246	176 366
Par part de fiducie	4,03	6,20	6,57
 Bénéfice net	 115 876	 180 269	 82 150
Par part de fiducie – de base	1,61	3,28	3,06
Par part de fiducie – dilué	1,61	3,28	3,05
 Dépenses en immobilisations (nettes)	 203 639	 152 216	 65 844
Total de l'actif	2 471 631	2 284 253	1 567 952
Dette à long terme	361 729	412 589	275 944
 <i>Espèces disponibles pour distribution</i>			
Rentrées liées à l'exploitation	289 852	340 246	176 366
Coûts liés à la restauration et à l'abandon des lieux	-	2 628	1 471
Espèces retenues aux fins de réduction de l'emprunt	(46 344)	(48 850)	(11 746)
Flux de trésorerie liés au Fonds Enerplus Resources (avant la fusion)	-	16 870	-
Montants courus	3 279	5 560	-
Flux de trésorerie liés à Pursuit Resources Corp., déduction faite des espèces retenues aux fins de réduction de l'emprunt	-	-	2 090
 Espèces disponibles pour distribution	 246 787 \$	 316 454 \$	 168 181 \$
Par part de fiducie	3,32 \$	5,67 \$	5,49 \$

Les données financières susmentionnées sont tirées des états financiers consolidés vérifiés d'Enerplus pour les exercices terminés les 31 décembre 2002, 2001 et 2000. Les états financiers consolidés vérifiés ont été établis conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada. Pour obtenir une description des principales conventions comptables d'Enerplus, voir la note complémentaire 1 des états financiers consolidés vérifiés d'Enerplus pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002.

Distributions en espèces aux porteurs de parts

L'information relative aux distributions en espèces aux porteurs de parts se trouve sous la rubrique « Distributions aux porteurs de parts » de la présente notice annuelle de renouvellement.

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

L'analyse par la direction de la situation financière et des résultats d'exploitation de l'exercice terminé le 31 décembre 2002, qui se trouve aux pages 39 à 56 du rapport annuel du Fonds pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002, est intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle de renouvellement.

MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

Les parts de fiducie sont inscrites, aux fins de négociation, à la cote de la Bourse de Toronto (la *Bourse de Toronto*) et de la bourse de New York sous les symboles « ERF.UN » et « ERF », respectivement.

ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS

Administrateurs d'EnerMark

Les administrateurs d'EnerMark sont élus par les porteurs de parts du Fonds à chaque assemblée annuelle des porteurs de parts. Avant l'opération d'internalisation (mais incluant la nomination des administrateurs d'EnerMark à l'assemblée annuelle 2003 des porteurs de parts), EGEM avait le droit de nommer trois des administrateurs d'EnerMark aux termes de la convention de gestion et de la convention de régie. Le mandat de tous les administrateurs, y compris celui des candidats d'EGEM, se termine à l'assemblée annuelle suivante ou à l'élection ou à la nomination de leur successeur. Le tableau suivant indique, pour chaque administrateur, son nom, sa municipalité de résidence, son occupation principale au cours des cinq dernières années et l'année depuis laquelle il siège au conseil d'administration d'EnerMark.

Nom et municipalité de résidence	Administrateur depuis	Occupation principale au cours des cinq dernières années ⁽⁹⁾
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⁾ Ottawa (Ontario)	juin 2001	Secrétaire et gestionnaire, fonds de pension de la ville d'Ottawa (régime de retraite municipal).
Gordon J. Kerr ⁽⁶⁾⁽⁹⁾ Calgary (Alberta)	mai 2001	Président et chef de la direction d'Enerplus depuis mai 2001 (et chef des services financiers d'Enerplus jusqu'à décembre 2001). Vice-président directeur et chef des services financiers d'Enerplus depuis janvier 2001. Auparavant, premier vice-président, Services financiers, Enerplus depuis septembre 2000. Auparavant, vice-président, Finances et chef des services financiers d'Enerplus depuis 1998.
Douglas R. Martin ⁽¹⁾⁽⁴⁾⁽⁷⁾ Calgary (Alberta)	juillet 2000	Président, Charles Avenue Capital Corp. (société fermée de services bancaires d'investissement) depuis avril 2000. Président du conseil de Pursuit Resources Corp. (société d'exploration et de production pétrolière et gazière).
Robert Normand ⁽²⁾⁽⁴⁾⁽⁵⁾ Rosemère (Québec)	juin 2001	Homme d'affaires.
Eric P. Tremblay ⁽³⁾⁽⁶⁾⁽⁹⁾ Calgary (Alberta)	janvier 2001	Premier vice-président, Marchés des capitaux d'Enerplus, depuis septembre 2000. Auparavant, premier vice-président, Expansion de l'entreprise d'Enerplus depuis janvier 2000. Auparavant, vice-président, Expansion de l'entreprise d'Enerplus depuis 1996.
Donald T. West ⁽³⁾ Calgary (Alberta)	avril 2003	Homme d'affaires depuis octobre 1999. Auparavant, président et chef de la direction de Rigel Energy Corporation.

Nom et municipalité de résidence	Administrateur depuis	Occupation principale au cours des cinq dernières années ⁽⁹⁾
Harry B. Wheeler ⁽²⁾⁽³⁾ Calgary (Alberta)	janvier 2001	Président de Colchester Investments Ltd. (société fermée de placements) depuis janvier 2001. Auparavant, président du conseil de Cabre Exploration Ltd. (société d'exploration et de production pétrolière et gazière).
Robert L. Zorich ⁽⁶⁾⁽⁸⁾ Houston (Texas)	janvier 2001	Directeur général, 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).

Notes :

- (1) Président du conseil d'administration
- (2) Le comité de vérification et de la gestion des risques est composé de Robert Normand, 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, président, de Donald T. West et d'Eric P. Tremblay.
- (4) Le comité de régie d'entreprise et des ressources humaines est composé de Douglas R. Martin, président, de Robert Normand et de Derek J. M. Fortune.
- (5) 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'Enerplus Resources Corporation (« ERC »), entité chargée de la régie d'Enerplus avant la fusion. M. Fortune était administrateur d'ERC depuis juin 1992 et M. Normand était administrateur d'ERC depuis mars 1998.
- (6) Nommé par EGEM aux termes de la convention de gestion et de la convention de régie.
- (7) De 1991   2000, M. Martin était administrateur de Coho Energy, Inc. (« Coho »), société pétrolière et gazière inscrite à la cote de la Bourse de Toronto et du NASDAQ. En 1999, Coho a demandé la protection de la loi fédérale américaine sur les faillites, dont elle a été lib r e en avril 2000. Les administrateurs de Coho n'ont été tenus responsable d'aucune mesure. M. Martin a démissionné de son poste d'administrateur de Coho en avril 2000.
- (8)   la fin de 1997, M. Zorich a été nommé au conseil d'administration de Benz Energy Inc. (« Benz »), société inscrite à la cote de la Bourse de Vancouver (maintenant connue sous le nom de TSX Venture Exchange)   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 au Canadian Venture Exchange Inc. a été interrompue, Benz n'ayant pas déposé les renseignements financiers requis.
- (9) Avant la réalisation de l'opération d'internalisation le 23 avril 2003, les services de direction du Fonds Enerplus Resources étaient fournis par EGEM (et la société qu'elle a remplacée, Enerplus Energy Services Ltd. (EES)), aux termes de la convention de gestion. Toute mention d'Enerplus dans le tableau ci-dessus portant sur une date antérieure au 23 avril 2003 doit être interprétée comme une mention d'EGEM ou d'EES, mais, pour simplifier le texte, le terme Enerplus a été utilisé pour la totalité du tableau.

Dirigeants d'EnerMark

Le tableau suivant indique, pour chaque administrateur d'EnerMark, son nom, sa municipalité de résidence, son poste et son occupation principale au cours des cinq dernières années.

Nom et municipalité de résidence	Poste	Occupation principale au cours des cinq dernières années ⁽¹⁾
Gordon J. Kerr Calgary (Alberta)	Président et chef de la direction	Président et chef de la direction d'Enerplus depuis mai 2001 (et chef des services financiers d'Enerplus jusqu'à décembre 2001). Auparavant, vice-président directeur et chef des services financiers d'Enerplus depuis janvier 2001. Auparavant, premier vice-président, Services financiers d'Enerplus depuis septembre 2000. Auparavant, vice-président, Finances et chef des services financiers d'Enerplus depuis 1998.
Heather J. Culbert Calgary (Alberta)	Première vice-présidente, Services internes	Première vice-présidente, Services internes d'Enerplus depuis mars 2001. Auparavant, vice-présidente, Systèmes d'information de gestion et administration d'Enerplus depuis 1996.

Nom et municipalité de résidence	Poste	Occupation principale au cours des cinq dernières années⁽¹⁾
Garry A. Tanner Calgary (Alberta)	Premier vice-président et chef de l'exploitation	Premier vice-président et chef de l'exploitation d'Enerplus depuis février 2003. Auparavant, premier vice-président, Prospection de la clientèle d'EGEM, depuis août 2001 (et premier vice-président d'El Paso Merchant Energy (société de commerce) depuis octobre 2000). Auparavant, premier vice-président, EnCap Investments L.L.C. (filiale en propriété exclusive d'El Paso Corporation qui offre du financement privé par capitaux propres aux sociétés du secteur pétrolier et gazier) depuis 1997.
Eric P. Tremblay Calgary (Alberta)	Premier vice-président, Marchés des capitaux	Premier vice-président, Marchés des capitaux d'Enerplus, depuis septembre 2000. Auparavant, premier vice-président, Expansion de l'entreprise d'Enerplus depuis janvier 2000. Auparavant, vice-président, Expansion de l'entreprise d'Enerplus depuis 1996.
Robert J. Waters Calgary (Alberta)	Premier vice-président et chef des services financiers	Premier vice-président et chef des services financiers d'Enerplus, depuis décembre 2001. Auparavant, vice-président, Finances et chef des services financiers de Pengrowth Corporation depuis juin 1998.
Jo-Anne M. Caza Calgary (Alberta)	Vice-présidente, Relations avec les investisseurs	Vice-présidente, Relations avec les investisseurs d'Enerplus, depuis septembre 2000. Auparavant, directrice, Relations avec les investisseurs, Enerplus, depuis 1998.
Daryl W. Cook Calgary (Alberta)	Vice-président, Exploitation	Vice-président, Exploitation d'Enerplus, depuis 1997.
Ian C. Dundas Calgary (Alberta)	Vice-président et directeur, Expansion de l'entreprise	Vice-président et directeur, Expansion de l'entreprise d'Enerplus depuis février 2003. Auparavant, vice-président d'EGEM depuis août 2001. Auparavant, chef des finances, Medmira Inc. (société ouverte de biotechnologie) depuis 1999. Auparavant, administrateur, Enron Canada Corp., groupe de services bancaires d'investissement, depuis 1996.
Wayne T. Foch Calgary (Alberta)	Vice-président, Finances	Vice-président, Finances d'Enerplus, depuis février 2001. Auparavant, trésorier d'EMR Resource Management Ltd. (société de gestion d'EnerMark Income Fund), depuis avril 1996.
David A. McCoy Calgary (Alberta)	Chef du contentieux et secrétaire de la Société	Chef du contentieux et secrétaire d'Enerplus depuis décembre 2002. Auparavant, conseiller, Exploitations outre-mer et internationales d'EnCana Corporation depuis 2002. Auparavant, vice-président, chef du contentieux et affaires gouvernementales de Conoco Canada Limited depuis 2000. Auparavant, conseiller juridique en Alberta de Westcoast Energy Inc. depuis 1998.
Daniel M. Stevens Calgary (Alberta)	Vice-président, Services de développement	Vice-président, Services de développement d'Enerplus depuis février 2003. Auparavant, directeur, Forage et complétions d'Enerplus depuis 1996.
Wayne G. Ford Calgary (Alberta)	Contrôleur, Exploitation	Contrôleur d'Enerplus, depuis août 2001. Auparavant, contrôleur d'Argonauts Group Ltd. (société d'exploration et de production pétrolière et gazière), depuis janvier 2000. Auparavant, conseiller en comptabilité d'exploitation auprès d'Enerplus depuis septembre 1998. Auparavant, directeur du service à la clientèle d'Applied Terravision Systems Inc. (fabricant de logiciels), depuis octobre 1996.
Rodney D. Gray Calgary (Alberta)	Contrôleur, Finances	Contrôleur, Finances d'Enerplus depuis juin 2002. Auparavant, conseiller indépendant depuis septembre 2001. Auparavant, contrôleur (depuis 1999) et directeur, rapports financiers (depuis 1998) de Berkley Petroleum Corp.

Nom et municipalité de résidence	Poste	Occupation principale au cours des cinq dernières années⁽¹⁾
Christina S. Meeuwsen Calgary (Alberta)	Secrétaire adjointe	Secrétaire adjointe d'Enerplus depuis décembre 2002. Auparavant, secrétaire d'Enerplus depuis 1996.

Note :

- (1) Avant la réalisation de l'opération d'internalisation le 23 avril 2003, les services de direction du Fonds Enerplus Resources étaient fournis par EGEM (et la société qu'elle a remplacée, Enerplus Energy Services Ltd. (*EES*)), aux termes de la convention de gestion. Toute mention d'Enerplus dans le tableau ci-dessus portant sur une date antérieure au 23 avril 2003 doit être interprétée comme une mention d'EGEM et d'EES, mais, pour simplifier le texte, le terme Enerplus a été utilisé pour la totalité du tableau ci-dessus. Lorsqu'il est indiqué que l'occupation principale d'une personne est au sein d'EGEM, cela signifie que cette personne exerçait des activités importantes pour le compte d'EGEM autres que la gestion du Fonds Enerplus Resources.

Les administrateurs et les membres de la direction précités ont collectivement la propriété effective, directement ou indirectement, de 415 326 parts de fiducie, soit environ 0,5 % des parts de fiducie en circulation le 1^{er} mai 2003.

Certains des administrateurs et des dirigeants nommés ci-dessus sont des administrateurs ou des dirigeants d'émetteurs qui sont en concurrence avec Enerplus, et ils peuvent donc se trouver dans une situation de conflit d'intérêts dans l'exercice de leurs fonctions à l'égard d'Enerplus. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Conflits d'intérêts éventuels ».

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

Enerplus fournira à toute personne qui en fera la demande au secrétaire d'Enerplus :

- (a) lorsque les titres du Fonds font l'objet d'un placement en vertu d'un prospectus simplifié provisoire ou d'un prospectus simplifié :
 - (i) une copie de la présence notice annuelle de renouvellement, ainsi qu'une copie de tout document ou des pages pertinentes de tout document, qui sont intégrés par renvoi dans la présente notice annuelle de renouvellement;
 - (ii) une copie des états financiers comparatifs du Fonds pour son dernier exercice financier terminé, avec le rapport des vérificateurs qui l'accompagne et une copie des états financiers intermédiaires du Fonds les plus récents, s'il en est, qui ont été déposés pour toute période suivant la fin de son plus récent exercice financier terminé;
 - (iii) une copie de la circulation de sollicitation de procurations du Fonds pour sa dernière assemblée annuelle des porteurs de parts au cours de laquelle des administrateurs d'EnerMark ont été élus ou une copie de tout document de dépôt annuel préparé en remplacement de cette circulaire de sollicitation de procurations, selon le cas; et
 - (iv) une copie de tout autre document intégré par renvoi dans le prospectus simplifié provisoire ou le prospectus simplifié, qui n'a pas à être fourni aux termes des alinéas (i) à (iii) ci-dessous; ou
- (b) à tout autre moment, une copie de tout autre document mentionné aux alinéas (a)(i), (ii) et (iii) ci-dessus, moyennant le paiement des frais raisonnables qu'Enerplus peut exiger si la demande est présentée par une personne qui n'est pas un porteur de titres du Fonds.

La circulaire de sollicitation de procurations du Fonds portant sur la plus récente assemblée annuelle des porteurs de parts à laquelle a eu lieu l'élection d'administrateurs d'EnerMark renferme des renseignements supplémentaires sur la rémunération des administrateurs et de certains dirigeants, les principaux porteurs des parts de fiducie, les options et les droits d'achat de parts de fiducie et les initiés intéressés dans des opérations importantes. Les états financiers consolidés comparatifs d'Enerplus pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002 renferment de l'information supplémentaire.

Fonds Enerplus Resources

The Dome Tower

3000, 333 – 7th Avenue S.W.

Calgary (Alberta) Canada

T2P 2Z1

Téléphone : (403) 298-2200

Télécopieur : (403) 298-2211