



NOTICE ANNUELLE DE RENOUVELLEMENT

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001

Le 10 avril 2002

TABLE DES MATIÈRES

GLOSSAIRE.....	III
ABRÉVIATIONS.....	V
CONVERSION	V
NOTE AU LECTEUR.....	1
STRUCTURE DU FONDS ENERPLUS RESOURCES	1
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DU FONDS ENERPLUS RESOURCES.....	3
INFORMATION SUR L'EXPLOITATION.....	5
Description des principales propriétés	5
Sommaire des emplacements de production.....	11
Emplacement des installations.....	11
Activités de forage et résultats.....	13
Rapprochement des réserves	14
Produits historiques tirés de la production.....	15
Antécédents de production trimestrielle	15
Antécédents de revenus nets trimestriels	15
Dépenses en capital trimestrielles	17
Exploration et mise en valeur.....	17
Arrangements de commercialisation	18
Impact des exigences en matière de protection environnementale	18
RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL	19
RENSEIGNEMENTS SUR LE FONDS ENERPLUS RESOURCES	23
Activités d'Enerplus.....	23
Description des parts de fiducie et de l'acte de fiducie	26
Conventions de redevances.....	31
Régie d'Enerplus et la convention de gestion.....	31
Convention de régie	35
Régime de droits des porteurs de parts	35
DISTRIBUTIONS AUX PORTEURS DE PARTS.....	36
CONDITIONS DANS L'INDUSTRIE.....	37
FACTEURS DE RISQUE.....	38
INFORMATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE CHOISIE.....	44
ANALYSE PAR LA DIRECTION DE LA SITUATION FINANCIÈRE ET DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION.....	44
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES.....	45
ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS.....	45
RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES	49
ANNEXE « A » ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS PRO FORMA NON VÉRIFIÉS	A-1

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;

« **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;

« **coûts de résiliation** » désigne tous les frais, toutes les dépenses ou toutes les obligations engagées ou contractées par EGEM ou les membres de son groupe dans les 90 jours suivant la date de prise d'effet de la résiliation de la convention de gestion (la « **date de résiliation** ») découlant directement ou indirectement de :

- (i) toute cessation d'emploi, toute retraite ou tout congédiement d'un dirigeant, d'un employé ou d'un conseiller quelconque d'EGEM ou des membres de son groupe, dans la mesure où la prestation de services de ce dirigeant, cet employé ou ce conseiller peut être attribuée (d'après l'année civile précédente) à la prestation des services d'EGEM en vertu de la convention de gestion avant la résiliation cette dernière (« **personnel ayant cessé d'exercer ses fonctions** »);
- (ii) la résiliation ou l'annulation de toute convention, de tout contrat, de tout bail ou de tout autre engagement applicable aux services fournis en vertu de la convention qui a précédé la convention de gestion (« **contrat antérieur résilié** »); et
- (iii) la résiliation ou l'annulation de toute convention, de tout contrat, de tout bail ou de tout autre engagement applicable aux services fournis en vertu de la convention qui a été conclue à la même date que la convention de gestion ou par la suite (« **contrat résilié postérieur à la fusion** »),

à la condition, toutefois : que (A) aucuns frais, dépenses ou obligations ne soient inclus à titre de « frais de résiliation » s'ils sont applicables à un contrat résilié postérieur à la fusion : (i) dont la durée se prolonge plus de 36 mois après la date de résiliation de la convention de gestion, ou (ii) dont les frais, les dépenses ou les obligations totalisent 2 000 000 \$ ou plus, à moins que ce contrat résilié postérieur à la fusion n'ait été approuvé par le conseil d'administration d'EnerMark à un moment quelconque avant la date de résiliation, et que (B) les frais, dépenses ou obligations qui s'appliquent à la cessation des fonctions, à la retraite ou au congédiement de personnel ayant cessé d'exercer ses fonctions n'excèdent pas, au total, la somme de : (i) tous les montants payables en vertu d'un contrat écrit conclu avec le personnel ayant cessé d'exercer ses fonctions et approuvé par le conseil d'administration d'EnerMark à un moment quelconque avant la date de résiliation (un « **contrat de travail approuvé** ») et (ii) le montant total de la rémunération annuelle (y compris les salaires, les primes, les avantages sociaux ainsi que tous droits à des options ou à des primes d'encouragement en vertu des régimes de l'entreprise ou toute autre indemnité d'emploi) du personnel ayant cessé d'exercer ses fonctions, autre que ces membres du personnel dont les paiements sont effectués en vertu d'un contrat de travail autorisé, pour le dernier exercice du Fonds se terminant avant la date de résiliation, pourvu, toutefois, qu'il ne se produise aucune duplication des montants mentionnés en (B)(i) et (B)(ii) ci-dessus;

« **durée économique** » désigne, relativement à une propriété pétrolière et gazière, la durée restant à courir avant que la production de substances pétrolières à partir de ce bien ne soit prévue devenir non rentable;

« **EGEM** » désigne Enerplus Global Energy Management Company, société fermée, qui agit à titre de 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 »;

« **honoraires de résiliation** » désigne un montant égal à la moyenne annualisée des frais de gestion de base versés à EGEM au cours de chacun des huit derniers trimestres terminés immédiatement avant le trimestre pendant lequel l'avis de résiliation de la convention de gestion est donné à EGEM;

« **indice de durée des réserves** » ou « **IDR** » désigne un indice reflétant la durée de production théorique d'un bien si la production se poursuivait aux taux de production actuels pour les réserves restantes. L'indice est calculé en divisant les réserves de la catégorie de réserves choisie à une date donnée par la production estimative pour la période de 12 mois qui suit;

« **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 4 mars 2002, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2002 et qui sont fondées sur les prévisions de prix des marchandises établies par Sproule en date du 1^{er} janvier 2002;

« **réserves établies** » désigne les réserves prouvées plus 50 % des réserves probables;

« **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.

Dans la présente notice annuelle de renouvellement, à moins d'indication contraire, toutes les mentions de « dollars » ou de « \$ » désignent le dollar canadien.

ABREVIATIONS

Pétrole et liquides de gaz naturel

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

Gaz naturel

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

Autres

AECO désigne l'interconnexion entre Alberta Energy Company et le NOVA System.

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

bepj bep par jour

mbep millier de barils d'équivalent pétrole

pd participation directe

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

FONDS ENERPLUS RESOURCES

Notice annuelle de renouvellement Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001

NOTE AU LECTEUR

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'analyse par la direction de la situation financière et des résultats d'exploitation intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle de renouvellement ainsi que toute l'information financière et toute l'information relative à l'exploitation et aux réserves de pétrole et de gaz naturel, historique et courante, qui y figurent sont fondées sur les résultats d'exploitation et financiers historiques d'EnerMark Income Fund et, 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. L'information portant sur l'exploitation et la production relative au Fonds Enerplus Resources avant la fusion a été incluse dans l'information portant sur le Fonds Enerplus Resources actuel depuis le 21 juin 2001, date d'entrée en vigueur de la fusion, et l'information sur les réserves en date du 1^{er} janvier 2002 porte sur toutes les réserves d'Enerplus à cette date, y compris les réserves acquises dans le cadre de la fusion.

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 et qui est actuellement régi par l'acte de fiducie. Les éléments d'actif du Fonds sont actuellement composés de la totalité des actions émises et en circulation d'EnerMark (qui est propriétaire de la totalité des actions émises et en circulation d'ERC), un billet non garanti émis par EnerMark au Fonds et des redevances de 95 % et de 99 % dans les propriétés pétrolières et gazières d'EnerMark et d'ERC, respectivement. Le siège social et principal bureau d'Enerplus est situé au 1900, 700 – 9th Avenue S.W., Calgary (Alberta) T2P 3V4; toutefois, le 1^{er} juin 2002, il sera déménagé, pour s'implanter au 3000, 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. EGEM gère le Fonds aux termes de la convention de gestion.

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 pétrolières et gazières existantes d'EnerMark et d'ERC, de l'acquisition de nouvelles propriétés productrices et de la monétisation des terrains non mis en valeur d'ERC et d'EnerMark 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. EGEM gère EnerMark et ERC aux termes de la convention de gestion. Aux termes de la convention de régie, EGEM a le droit de nommer trois représentants au conseil d'administration d'EnerMark (qui est l'entité chargée de la régie d'Enerplus), les administrateurs restants, qui doivent constituer la majorité des administrateurs d'EnerMark, étant élus par les porteurs de parts du Fonds.

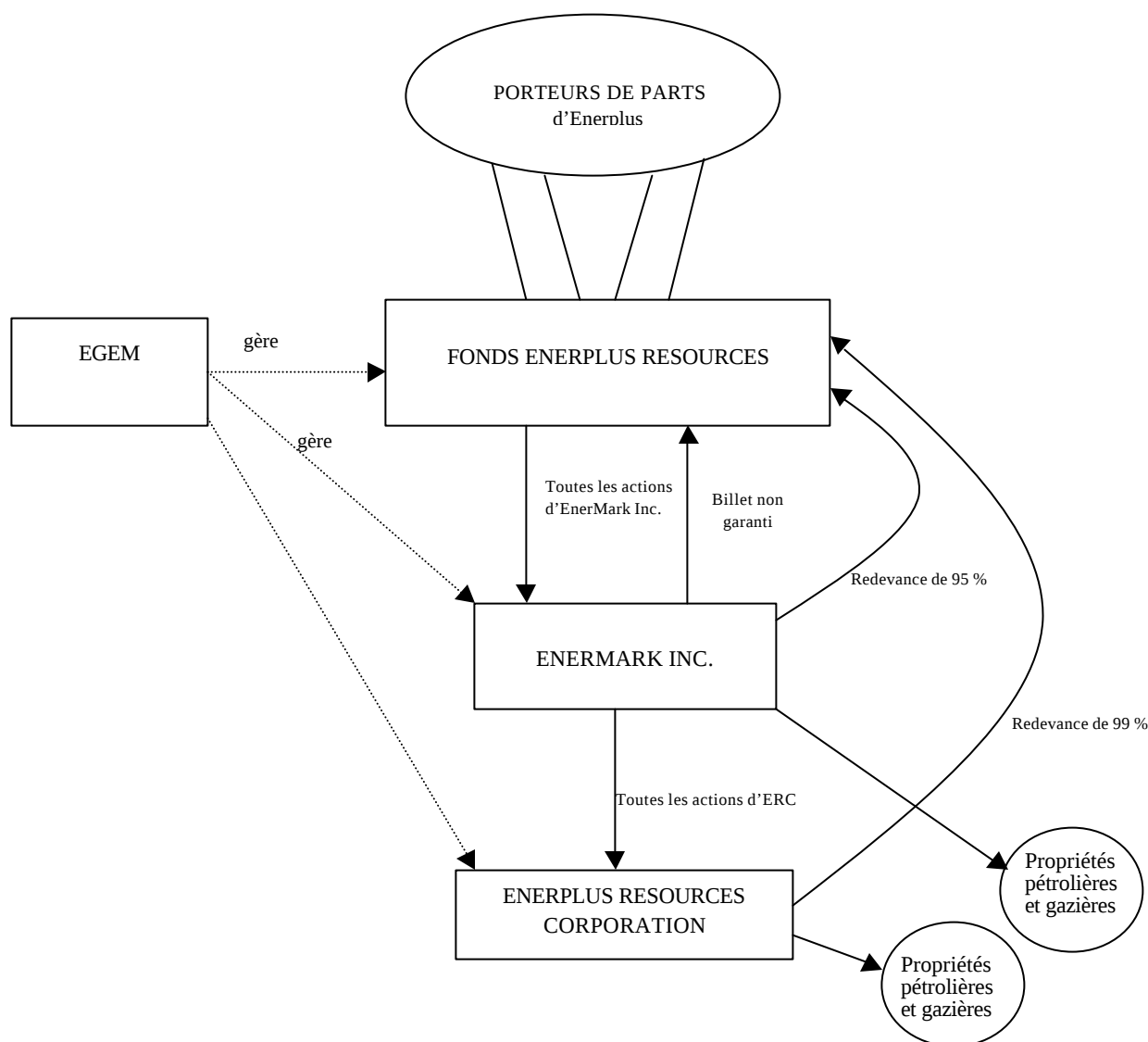
EnerMark et ERC acquièrent et exploitent des avoirs pétroliers et gaziers dans l'Ouest canadien pour le compte du Fonds. Se reporter aux rubriques « Information sur l'exploitation » et « Réserves de pétrole et de gaz naturel » pour obtenir de l'information sur l'exploitation et les réserves de pétrole et de gaz naturel d'Enerplus.

Enerplus Global Energy Management Company

EGEM est une société constituée en vertu de la *Companies Act* (Nouvelle-Écosse) et est une filiale en propriété exclusive indirecte d'El Paso Corporation de Houston (Texas). EGEM gère le Fonds et ses filiales aux termes de la convention de gestion. Le conseil d'administration d'EnerMark, soit l'organe qui supervise les activités et les affaires d'Enerplus, a retenu les services d'EGEM afin qu'elle fournisse des services de gestion étendus, administre les activités quotidiennes et prenne des décisions exécutives à l'égard d'Enerplus conformes aux politiques et aux principes généraux établis par le conseil d'administration d'EnerMark. Pour ces services, EGEM reçoit des honoraires de gestion et une prime d'intéressement liée au rendement d'Enerplus; en outre, ses frais généraux et administratifs lui sont remboursés. Se reporter à la rubrique « Renseignements sur le Fonds Enerplus Resources – Régie d'Enerplus et convention de gestion »

Organigramme

La structure d'Enerplus et les flux monétaires d'EnerMark et d'ERC vers le Fonds et du Fonds vers ses porteurs de parts sont décrits ci-dessous.



DEVELOPPEMENT GENERAL DU FONDS ENERPLUS RESOURCES

Survol de l'historique

Enerplus a été formée en 1986 et a été le premier émetteur au Canada à offrir des parts de fiducie au public et à inscrire ses parts de fiducie à la cote d'une bourse. Enerplus était membre d'un groupe de fiducies de redevances, de fonds de revenus et d'autres entités gérées par le groupe de sociétés Enerplus et, au cours des dernières années, sa croissance a été significative en raison de la consolidation de plusieurs de ces entités, comme il est décrit ci-dessous.

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

Le 8 juin 2000, les porteurs de parts d'Enerplus, de Westrock Energy Income Fund I (« Westrock I ») et de Westrock Energy Income Fund II (« Westrock II ») ont approuvé la fusion de ces émetteurs, qui a été réalisée le même jour. Enerplus a émis au total environ 8911 667 parts de fiducie (compte tenu du regroupement des parts de fiducie à raison de une part de fiducie pour chaque tranche de six parts de fiducie qui a eu lieu simultanément avec la fusion) aux anciens porteurs de parts de Westrock I et de Westrock II dans le cadre de la fusion. À la suite de cette transaction, environ 15 473 000 parts de fiducie au total étaient émises et en circulation. Enerplus, Westrock I et Westrock II étaient gérées par des sociétés de gestion affiliées qui faisaient partie du groupe de sociétés Enerplus (et chacune d'entre elles 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 un comité spécial indépendant du conseil d'administration chargé de chacune des entités respectives.

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 la vente des sociétés de gestion chargées de la gestion des différents fonds ouverts et fermés d'Enerplus, notamment le gestionnaire d'Enerplus. El Paso exerce des activités dans les secteurs du transport du gaz naturel, des services énergétiques commerciaux, de la production d'énergie, de l'élaboration de projets à l'échelle internationale, de la collecte de gaz naturel et de la production de pétrole et de gaz naturel.

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.

Acquisition d'EPRC III

Le 19 décembre 2000, Enerplus a acquis la totalité des actions en circulation d'Enerplus Pension Resource Corporation (*EPRC III*), société canadienne fermée de gestion de pension axée sur les ressources qui était propriétaire de propriétés productrices de pétrole et de gaz naturel dans l'Ouest canadien, pour une contrepartie de 90 millions de dollars et la prise en charge de dettes bancaires et du solde du fonds de roulement. La transaction a pris effet le 30 novembre 2000. EPRC III était gérée par une des sociétés remplacées par EGEM. L'opération a été négociée sans lien de dépendance pour le compte d'Enerplus par un comité spécial indépendant du conseil d'administration d'ERC (l'entité chargée de la régie d'Enerplus à cette date) avec les administrateurs indépendants et les actionnaires d'EPRC III. L'acquisition a été financée par le prélèvement d'une somme au comptant sur des facilités de crédit existantes et la prise en charge de dettes, qui dans l'ensemble représentent 75 % du prix d'acquisition, et par l'émission de 1 145 375 parts de fiducie, représentant les autres 25 % du prix d'acquisition. EPRC III et ERC ont été fusionnées le 29 décembre 2000 et ont poursuivi leurs activités sous la dénomination d'« Enerplus Resources Corporation ».

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, et chaque bon de

souscription en circulation visant l'achat d'une part d'EnerMark Income Fund a été échangée contre 0,173 bon de souscription d'une part de fiducie d'Enerplus (un *bon de souscription d'Enerplus*). Chaque bon de souscription entier d'Enerplus pouvait être exercé au plus tard le 17 décembre 2001, au prix d'exercice de 26,53 \$. Au total, environ 43 525 961 parts de fiducie du Fonds et 2 507 330 bons de souscription d'Enerplus ont été émis aux anciens porteurs de parts de fiducie et de bons de souscription d'EnerMark Income Fund, respectivement. Immédiatement après la fusion, environ 64 388 336 parts de fiducie et 2 507 330 bons de souscription d'Enerplus étaient émis et en circulation.

Enerplus et EnerMark étaient gérées par des sociétés de gestion affiliées qui faisaient partie du groupe de sociétés Enerplus (et chacune d'elles était une filiale d'EGEM). 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'intérêt 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 un comité spécial indépendant du conseil d'administration chargé de chacune des entités respectives.

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. Des détails supplémentaires portant sur les acquisitions de sociétés effectuées en 1999 et en 2000 sont contenus dans la note 7 afférente aux états financiers consolidés annuels vérifiés d'Enerplus pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001.

On trouvera à l'annexe « A » de la présente notice annuelle de renouvellement certains états financiers consolidés pro forma non vérifiés d'Enerplus pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001, lesquels tiennent compte de la fusion comme si elle était survenue le 1^{er} janvier 2001.

Acquisitions et aliénations de propriétés en 2001

En 2001, Enerplus a effectué plusieurs acquisitions de propriétés au coût total approximatif de 77 millions de dollars. Les plus importantes de ces acquisitions sont survenues dans les régions de Kaybob, Ferrier, Joarcam, Medicine Hat et Hanna Garden, en Alberta, ainsi que dans la région de Gleaneath, en Saskatchewan. La production des propriétés acquises, au moment de leur acquisition respective, était d'environ 1 113 bj de pétrole brut et de LGN et 10,5 mmpcj de gaz naturel.

En outre, Enerplus a entrepris en 2001 un programme de rationalisation des propriétés qui a été conçu pour lui permettre de concentrer ses activités sur des propriétés à haut rendement. En vertu du programme, plus de 40 propriétés non essentielles ont été vendues. Le produit tiré des ventes totalisait environ 68 millions de dollars, et la production quotidienne de ces propriétés, au moment de leur vente respective, était d'environ 1 266 bj de pétrole brut et de LGN et de 4,8 mmpcj de gaz naturel.

Faits nouveaux depuis la fin de l'exercice

Programme de gestion des risques liés au prix des marchandises

Le 8 janvier 2002, Enerplus a conclu une structure d'option financière en trois volets portant sur 1 500 bj de pétrole brut d'avril 2002 à décembre 2003. Aux termes de cette structure, Enerplus a acquis une option de vente de WTI pour un montant de 19,50 \$ US le baril, a vendu une option d'achat de WTI pour un montant de 27,00 \$ US le baril et a vendu une option de vente de WTI pour un montant de 17,00 \$ US le baril. À la même date, Enerplus a également conclu une structure d'option en trois volets portant sur 9 480 mpcj de gaz naturel pour la période d'avril 2002 à octobre 2002 en vendant une option d'achat d'AECO pour une somme de 4,22 \$ le mpc, en achetant une option de vente d'AECO pour un montant de 3,29 \$ le mpc et en vendant une option de vente d'AECO pour un montant de

2,37 \$ le mpc. De plus, Enerplus a vendu une option d'achat d'AECO pour un montant de 6,33 \$ le mpc relativement à 9 480 mpcj de gaz naturel pour la période de novembre 2002 à mars 2003.

Le 6 mars 2002, Enerplus a conclu deux autres structures d'options financières en trois volets. Aux termes d'une de ces structures qui visait 1 500 bj de pétrole brut d'avril 2002 à décembre 2003, Enerplus a acquis une option de vente de WTI pour un montant de 20,10 \$ US le baril, a vendu une option d'achat de WTI pour un montant de 28,00 \$ US le baril et a vendu une option de vente de WTI pour un montant de 17,00 \$ US le baril. Aux termes de l'autre structure visant 1 500 bj de pétrole brut pour toute l'année civile 2003, Enerplus a acheté une option de vente de WTI pour un montant de 20,15 \$ US le baril, a vendu une option d'achat de WTI pour un montant de 28,00 \$ US le baril et a vendu une option de vente de WTI pour un montant de 17,00 \$ US le baril.

INFORMATION SUR L'EXPLOITATION

Tel qu'il est mentionné dans la « Note au lecteur » figurant à la page 1, toute l'information portant sur l'exploitation et les réserves 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 a été incluse dans l'information portant sur le Fonds Enerplus Resources actuel depuis le 21 juin 2001, date d'entrée en vigueur de la fusion, et l'information sur les réserves en date du 1^{er} janvier 2002 porte sur toutes les réserves d'Enerplus à cette date, y compris les réserves acquises dans le cadre 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 mineures se trouvent dans la province du Manitoba). En bep, le pétrole brut et les LGN comptent pour environ 45 % des volumes de production tirés des propriétés d'Enerplus, et le gaz naturel, pour environ 55 %. Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2001, les propriétés pétrolières et gazières dans lesquelles Enerplus détient des participations ont produit en moyenne 20 592 bj de pétrole brut, 3 978 bj de LGN et 176,7 mmpcj de gaz naturel pour un total de 54 015 bepj, comparativement 12 089 bj de pétrole brut, 2 111 bj de LGN et 101,5 mmpcj de gaz naturel pour un total de 31 112 bepj en 2000. 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, 4 415 bj de LGN et 202,1 mmpcj de gaz naturel, pour un total de 60 871 bepj. Au 1^{er} janvier 2002, on estime que les propriétés pétrolières et gazières dans lesquelles Enerplus détient une participation contenaient des réserves établies de 132,1 mmb de pétrole brut et de LGN et 1 081,5 gpc de gaz naturel. Se reporter à la rubrique « Réserves de pétrole et de gaz naturel ».

Le texte qui suit traite des principales propriétés productrices d'Enerplus, y compris, s'il y a lieu, les autres propriétés ou participations directes acquises dans le cadre de la fusion avec EnerMark Income Fund, qui est entrée en vigueur le 21 juin 2001. Toutes les données sur la production représentent la participation directe nette d'Enerplus dans la propriété, avant déduction des droits de redevance dont sont propriétaires des tiers, et les chiffres de production pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001 incluent seulement, s'il y a lieu, la production moyenne nette attribuable aux participations acquises avant la fusion du Fonds Enerplus Resources, pour la période du 21 juin 2001 au 31 décembre 2001. Les volumes de réserves indiqués pour chaque propriété sont fondés sur les volumes estimatifs contenus dans le rapport de Sproule relatif à la participation directe brute d'Enerplus dans la propriété.

Joarcam (Alberta)

Enerplus détient diverses participations directes s'établissant à environ 80 % dans la région de Joarcam, au centre de l'Alberta, située à 300 kilomètres au nord-est de Calgary, en Alberta. La région de Joarcam, exploitée par Enerplus, produit du pétrole brut, du gaz naturel dissous et des calottes de gaz naturel à partir de la formation de Viking ainsi que du gaz naturel non associé à partir des formations de Mannville. En décembre 2001, la production de cette région était de 2 177 bj de pétrole brut, 149 bj de LGN et 8,0 mmpcj de gaz naturel, pour un total de 3 640 bepj. Le pétrole brut et le gaz naturel produits à cette propriété sont traités en totalité aux installations exploitées par Enerplus. Les projets pour 2002 comprennent le forage de près de 18 puits de pétrole brut intercalaires Viking et de 6 puits de gaz de

couverture ainsi que les reconditionnements continus, les raccordements et les optimisations des installations. Au 1^{er} janvier 2002, les propriétés dans lesquelles Enerplus détenait une participation dans cette région renfermaient des réserves établies de 12 337 mbep. La production de cette propriété est vendue au prix au comptant courant en vertu de contrats à court terme.

Région de Medicine Hat

La région de Medicine Hat, dans le sud de l'Alberta, est principalement productrice de gaz naturel; Enerplus y possède des exploitations et y détient une participation directe moyenne de 95 %. En 2001, la production des quatre principales propriétés d'Enerplus dans cette région s'est située en moyenne à 17,0 mmpcj de gaz naturel nets. Une partie importante des propriétés dans lesquelles Enerplus détient une participation dans cette région a été acquise du Fonds Enerplus Ressources avant la fusion. Cette région était l'une des plus actives d'Enerplus avec le forage d'un total de 156 puits de gaz naturel (135 puits nets) au cours de l'année. La majorité des puits ont été forés et mis en production au cours du quatrième trimestre et, par conséquent, les ventes de gaz naturel se sont situées en moyenne à 32,9 mmpcj en décembre 2001. Au 1^{er} janvier 2002, la participation d'Enerplus dans la région de Medicine Hat comportait des réserves établies de 46 354 mbep. Des renseignements supplémentaires concernant chacune des quatre propriétés dans cette région figurent ci-dessous.

Bantry (Alberta)

Enerplus détient une participation directe moyenne de 95 % dans le champ Bantry, situé à environ 200 kilomètres au sud-est de Calgary, près de Brooks, en Alberta. Le gaz naturel provenant de cette propriété exploitée par Enerplus est tiré principalement des formations de Milk River et de Medicine Hat. Au cours du deuxième et du quatrième trimestre de 2001, Enerplus a installé des systèmes de compression supplémentaires et foré 98 puits intercalaires de gaz naturel à faible profondeur. Par conséquent, en décembre 2001, la production indiquait une moyenne de 12,1 mmpcj, et 38 puits forés étaient mis en production au premier trimestre de 2002. Parmi les projets pour 2002, il est prévu de forer jusqu'à 25 puits supplémentaires pour mettre encore plus en valeur le gisement sur 80 acres et que les installations de compression continuent de fonctionner à plein rendement. Au 1^{er} janvier 2002, la participation d'Enerplus dans la propriété Bantry comportait des réserves établies de 16 267 mbep. Au total, 3,8 mmpcj de la production de cette propriété sont vendus aux termes d'un arrangement à prix fixe de 2,64 \$/mpc qui expirera le 31 octobre 2002. Le reste de la production de cette propriété est vendu au prix au comptant courant en vertu de contrats à court terme.

Fox Valley (Saskatchewan)

Enerplus détient une participation directe de 96,8 % dans la propriété de Fox Valley, située à environ 400 kilomètres au sud-est de Calgary, dans la région productrice de gaz naturel à faible profondeur du sud-ouest de la Saskatchewan. Le gaz naturel provenant de cette propriété exploitée par Enerplus est tiré principalement de la formation de Milk River. En décembre 2001, la production moyenne tirée de cette propriété était d'environ 4,2 mmpcj de gaz naturel, provenant de 152 puits de gaz naturel (147 puits nets). Il est prévu que jusqu'à 25 puits intercalaires de gaz naturel seront forés en 2002. Au 1^{er} janvier 2002, la participation d'Enerplus dans la propriété Fox Valley comportait des réserves établies de 4 349 mbep. Au total, 2,8 mmpcj de la production de gaz naturel de cette propriété ont été vendus aux termes d'un arrangement à prix fixe de 2,64 \$/mpc qui expirera le 31 octobre 2003. Le reste de la production de cette propriété est vendu au prix au comptant courant en vertu de contrats à court terme.

Medicine Hat (Alberta)

Enerplus détient des participations allant de 20 % à 100 % dans le champ de gaz naturel à faible profondeur Medicine Hat, situé à 300 kilomètres au sud-est de Calgary. Le gaz naturel provenant de cette propriété exploitée par Enerplus est tiré des formations de Medicine Hat et de Milk River. Par suite de programmes réussis de restimulation de puits existants et de forage intercalaire menés au cours du troisième et du quatrième trimestre de 2001, la production moyenne de cette propriété s'est élevée à 9,9 mmpcj de gaz naturel à la fin de 2001. En 2002, les projets d'Enerplus pour cette propriété comprenaient l'installation de systèmes de compression supplémentaires, la restimulation de puits existants et la réduction de l'espacement entre les puits par le forage intercalaire de 75 puits supplémentaires de gaz naturel à faible profondeur. Au 1^{er} janvier 2002, la participation d'Enerplus dans la propriété de Medicine Hat comportait des réserves établies de 15 239 mbep. Une portion importante de ces réserves est affectée, en vertu de

contrats à long terme, à d'importants regroupements de gisements à prix net. Le reste de la production de gaz naturel de cette région est vendu au prix au comptant courant en vertu de contrats à court terme.

Verger (Alberta)

Enerplus détient diverses participations directes dans la région de Verger, située à environ 100 kilomètres au sud-est de Calgary. Enerplus exploite la majorité de la production et détient une participation directe moyenne de 80 % dans 175 puits de gaz naturel. En décembre 2001, la production qu'Enerplus tirait de cette propriété, principalement des formations de Milk River et de Medicine Hat, se situait en moyenne à 6,5 mmpcj. Vingt puits supplémentaires exploités ont été mis en production au cours du premier trimestre de 2002, et on prévoit forer 29 puits intercalaires de gaz naturel à faible profondeur plus tard en 2002. Au 1^{er} janvier 2002, la participation d'Enerplus dans la propriété Verger comportait des réserves établies de 10 499 mbep. La production de cette propriété est vendue au prix au comptant courant en vertu de contrats à court terme.

Deep Basin (Alberta)

Enerplus détient une participation directe moyenne de 8 % dans la propriété Deep Basin, qu'elle n'exploite pas; cette participation englobe les champs productifs Elsworth, Karr, Wapiti et South Wapiti qui sont situés à quelque 500 kilomètres au nord-ouest de Calgary, en Alberta. En 2001, cette propriété a produit 2 103 bepj, soit 9,5 mmpcj de gaz naturel et 519 bj de LGN. Enerplus possède une capacité suffisante dans ses stations de compression, ses systèmes de collecte du gaz naturel et ses installations de traitement du gaz naturel pour traiter sa production tirée des 320 puits dans lesquelles elle a une participation directe. Au 1^{er} janvier 2002, la participation d'Enerplus dans la propriété comptait des réserves établies de 8201 mbep. La production de gaz naturel tirée de cette propriété est commercialisée en vertu d'un contrat à long terme conclu avec un important exploitant de gisements à prix net.

Progress (Alberta)

Enerplus détient une participation directe de 100 % dans la portion exploitée de la région de Progress située à quelque 600 kilomètres au nord-ouest de Calgary, en Alberta, qui produit du pétrole brut et du gaz naturel dissous tiré de la formation de Boundary Lake. Enerplus détient également une participation directe de 27 % dans l'unité gazière Progress Halfway qu'exploite un partenaire et qui produit du gaz naturel non associé tiré de la formation Halfway. En 2001, la production moyenne de cette région s'établissait à 784 bj de pétrole brut, à 107 bj de LGN et à 6,9 mmpcj de gaz naturel, pour un total de 2043 bepj. Au 1^{er} janvier 2002, la participation totale d'Enerplus dans cette région comportait des réserves établies de 4 307 mbep. La production de pétrole brut et de LGN est commercialisée en vertu de contrats à court terme au prix courant du marché. La production de gaz naturel est vendue aux termes de divers de contrats, notamment des contrats avec d'importants regroupements de gisements à prix net et des contrats à court terme au prix au comptant courant, et elle est commercialisée dans le Midwest américain par l'entremise des engagements d'Enerplus en matière de pipelines de gaz naturel.

Hanna Garden Plains (Alberta)

Enerplus détient diverses participations directes dans le champ Hanna Garden Plains et possède une participation directe moyenne de 80 % dans 258 puits. Cette propriété, exploitée par Enerplus, est située à environ 200 kilomètres au nord-est de Calgary, en Alberta. La principale zone de production est la zone Second White Specks, dont la production s'établissait en moyenne à 10,9 mmpcj en 2001. En 2001, Enerplus a foré 92 puits de gaz naturel dans la zone Second White Speck et a augmenté les deux stations de compression du champ et, conséquemment, la production en décembre 2001 était de 13,8 mmpcj. Il est prévu qu'en 2002, à cette propriété, près de 75 puits de gaz naturel supplémentaires seront forés, et la majorité de ce forage achèvera la mise en valeur des terres sur 320 acres. Au 1^{er} janvier 2002, les propriétés dans lesquelles Enerplus détient une participation dans cette région renfermaient des réserves établies de 29 118 mbep. Le gaz naturel tiré de cette région est commercialisé en vertu de divers contrats, notamment des contrats avec d'importants regroupements de gisements à prix net et des contrats à court terme au prix au comptant courant.

Benjamin (Alberta)

Enerplus détient une participation directe moyenne de 20 % dans les 7 puits produisant du gaz naturel dans cette région, qui est située dans les contreforts, à environ 80 kilomètres au nord-ouest de Calgary, en Alberta. Ces puits tirent leur production de la formation de Turner Valley. Pour l'exercice 2001, cette propriété a produit 10,0 mmpcj de gaz naturel. Plusieurs emplacements de forage de reconnaissance de suivi par la suite ont été cernés au cours du premier forage effectué au milieu de 2001, conjointement avec la participation d'Enerplus à un projet de compression et de pipeline qui assurera que l'usine disposera de la capacité de traitement nécessaire pour répondre aux besoins d'Enerplus. Le puits a commencé à produire en novembre 2001 et a donné lieu à 3,9 mmpcj de ventes nettes de gaz naturel pour Enerplus jusqu'à la fin de 2001. Au 1^{er} janvier 2002, la participation d'Enerplus dans cette propriété comportait des réserves établies de 13 947 mbep. La production de cette propriété est vendue à un important regroupueur de gisements à prix net et au prix au comptant courant en vertu de contrats à court terme.

Giltedge (Alberta)

Enerplus détient une participation directe de 100 % dans le champ Giltedge qu'elle exploite et qui est situé à 350 kilomètre au nord-est de Calgary, en Alberta. En décembre 2001, la production s'établissait en moyenne à 1 661 bj de pétrole brut et à 643 mpcj de gaz naturel, pour un total de 1 769 bepj, à partir de cette zone à injection d'eau de type Lloydminster. Un puits de pétrole horizontal et quatre puits de pétrole verticaux sont prévus pour ce gisement en 2002. Au 1^{er} janvier 2002, les propriétés dans lesquelles Enerplus détient une participation dans cette région renfermaient des réserves établies de 10 827 mbep. La production de cette propriété est vendue au prix au comptant courant en vertu de contrats à court terme.

Valhalla (Alberta)

Enerplus détient diverses participations directes s'établissant en moyenne à environ 80 % dans la région de Valhalla située à quelque 500 kilomètres au nord-ouest de Calgary, en Alberta. La région de Valhalla, exploitée par Enerplus, produit du pétrole brut et du gaz naturel à partir des formations Doe Creek, Bluesky, Boundary Lake et Halfway. Au cours de 2001, la production d'Enerplus tirée de cette région s'établissait en moyenne à 1 453 bepj, soit 377 bj de pétrole brut, 5,9 mmpcj de gaz naturel et 86 bj de LGN. Le pétrole brut et le gaz naturel sont traités à des installations dont Enerplus est propriétaire et exploitante ainsi qu'à des installations dont elle n'est pas exploitante. Il est prévu qu'en 2002, on procédera à l'agrandissement et à l'optimisation de systèmes de compression existants aux installations exploitées par Enerplus. Enerplus a également l'intention de forer plusieurs puits de pétrole intercalaires dans la formation Halfway en 2002 afin d'optimiser la récupération de pétrole brut et de gaz naturel du gisement existant. Au 1^{er} janvier 2002, les propriétés dans lesquelles Enerplus détenait une participation dans cette région renfermaient des réserves établies de 5 293 mbep. La production de pétrole brut et de LGN est commercialisée au prix du marché en vigueur en vertu de contrats à court terme. La production de gaz naturel est vendue en vertu de divers contrats, notamment à d'importants regroupueurs de gisements à prix net, et en vertu de contrats à court terme au prix au comptant courant, et elle est commercialisée dans le Midwest américain par l'entremise des engagements d'Enerplus en matière de pipelines de gaz naturel.

Pembina Five-Way / South Buck Lake (Alberta)

Enerplus a fait l'acquisition, auprès du Fonds Enerplus Resources avant la fusion, de participations directes pouvant atteindre 100 % dans certains terrains de la région de Pembina Five-Way et d'une participation directe de 100 % dans l'unité n° 1 de South Buck Lake dans la formation Cardium, à environ 300 kilomètres au nord de Calgary, où on trouve 304 puits (217 puits nets). Dans cette région exploitée par Enerplus, la production de pétrole brut, de haute qualité, est tirée de la zone de Cardium, et elle repose sur des réserves de longue durée et à faible déclin. La plus grande partie de la production est soumise à des programmes de récupération secondaire destinés à optimiser les réserves récupérables. En décembre 2001, la production moyenne de cette propriété s'établissait à 2 215 bj de pétrole brut, à 108 bj de LGN et à 1,4 mmpcj de gaz naturel, pour un total de 2 550 bepj. Au 1^{er} janvier 2002, cette propriété offrait 28 251 mbep de réserves établies nettes à Enerplus. Le pétrole brut produit dans cette région est commercialisé conformément à un contrat de 30 jours à tacite reconduction conclu avec une raffinerie comme utilisateur final ou

avec un intermédiaire. La production de gaz naturel de cette propriété est commercialisée au prix au comptant courant en vigueur en vertu de contrats à court terme.

Bashaw (Alberta)

Enerplus détient diverses participations directes allant de 50 % à 100 % dans la région de Bashaw située à quelque 130 kilomètres au nord-est de Calgary, en Alberta. Cette région exploitée par Enerplus produit du gaz naturel, principalement à partir des formations Belly River et Mannville. En décembre 2001, la production dans cette région s'établissait en moyenne à 6,8 mmpcj de gaz naturel et à 66 bj de LGN, pour un total de 1 199 bepj. Le gaz naturel est compressé et traité par l'entremise de l'infrastructure dont Enerplus est propriétaire et exploitante ainsi qu'à des usines de traitement de gaz naturel de tiers. En 2002, les projets pour cette propriété comprennent l'optimisation de la compression du champ et le reconditionnement des puits de gaz verticaux. Au 1^{er} janvier 2002, les propriétés dans lesquelles Enerplus détenait une participation dans cette région renfermaient des réserves établies de 942 mbep. La production de cette propriété est vendue au prix au comptant courant en vertu de contrats à court terme.

Pine Creek (Alberta)

Enerplus détient des participations directes allant de 50 % à 100 % à titre d'exploitante et de non-exploitante dans la production de la région de Pine Creek située à quelque 500 kilomètres au nord-ouest de Calgary, en Alberta. La région de Pine Creek produit du gaz naturel riche en liquides à partir des formations Bluesky, Gething et Ostracod. En décembre 2001, la production s'établissait en moyenne à 5,8 mmpcj de gaz naturel et à 225 bj de LGN, pour un total de 1 192 bepj. La majorité de la production dans cette région est compressée et traitée par l'entremise de l'infrastructure dont Enerplus est propriétaire, et une partie du gaz naturel est confiée à des usines de traitement de gaz naturel de tiers. Au 1^{er} janvier 2002, les propriétés dans lesquelles Enerplus détenait une participation dans cette région renfermaient des réserves établies de 9 955 mbep. La production de ces propriétés est vendue au prix au comptant courant en vertu de contrats à court terme.

Kaybob (Alberta)

Enerplus détient des participations directes allant de 50 % à 100 % à titre d'exploitante et de non-exploitante dans la production de la région de Kaybob située à quelque 300 kilomètres au nord de Calgary, en Alberta. En juin 2001, des participations directes supplémentaires dans cette région ont été acquises pour une somme approximative de 25 millions de dollars. La région de Kaybob produit du gaz naturel riche en liquides à partir des formations Bluesky, Gething, Viking et Notikewin. En 2001, la production s'établissait en moyenne à 3,9 mmpcj de gaz naturel et à 419 bj de LGN, pour un total de 1 066 bepj. Au 1^{er} janvier 2002, la participation d'Enerplus dans cette propriété comportait des réserves établies de 7 884 mbep. La production de LGN tirée de cette propriété est commercialisée au prix du marché en vigueur en vertu de contrats à court terme. La production de gaz naturel est vendue en vertu de divers contrats, notamment à d'importants regroupements de gisements à prix net, et de contrats à court terme au prix au comptant courant, et elle est commercialisée dans le Midwest américain par l'entremise des engagements d'Enerplus en matière de pipelines de gaz naturel.

Auburndale (Alberta)

Enerplus détient une participation directe moyenne de 80 % dans le champ Auburndale qu'elle exploite et qui est situé à 350 kilomètre au nord-est de Calgary, en Alberta. Il existe 21 puits producteurs de pétrole brut et quatre puits producteurs de gaz naturel sur cette propriété, dont la production moyenne en 2001 s'établissait à 752 bj de pétrole brut et à 800 mpcj de gaz naturel, pour un total de 885 bepj. Parmi les projets pour 2002, il est prévu de forer trois puits intercalaires dans la formation Sparky et de parachever la mise en valeur du gisement sur 20 acres. Au 1^{er} janvier 2002, les propriétés dans lesquelles Enerplus détenait une participation dans cette région renfermaient des réserves établies de 1 161 mbep. La production de cette propriété est vendue au prix au comptant courant en vertu de contrats à court terme.

Gisement glauconieux « C » de Medicine Hat (Alberta)

Enerplus détient diverses participations directes s'établissant en moyenne à 71 % dans ce grand gisement de pétrole brut qu'elle exploite et qui est situé à environ 350 kilomètres au sud-est de Calgary, près de Medicine Hat, en Alberta. En 2001, une partie du gisement a fait l'objet d'une union et des installations d'injection d'eau ont été mises en place pour améliorer la récupération du pétrole brut. L'injection à pleine capacité dans le gisement a débuté en juin 2001. Des participations directes supplémentaires dans le gisement ont été acquises au cours du quatrième trimestre de 2001. Enerplus détient une participation directe de 44 % dans les terrains faisant l'objet de l'union, qui couvrent 5 040 acres. Par suite de la hausse de production résultant de l'injection d'eau et de l'acquisition de participations directes supplémentaires, en décembre 2001, la production s'établissait en moyenne à 800 bj pour ce qui est du pétrole brut et à 1,0 mmpcj pour ce qui est du gaz naturel, pour un total de 967 bepj. Au 1^{er} janvier 2002, cette propriété renfermait des réserves établies de 7649 mbep. La production de pétrole brut et de gaz naturel de cette propriété est commercialisée au prix au comptant courant en vertu de contrats à court terme.

Sylvan Lake (Alberta)

Enerplus a acquis du Fonds Enerplus Ressources avant la fusion des participations directes à titre d'exploitante et de non-exploitante dans cette région située à quelque 130 kilomètres au nord-ouest de Calgary. Enerplus détient une participation directe de 85 % dans le gisement de pétrole brut Pekisko qu'elle exploite et qui compte 18 puits producteurs de pétrole brut (15,3 puits nets) sur 1 280 acres (1 088 acres nets). Dans cette région, le Fonds Enerplus Ressources avant la fusion a commencé la mise en valeur de la zone Pekisko en 1996; 8 puits bruts (7,2 puits nets) de pétrole brut ont été forés avec succès au cours des trois dernières années. La production est traitée aux installations de la batterie de réservoirs exploitées par Enerplus, situées dans cette région. Enerplus détient également une participation directe de 19 % dans 32 640 acres dans l'unité gazière n° 1 de Sylvan Lake dont elle n'est pas l'exploitante et qui comprend 20 puits bruts (3,8 puits nets) producteurs de gaz naturel à partir des formations Glauconitic, Basal Quartz, Ostracod, Jurassic, Elkton-Shunda et Pekisko.

Au cours des six derniers mois de 2001, la production moyenne tirée de cette région s'établissait à 527 bj de pétrole brut, à 3,2 mmpcj de gaz naturel et à 184 bj de LGN, pour un total de 1 250 bepj. Au 1^{er} janvier 2002, la participation directe totale d'Enerplus dans la propriété Sylvan Lake comportait des réserves établies 4 927 mbep. La production de pétrole brut est commercialisée aux termes d'un contrat de 30 jours à tacite reconduction conclu avec une raffinerie comme utilisateur final ou avec un intermédiaire. La production de gaz naturel tirée de l'unité Sylvan Lake est vendue en vertu d'un contrat à long terme à un important regroupueur de gisements à prix net. Le reste de la production de cette propriété est vendu au prix au comptant courant en vertu de contrats à court terme.

Sommaire des emplacements de production

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2001, 84 % de la production de pétrole brut et de LGN d'Enerplus et 91 % de la production de gaz naturel d'Enerplus provenaient de l'Alberta; 2 % de la production de pétrole brut et de LGN d'Enerplus et 5 % de la production de gaz naturel d'Enerplus provenaient de la Colombie-Britannique; et 14 % de la production de pétrole brut et de LGN d'Enerplus et 4 % de la production de gaz naturel d'Enerplus provenaient de la Saskatchewan. Le tableau qui suit présente les régions géographiques de la production d'Enerplus provenant de ses principales propriétés en 2001 et la production quotidienne moyenne de ces propriétés au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2001 :

Emplacement	Pétrole brut (bj)	LGN (bj)	Gas naturel (mpcj)	Total (bepj) (6 mpcj = 1 bepj)
Alberta				
Joarcam	1 999	141	7 703	3 424
Région de Medicine Hat	3	-	17 011	2 838
Deep Basin	-	519	9 501	2 103
Progress	784	107	6 909	2 043
Hanna Garden	-	1	10 898	1 817
Benjamin	-	11	9 988	1 676
Giltedge	1 546	-	597	1 646
Valhalla	377	86	5 938	1 453
Pembina Five-Way / South Buck Lake	1 166	60	732	1 348
Bashaw	-	66	6 708	1 184
Pine Creek	11	263	4 895	1 090
Kaybob	-	419	3 884	1 066
Auburndale	752	-	800	885
Gisement glauconieux « C » de Medicine Hat	585	-	844	726
Sylvan Lake	280	97	1 717	663
Autres	9 337	2 109	72 474	23 524
Total – Alberta	16 840	3 879	160 599	47 486
Total – Colombie-Britannique	300	95	9 291	1 943
Total – Saskatchewan	3 446	4	6 781	4 580
Total – Manitoba	6	-	-	6
TOTAL	20 592	3 978	176 671	54 015

Emplacement des installations

Le tableau qui suit présente l'emplacement et le genre des installations d'Enerplus, sa participation directe dans ces installations et, le cas échéant, sa capacité totale de traitement ainsi que la capacité de traitement attribuable à la participation directe d'Enerplus dans chacune de ces installations et qui est importante pour les activités d'Enerplus.

Installations de production de pétrole brut

	Capacité brute de traitement (bj)	Capacité de traitement en pd (bj)
% pd		

Région	Genre d'installation			
Auburndale ⁽¹⁾	Rupture d'émulsion et évacuation des eaux	100 %	2 000	2 000
Battle Creek ⁽¹⁾	Rupture d'émulsion et évacuation des eaux	100 %	6 000	6 000
Unité Butte	Rupture d'émulsion et injection d'eau	25 %	7 200	1 800
Cadogan ⁽¹⁾	Rupture d'émulsion et évacuation des eaux	100 %	9 000	9 000
Chauvin ⁽¹⁾	Rupture d'émulsion et évacuation des eaux	95 %	28 000	26 600
Chauvin South ⁽¹⁾	Rupture d'émulsion et évacuation des eaux	100 %	5 000	5 000
David ⁽¹⁾	Rupture d'émulsion et évacuation des eaux	100 %	30 000	30 000
Freda Lake	Rupture d'émulsion et injection d'eau	30 %	4 000	1 200
Gift	Rupture d'émulsion	24 %	11 300	2 720
Giltedge ⁽¹⁾	Rupture d'émulsion et évacuation des eaux, réfrigération, compression	100 %	30 000	30 000
Gleneath ⁽¹⁾	Rupture d'émulsion et évacuation des eaux	47 %	3 000	1 398
Hayter	Rupture d'émulsion et évacuation des eaux	2 %	110 800	2 560
Hayter	Rupture d'émulsion et évacuation des eaux	11 %	83 100	8 970
Heward ⁽¹⁾	Rupture d'émulsion et évacuation des eaux	100 %	18 000	18 000
Jenner	Rupture d'émulsion, évacuation des eaux et compression du gaz naturel dissous	15 %	25 000	3 750
Joarcam ⁽¹⁾	Rupture d'émulsion et injection d'eau	95 %	2 800	2 660
Joarcam ⁽¹⁾	Rupture d'émulsion et injection d'eau	82 %	10 000	8 200
Kessler ⁽¹⁾	Rupture d'émulsion et évacuation des eaux	100 %	6 000	6 000
Little Horse ⁽¹⁾	Rupture d'émulsion et évacuation des eaux	65 %	13 775	8 954
Medicine Hat ⁽¹⁾	Rupture d'émulsion et injection d'eau	44 %	8 000	3 520
Medicine Hat ⁽¹⁾	Rupture d'émulsion et injection d'eau	44 %	4 000	1 760
Medicine River ⁽¹⁾	Rupture d'émulsion et évacuation des eaux	56 %	2 000	1 120
Pembina Five-Way ⁽¹⁾	Rupture d'émulsion et injection d'eau	100 %	7 500	7 500
	Rupture d'émulsion et injection d'eau	100 %	1 250	1 250
	Rupture d'émulsion et injection d'eau	100 %	2 500	2 500
Pouce Coupe ⁽¹⁾	Rupture d'émulsion et injection d'eau	49 %	2 500	1 225
Progress ⁽¹⁾	Rupture d'émulsion et injection d'eau	100 %	2 000	2 000
Shorncliffe ⁽¹⁾	Rupture d'émulsion et injection d'eau	66 %	38 000	24 928
South Buck Lake ⁽¹⁾	Rupture d'émulsion et injection d'eau	100 %	1 800	1 800
Sylvan Lake ⁽¹⁾	Rupture d'émulsion et évacuation des eaux	100 %	2 500	2 500
Valhalla ⁽¹⁾	Rupture d'émulsion et évacuation des eaux	86 %	4 600	3 956

Note :

(1) Exploitée par Enerplus

Installations de production de gaz naturel

Région	Genre d'installation	% pd	Capacité brute de façonnage (mmpcj)	Capacité de façonnage en pd (mmpcj)
Bantry ⁽¹⁾	Compression et déshydratation	92 %	20,0	18,3
Bashaw ⁽¹⁾	Compression, déshydratation et traitement	27 %	12,0	3,2
Installation de Botha	Compression, réfrigération et déshydratation	10 %	16,7	1,7
Usine de gaz naturel de Burnt Timber	Réfrigération, adoucissement, récupération d'acide sulfurique et stabilisation ou entreposage de pentane plus	3 %	128,1	4,2
Carson Creek	Adoucissement et réfrigération	5 %	87,0	4,2
Usine de gaz naturel de Elmworth	Turbodistension et extraction d'éthane	6 %	575,0	34,9
Ferrier	Compression et réfrigération	29 %	9,1	2,7
Ferrier ⁽¹⁾	Compression et déshydratation	64 %	6,0	3,8
Fox Valley ⁽¹⁾	Compression et déshydratation	97 %	8,0	7,7

Installations de production de gaz naturel

Région	Genre d'installation	% pd	Capacité brute de façonnage (mmpcj)	Capacité de façonnage en pd (mmpcj)
Gilby	Adoucissement, absorption et réfrigération	9 %	71,0	6,4
Hanna Garden ⁽¹⁾	Compression et déshydratation	84 %	11,0	10,0
Hanna Garden ⁽¹⁾	Compression et déshydratation	100 %	11,0	11,0
Joarcam ⁽¹⁾	Compression, déshydratation et traitement	99 %	5,5	5,4
Joarcam ⁽¹⁾	Compression, déshydratation et traitement	93 %	10,0	9,3
Joarcam ⁽¹⁾	Compression, déshydratation et traitement	86 %	9,5	8,2
Usine de traitement de gaz naturel de Karr	Turbodistension et extraction d'éthane	2 %	110,0	2,1
Komie ⁽¹⁾	Compression et déshydratation	45 %	6,0	2,7
Usine de gaz naturel de Leo	Compression et réfrigération	21 %	25,2	5,4
Medicine Hat ⁽¹⁾	Compression et déshydratation	100 %	8,0	8,0
Medicine Hat ⁽¹⁾	Compression et déshydratation	100 %	4,0	4,0
Medicine River ⁽¹⁾	Compression et déshydratation	49 %	3,5	1,7
Minnehik Buck Lake	Adoucissement et absorption	8 %	159,5	12,9
Pine Creek Gas Plant	Compression, réfrigération et déshydratation	40 %	16,0	6,4
Pine Creek ⁽¹⁾	Compression et déshydratation	73 %	12,0	8,8
Usine de gaz naturel de Progress	Compression, adoucissement, réfrigération et déshydratation	10 %	140,3	14,1
Ram River	Adoucissement et réfrigération	2 %	630,0	10,1
Usine de gaz naturel de South Wapiti (coupe à faible profondeur)	Compression, réfrigération et déshydratation	1 %	300,0	4,0
Sylvan Lake	Adoucissement, réfrigération et absorption	14 %	69,0	9,7
Sylvan Lake ⁽¹⁾	Compression et déshydratation	100 %	3,0	3,0
Valhalla ⁽¹⁾	Compression et déshydratation	86 %	6,0	5,2
Valhalla ⁽¹⁾	Compression, déshydratation et traitement	35 %	6,0	2,1
Traitement de gaz naturel à Burnt River, Valhalla	Compression, réfrigération et déshydratation	11 %	32,0	3,4
Verger ⁽¹⁾	Compression et déshydratation	100 %	12,0	12,0
Usine de dégazolinage « coupes lourdes » de Wapiti	Turbodistension et extraction d'éthane	3 %	355,8	11,1
Usine de gaz naturel de Wapiti (coupe à faible profondeur)	Compression, réfrigération et déshydratation	3 %	120,0	3,5

Note :

(1) Exploitée par Enerplus

Activités de forage et résultats

En 2001, Enerplus a participé au forage de 546 puits bruts (321,6 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 2001 et 2000. 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			
	2001		2000	
	Brut ⁽¹⁾	Net ⁽²⁾	Brut ⁽¹⁾	Net ⁽²⁾
Puits de développement				
Pétrole	104	37,7	103	33,5
Gaz naturel	429	279,4	184	53,9
Puits secs	13	4,5	15	3,4

Participation directe totale ⁽³⁾	546	321,6	302	90,8
---	-----	-------	-----	------

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 d'Enerplus dans ceux-ci.
- (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 concessions

Le tableau suivant résume, au 31 décembre 2001, la participation d'Enerplus dans les puits productifs et les puits fermés qu'elle estime 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 d'extraction de pétrole et de gaz naturel.

Région	Puits productifs				Puits fermés ⁽¹⁾				Acres	
	Pétrole		Gaz naturel		Pétrole		Gaz naturel		(en milliers)	
	Brut ⁽²⁾	Net ⁽³⁾	Brut ⁽²⁾	Net ⁽³⁾	Brut ⁽²⁾	Net ⁽³⁾	Brut ⁽²⁾	Net ⁽³⁾	Brut ⁽²⁾	Net ⁽³⁾
Alberta	2 642	1 131	3 732	1 725	489	162	306	97	820,0	408,6
Colombie-Britannique	34	12	87	19	11	3	44	13	118,7	51,5
Saskatchewan	2 325	478	305	211	376	103	8	1	36,6	25,6
Total	5 001	1 621	4 124	1 955	876	268	358	111	975,3	485,7

Notes :

- (1) Puits « fermés » signifie que ces puits ne sont pas productifs mais qu'ils sont susceptibles de l'être. Les puits fermés dans lesquels Enerplus détient une participation sont situés à au plus 10 kilomètres des systèmes de collecte, des pipelines ou autres moyens de transport. Se reporter à la rubrique « Description des principales propriétés ».
- (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 31 décembre 2000 (soit les réserves d'EnerMark Income Fund à cette date) au 31 décembre 2001.

	Pétrole brut (en barils)		Gaz naturel (en mmpe)		LGN (en barils)		Total (bep)		Réserves établies (bep)
	Prouvé	Probable ⁽¹⁾	Prouvé	Probable ⁽¹⁾	Prouvés	Probable ⁽¹⁾	Prouvé	Probable ⁽¹⁾	
Réserves d'ouverture au 31 décembre 2000	57 221	31 036	655 416	183 532	11 399	3 062	177 856	64 687	210 199
Production	(7 516)	0	(64 485)	0	(1 452)	0	(19 716)	0	(19 716)
Acquisitions ⁽²⁾	46 858	11 400	307 763	84 441	5 582	417	103 734	25 891	116 680
Désaisissements	(4 163)	(1 616)	(16 977)	(6 540)	(344)	(64)	(7 337)	(2 770)	(8 722)
Forage, développement et révisions	2 447	(3 177)	69 416	(744)	929	1 259	14 945	(2 043)	13 924
Réserves de clôture au 31 décembre 2001	94 847	37 643	951 133	260 689	16 114	4 674	269 482	85 765	312 365

Notes :

- (1) Aucune 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.
- (2) Comprend les acquisitions de réserves attribuables à la fusion.

Produits historiques tirés de la production

Les produits bruts tirés de la production (avant déduction des redevances payables aux tiers) pour chaque produit d'Enerplus au cours des exercices terminés les 31 décembre 2001 et 2000 s'établissaient comme suit :

	2001		2000	
	(en millions de dollars)	% du total des produits	(en millions de dollars)	% du total des produits
Pétrole brut	234,5 \$	37 %	149,0 \$	44 %
LGN	45,2	7 %	25,0	7 %
Gaz naturel	359,7	56 %	169,2	49 %
Total	639,4 \$	100 %	343,2 \$	100 %

Antécédents de production trimestrielle

Les tableaux suivants font état des volumes de ventes moyens d'Enerplus en fonction des participations directes (avant déduction des redevances payables aux tiers) pour chacun des huit derniers trimestres et des exercices alors terminés.

Production quotidienne moyenne

	2001				
	Premier trimestre	Deuxième trimestre	Troisième trimestre	Quatrième trimestre	Total pour l'exercice
Pétrole brut					
Brut léger/moyen (bj)	14 273	13 425	16 535	17 468	15 437
Brut 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
Gas naturel (mpcj)	152 367	149 201	199 823	204 467	176 671
Total (bepj)	47 308	46 789	60 331	61 411	54 015
	2000				
	Premier trimestre	Deuxième trimestre	Troisième trimestre	Quatrième trimestre	Total pour l'exercice
Pétrole brut					
Brut léger/moyen (bj)	6 236	7 558	7 762	8 610	7 546
Brut lourd (bj)	4 470	4 929	4 812	3 966	4 543
Total – pétrole brut (bj)	10 706	12 487	12 574	12 576	12 089
LGN (bj)	1 695	2 101	1 856	2 790	2 111
Total – liquides (bj)	12 401	14 588	14 430	15 366	14 200
Gas naturel (mpcj)	81 153	93 444	104 045	126 943	101 473
Total (bepj)	25 927	30 162	31 771	36 523	31 112

Antécédents de revenus nets trimestriels

Les tableaux suivants montrent les revenus nets moyens d'Enerplus pour chacun des huit derniers trimestres et des exercices alors terminés.

Revenus nets tirés du pétrole brut et des LGN (\$/b)

Exercice terminé le 31 décembre 2001					
	Premier trimestre	Deuxième trimestre	Troisième trimestre	Quatrième trimestre	Total pour 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	22,25 \$	19,61 \$	18,65 \$	12,87 \$	18,03 \$
Prix de vente moyen					
Pétrole brut					
Brut léger/moyen	37,10 \$	36,86 \$	37,95 \$	\$24,04 \$	33,55 \$
Brut 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 \$

Exercice terminé le 31 décembre 2000					
	Premier trimestre	Deuxième trimestre	Troisième trimestre	Quatrième trimestre	Total pour l'exercice
Prix de vente	34,81 \$	34,79 \$	38,90 \$	32,90 \$	35,33 \$
Gains de couverture (coûts)	(1,57)	(1,58)	(2,10)	(2,13)	(1,86)
Redevances	(7,38)	(7,21)	(7,97)	(6,62)	(7,28)
Frais d'exploitation ⁽¹⁾	(4,74)	(6,05)	(6,33)	(6,53)	(5,97)
Revenu net	21,12 \$	19,95 \$	22,50 \$	17,62 \$	20,22 \$
Prix de vente moyen					
Pétrole brut					
Brut léger/moyen	38,67 \$	37,36 \$	41,06 \$	36,49 \$	38,34 \$
Brut lourd	32,31 \$	32,32 \$	35,53 \$	25,79 \$	31,74 \$
Total – pétrole brut	36,01 \$	35,37 \$	38,95 \$	33,11 \$	35,86 \$
LGN	27,22 \$	31,37 \$	38,60 \$	31,95 \$	32,33 \$

Revenus nets tirés du gaz naturel (\$/mpc)

Exercice terminé le 31 décembre 2001					
	Premier trimestre	Deuxième trimestre	Troisième trimestre	Quatrième trimestre	Total pour 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	5,15 \$	3,39 \$	2,72 \$	3,17 \$	3,51 \$

Exercice terminé le 31 décembre 2000

	Premier trimestre	Deuxième trimestre	Troisième trimestre	Quatrième trimestre	Total pour l'exercice
Prix de vente	2,56 \$	3,18 \$	4,43 \$	6,81 \$	4,52 \$
Gains de couverture (coûts)	0,08	(0,02)	(0,01)	0,10	0,04
Redevances	(0,69)	(0,69)	(1,25)	(1,73)	(1,16)
Frais d'exploitation ⁽¹⁾	(0,65)	(0,56)	(0,71)	(0,66)	(0,65)
Revenu net	1,30 \$	1,91 \$	2,46 \$	4,52 \$	2,75 \$

Note :

- (1) Les frais d'exploitation sont les frais engagés dans le cadre de l'exploitation de propriétés productrices et comprennent, entre autres, des postes comme les coûts liés au personnel extérieur, l'électricité, le carburant, les produits chimiques, les réparations et l'entretien, les taxes foncières, les locations à bail, les frais de traitement et les frais généraux.

Dépenses en capital trimestrielles

Les dépenses en capital courantes d'Enerplus sont financées par l'émission de parts de fiducie supplémentaires, des emprunts bancaires, des retenues sur les distributions en espèces destinées aux porteurs de parts et le fonds de roulement. Le tableau suivant résumé les dépenses en capital d'Enerplus dans les catégories et pour les périodes indiquées.

	2001				
(en milliers de dollars)	Premier trimestre	Deuxième trimestre	Troisième trimestre	Quatrième trimestre	Total pour l'exercice
Forage de reconnaissance et conditionnement	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
	23 983	29 098	41 902	48 297	143 280
Acquisitions de propriétés productrices	367	2 388	57 214	17 463	77 432
Total des dépenses en capital	24 350	31 486	99 116	65 760	220 712
Aliénations de propriétés	(9 427)	(10 548)	(34 826)	(13 695)	(68 496)
Dépenses en capital nettes	14 923 \$	20 938 \$	64 290 \$	52 065 \$	152 216 \$

	2000				
(en milliers de dollars)	Premier trimestre	Deuxième trimestre	Troisième trimestre	Quatrième trimestre	Total pour l'exercice
Forage de reconnaissance et conditionnement	9 306 \$	3 803 \$	4 731 \$	9 262 \$	27 102 \$
Usine et installations	1 189	5 417	1 730	3 525	11 861
Frais de bureau et autres	461	140	221	211	1 033
	10 956	9 360	6 682	12 998	39 996
Acquisitions de propriétés productrices	37 168	3 196	7 659	3 086	51 109
Total des dépenses en capital	48 124	12 556	14 341	16 084	91 105
Aliénations de propriétés	(481)	(5 121)	(7 385)	(12 274)	(25 261)
Dépenses en capital nettes	47 643 \$	7 435 \$	6 956 \$	3 810 \$	65 844 \$

Exploration et mise en valeur

Enerplus vise principalement 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 axées 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. Enerplus a touché un prix moyen avant couverture de 30,48 \$/b pour sa production de pétrole brut et de 31,12 \$/b pour sa production de LGN au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2001, comparativement à 35,86 \$/b pour le pétrole brut et 32,33 \$/b pour les LGN au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2000.

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 attribuables au gaz naturel a augmenté au cours des cinq derniers exercices, passant de 30 % en 1997 à 56 % en 2001. Le prix moyen reçu par Enerplus, avant couverture, pour son gaz naturel en 2001 était de 4,91 \$/mpc comparativement à 4,52 \$/mpc au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2000.

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 production de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel d'Enerplus est vendue sur le marché libre au prix au comptant courant, ce qui expose Enerplus aux risques associés aux fluctuations des prix des marchandises. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risques – Prix du pétrole et du gaz naturel ». On peut lire l'information portant sur les instruments financiers d'Enerplus à la note 8 afférente aux états financiers consolidés annuels vérifiés d'Enerplus pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001 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 qui figure à la page 33 du rapport annuel 2001 du Fonds, 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 capital pour continuer à respecter les exigences en matière de protection de l'environnement. Les coûts engagés par Enerplus pour se conformer aux questions environnementales et les coûts liés à la restauration de sites équivalent à environ 2 % des dépenses totales de mise en valeur engagées par Enerplus

en 2001. Étant donné que les normes et règlements environnementaux auxquelles Enerplus est assujettie s'appliquent 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 sera touchée de manière défavorable. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risques – Questions environnementales ».

RESERVES DE PETROLE 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 83 % de la valeur des réserves de pétrole et de gaz prouvées et probables d'Enerplus, actualisée à 12 %. Enerplus a évalué le reste des propriétés au moyen de paramètres d'évaluation semblables, y compris les mêmes prévisions quant aux prix indexés utilisées par Sproule, et ces propriétés sont incluses à titre de propriétés « mineures » dans le rapport de Sproule. Les scénarios fondés sur des prix constants figurant dans les présentes sont extraits d'un rapport distinct préparé par Sproule et daté du 7 mars 2002, dont les résultats étaient fondés sur les scénarios indexés du rapport de Sproule.

Dans la préparation de son rapport, Sproule a obtenu d'Enerplus des renseignements de base, notamment des données sur les terrains, de l'information sur les puits, des renseignements géologiques, des études sur les gisements, des indications sur les dates estimatives de mise en production, de l'information sur les contrats, des données courantes sur le prix des hydrocarbures, des données sur les frais d'exploitation, des prévisions budgétaires sur les dépenses en capital, 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, nos volumes de production et nos réserves estimées peuvent ne pas être comparables à ceux des sociétés des États-Unis.

Les tableaux suivants présentent, au 1^{er} janvier 2002, un résumé des réserves de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel d'Enerplus attribuables aux propriétés de cette dernière, ainsi que la valeur actualisée des rentrées nettes futures estimatives liées à ces réserves, en fonction d'hypothèses de prix et de coûts indexés et constants. Les tableaux résument les données contenues dans les évaluations. Les chiffres étant arrondis, les totaux ne correspondent pas nécessairement à la somme des éléments. **Toutes les rentrées nettes futures sont indiquées avant la provision pour impôt sur le revenu, les intérêts, les dépenses générales et administratives et les frais de gestion ainsi que les coûts indirects et après la déduction des redevances et des dépenses en capital 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						
	Pétrole (en milliers de barils)	Gaz (en mmpc)	LGN (en milliers de barils)	Pétrole (en milliers de barils)	Gaz (en mmpc)	LGN (en milliers de barils)	0 %	10 %	15 %	20 %
Réserves prouvées ⁽²⁾										
Productrices mises en valeur ⁽³⁾⁽⁴⁾	86 770	722 692	13 685	78 085	570 157	9 567	2 992 588	1 376 940	1 116 058	946 568
Non productrices mises en valeur ⁽³⁾⁽⁵⁾	620	58 791	512	540	47 233	352	157 757	78 807	63 970	54 201
Non mises en valeur ⁽⁶⁾	7 457	169 650	1 917	6 311	142 109	1 347	401 713	170 532	118 996	84 367
Total – réserves prouvées	94 847	951 133	16 114	84 936	759 499	11 266	3 552 058	1 626 279	1 299 024	1 085 136
Réserves probables à 50 % ⁽⁷⁾	18 821	130 345	2 337	15 830	106 940	1 657	644 955	159 099	106 027	75 323
Réserves établies	113 668	1 081 478	18 451	100 766	866 439	12 923	4 197 013	1 785 378	1 405 051	1 160 459

Réserves de pétrole et de gaz naturel et valeur actualisée des rentrées nettes futures estimatives, compte tenu du CIAR, 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						
	Pétrole (en milliers de barils)	Gaz (en mmpc)	LGN (en milliers de barils)	Pétrole (en milliers de barils)	Gaz (en mmpc)	LGN (en milliers de barils)	0 %	10 %	15 %	20 %
Réserves prouvées ⁽²⁾										
Productrices mises en valeur ⁽³⁾⁽⁴⁾	81 222	708 955	13 485	73 302	558 990	9 432	2 040 855	1 088 148	904 741	781 039
Non productrices mises en valeur ⁽³⁾⁽⁵⁾	604	57 899	508	527	46 461	349	110 681	62 525	52 084	44 929
Non mises en valeur ⁽⁶⁾	7 397	166 003	1 730	6 320	139 485	1 218	265 004	111 269	74 803	49 828
Total – réserves prouvées	89 223	932 857	15 723	80 149	744 936	10 999	2 416 540	1 261 942	1 031 628	875 796
Réserves probables à 50 % ⁽⁷⁾	16 662	129 770	2 334	14 138	106 548	1 656	336 976	100 586	67 464	47 619
Réserves établies	105 885	1 062 627	18 057	94 287	851 484	12 655	2 753 516	1 362 528	1 099 092	923 415

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 2002, ces réserves étaient en production et représentaient environ 76% des réserves prouvées et probables rajustées en fonction des risques de pétrole et de LGN d'Enerplus et 67 % des réserves 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 2002.
- (9) Les réserves de gaz naturel sont indiquées à une pression de base de 14,65 livres par pouce carré et à une température de base de 60° F.
- (10) Les prix du pétrole FAB Edmonton sont fondés sur du pétrole d'une densité de 40° API d'une teneur en soufre inférieure à 0,4 %. Les prix du gaz naturel sont fondés sur une pression de base de 14,65 livres par pouce carré et à une température de base de 60° F. Les prix du pétrole à la tête 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)	Prix au pair à Edmonton 40° API	Liquides de gaz naturel				Gaz naturel		
			Éthane à la sortie de l'usine	Edmonton			À la sortie de l'usine		
				Propane	Butane	Pentanes	Alberta	Sask.	C.-B.
	(\$ US/baril)	(\$/baril)	(\$/baril)	(\$/baril)	(\$/baril)	(\$/baril)	(\$/mbtu)	(\$/mbtu)	(\$/mbtu)
2002	19,90	29,86	10,54	16,73	17,81	30,59	3,63	3,70	3,75
2003	20,64	30,96	12,04	17,34	18,46	31,71	4,18	4,25	4,30
2004	21,12	31,67	12,08	17,74	18,88	32,43	4,19	4,26	4,26
2005	21,44	32,15	12,08	18,01	19,17	32,93	4,18	4,26	4,26
2006	21,76	32,65	12,29	18,29	19,47	33,44	4,25	4,34	4,34
2007	22,08	33,14	12,51	18,56	19,76	33,94	4,32	4,41	4,41
2008	22,42	33,65	12,73	18,85	20,06	34,46	4,40	4,49	4,49
2009	22,75	34,16	12,95	19,13	20,37	34,98	4,48	4,57	4,57
2010	23,09	34,68	13,18	19,42	20,68	35,51	4,57	4,66	4,66
2011	23,44	35,20	13,41	19,72	20,99	36,05	4,65	4,74	4,74
2012	23,79	35,74	13,64	20,02	21,31	36,60	4,73	4,82	4,82
2013	24,15	36,28	13,87	20,32	21,63	37,15	4,82	4,91	4,91

Indexation au taux de 1,5 % par la suite

- (12) Le scénario fondé sur des prix et des coûts constants suppose le maintien du prix des produits au 31 décembre 2001 et des coûts d'exploitation prévus pour 2002 et le maintien des lois et des règlements actuellement en vigueur. Les prix des produits n'ont pas été indexés après cette date, et les coûts d'exploitation et coûts en capital n'ont pas été rajustés à la hausse pour tenir compte de l'inflation. Les 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)	30,35 \$
Gaz naturel	Alberta (\$/mbtu)	3,58 \$
	Saskatchewan (\$/mbtu)	3,80 \$
	Colombie-Britannique (\$/mbtu)	3,90 \$

Liquides de gaz naturel	Éthane (\$/b)	9,91 \$
	Propane (\$/b)	13,34 \$
	Butane (\$/b)	15,47 \$
	Pentanes (\$/b)	30,14 \$

- (13) Les dépenses en capital nécessaires à la réalisation des revenus nets futurs attribuables aux réserves prouvées selon l'hypothèse des prix et des coûts indexés sont évaluées à 256,6 millions de dollars, dont 94,7 millions de dollars sont nécessaires en 2002 et 33,2 millions de dollars sont nécessaires en 2003. Les dépenses en capital 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 évaluées à 146,2 millions de dollars, dont 23,3 millions de dollars sont nécessaires en 2002 et 24,8 millions de dollars sont nécessaires en 2003.
- (14) Les dépenses en capital 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 évaluées à 210,4 millions de dollars, dont 93,6 millions de dollars sont nécessaires en 2002 et 31,5 millions de dollars sont nécessaires en 2003. Les dépenses en capital nécessaires à la réalisation des revenus nets futurs attribuables aux réserves probables selon le scénario fondé sur des prix et des coûts constants sont évaluées à 125,9 millions de dollars, dont 18,3 millions de dollars sont nécessaires en 2002 et 24,9 millions de dollars sont nécessaires en 2003.
- (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⁾
2002	24 399	514 970	104 457	410 513	125 938	284 575	106 359	178 216
2003	24 692	589 474	119 780	469 694	132 208	337 486	45 588	291 899
2004	22 876	561 889	109 335	452 555	131 308	321 247	43 511	277 736
2005	20 683	513 592	97 039	416 553	127 491	289 062	14 198	274 864
2006	18 491	470 253	86 801	383 452	122 915	260 537	2 201	258 336
2007	16 430	426 571	77 405	349 166	117 344	231 822	3 010	228 813
2008	14 553	386 389	68 896	317 493	110 064	207 429	2 849	204 581
2009	12 984	351 184	61 297	289 887	104 026	185 861	3 315	182 547
2010	11 717	322 868	55 542	267 326	99 092	168 234	2 578	165 657
2011	10 747	299 798	51 358	248 440	92 323	156 118	2 445	153 673
Reste	134 793	5 179 032	686 554	4 492 477	2 408 114	2 084 362	103 666	1 980 691
TOTAL	312 365	9 616 020	1 518 464	8 097 556	3 570 823	4 526 733	329 720	4 197 013

Rentrées nettes avant impôt sur le revenu actualisées au 1^{er} janvier 2002 aux taux indiqués⁽⁵⁾ :

10 % : 1 785 378 \$
15 % : 1 405 051 \$
20 % : 1 160 459 \$

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⁾
2002	24 345	510 297	105 267	405 030	125 170	279 861	102 709	177 152
2003	24 396	514 492	105 493	408 999	127 671	281 328	44 010	237 318
2004	22 584	477 030	93 116	383 914	124 712	259 202	41 109	218 093
2005	20 353	429 537	80 889	348 648	118 143	230 505	14 379	216 126
2006	18 018	382 047	69 835	312 212	109 646	202 566	3 677	198 890
2007	15 928	338 224	60 552	277 672	101 625	176 047	3 228	172 819
2008	14 091	299 450	52 471	246 979	93 447	153 533	2 215	151 318
2009	12 619	268 541	45 939	222 602	87 928	134 675	1 969	132 706
2010	11 370	242 054	40 793	201 261	82 404	118 857	2 022	116 835
2011	10 445	221 358	37 027	184 331	75 908	108 424	2 335	106 089
Reste	126 898	2 815 009	375 708	2 439 301	1 357 476	1 081 821	55 650	1 026 170
TOTAL	301 047	6 498 039	1 067 090	5 430 949	2 404 130	3 026 819	273 303	2 753 516

Rentrées nettes avant impôt sur le revenu actualisé au 1^{er} janvier 2002 aux taux indiqués⁽⁵⁾ :

10 %: 1 362 528 \$

15 %: 1 099 092 \$

20 %: 923 415 \$

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 et stratégie d'acquisition

EGEM gère le Fonds, EnerMark, Enerplus et toute autre filiale du Fonds aux termes de la convention 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, a fait appel à EGEM afin que celle-ci fournisse des services de gestion étendus, et lui a délégué certains pouvoirs touchant l'administration et la réglementation de l'exploitation courante d'Enerplus et la prise de décision conformément aux politiques et aux principes généraux que le conseil d'administration d'EnerMark a établis. La convention de gestion prévoit également que EGEM doit s'occuper de toutes les questions concernant les propriétés pour le compte de toutes les filiales en exploitation d'Enerplus. Toutes les activités d'EGEM 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 doivent être équilibrés de manière à optimiser l'avantage que retirent les porteurs de parts. Enerplus voit à ce qu'EGEM s'appuie sur sa vaste expérience et recoure 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 de propriétés pétrolières et gazières productrices.

Enerplus procède à l'acquisition sélective de propriétés productrices de pétrole et de gaz naturel qui présentent des possibilités de développement et qui, dans l'industrie pétrolière et gazière, sont jugées à faible risque. Les facilités de crédit que maintient Enerplus lui permettent d'acquérir des propriétés additionnelles à mesure que les occasions se présentent.

EGEM peut proposer à Enerplus des occasions d'acquisition de propriétés et de biens qu'Enerplus pourrait être intéressée à acquérir et qui sont conformes aux lignes directrices portant sur les acquisitions qui peuvent être établies de temps à autre par le conseil d'administration d'EnerMark. De plus, dans le cadre des services que EGEM rend à Enerplus, EGEM peut recommander qu'Enerplus conclue des conventions visant l'aliénation de propriétés pétrolières et gazières, l'amodiation et d'autres aliénations de propriétés. 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.

Enerplus s'assure que la stratégie d'EGEM maximise le niveau de production durable du pétrole et du gaz naturel tiré des propriétés existantes d'Enerplus et complète la production par la mise en valeur et l'acquisition de réserves. Les dépenses en capital sont concentrées sur les activités de mise en valeur plutôt que sur les activités d'exploration. Certaines propriétés à explorer peuvent être vendues, amodiées ou mises en valeur en préconisant l'utilisation de ressources de tiers.

Revenu distribuable

Les porteurs de parts inscrits à une date de clôture des registres pour les distributions, actuellement fixée par Enerplus au 10^e jour de chaque mois civil (à l'exception du mois de janvier, où la date de clôture des registres pour les distributions tombe le 31 décembre de l'année précédente), auront le droit de recevoir les distributions versées par Enerplus à ces porteurs de parts à la date correspondante de versement des distributions, actuellement fixée au 20^e jour de chaque mois civil. Le montant distribué par le Fonds et revenant à chaque porteur de parts correspond au montant proportionnel par part de fiducie multiplié par le nombre de parts de fiducie dont le porteur de parts est le propriétaire inscrit à la date de clôture des registres pour les distributions en cause. Le revenu distribuable est composé du revenu net du Fonds (comprenant la totalité des redevances, des intérêts, des dividendes et des autres revenus du Fonds provenant de ses filiales en exploitation moins la totalité des dépenses du Fonds (y compris les dépenses générales et administratives du Fonds) imputables à ces revenus) et des gains en capital nets réalisés du Fonds. Enerplus peut, au plus tard à toute date de clôture des registres pour les distributions, déclarer comme étant payable aux porteurs de parts inscrits à cette date de clôture des registres pour les distributions la totalité ou toute partie du revenu net et des gains en capital nets réalisés du Fonds pour la période se terminant à cette date, dans la mesure où ceux-ci n'ont pas été déclarés comme étant payables antérieurement. Le 31 décembre de chaque exercice, un montant correspondant au revenu net du Fonds pour l'exercice, calculé en conformité avec la *Loi de l'impôt* (Canada) (sauf le paragraphe 82(1)b) de cette loi), majoré des gains en capital nets réalisés du Fonds, dans la mesure où ceux-ci n'ont pas été déclarés comme étant payables antérieurement par Enerplus à ses porteurs de parts au cours de l'exercice, doit être payé aux porteurs de parts immédiatement avant la fin de l'exercice. Malgré ce qui précède, le montant du revenu net et des gains en capital nets réalisés du Fonds que, d'après ce qu'établit le Fonds, ce dernier doit conserver pour acquitter une charge fiscale du Fonds n'est pas payable aux porteurs de parts.

Un relevé des distributions en espèces versées ou déclarées aux porteurs de parts d'Enerplus est présenté à la rubrique « Distributions aux porteurs de parts ».

Obligations environnementales

Enerplus attache beaucoup d'importance à la sécurité ainsi qu'à la création et au maintien d'un contexte d'exploitation respectueux de l'environnement. Pour y parvenir, elle met l'accent sur la formation adéquate du personnel affecté aux activités sur le terrain, l'examen continu et approfondi des normes et des politiques d'exploitation qu'adoptent la direction et le personnel technique ainsi que le suivi de la conformité en regard de la réglementation sur la sécurité et la protection de l'environnement.

Enerplus organise périodiquement des séances de formation sur la sécurité et la protection de l'environnement à l'intention des contremaîtres et des cadres affectés à l'exploitation, qui appliquent ensuite ces principes sur le terrain dans leur rapport avec les employés et d'autres exploitants. Les programmes visant l'optimisation de la production, la formation et le perfectionnement des exploitants et l'orientation des activités portent notamment sur les interventions d'urgence, les relations avec les médias, les premiers soins et la réanimation cardio-respiratoire ainsi que les interventions en cas de déversement de pétrole. Ils touchent également à la santé et sécurité au travail, à la réglementation environnementale, à la régénération des lieux et à la manutention des déchets, de sorte que le

personnel qu'emploie EGEM pour la supervision de l'exploitation d'Enerplus perfectionne continuellement ses connaissances.

Examen préalable des acquisitions

Enerplus effectue des examens préalables détaillés de tous ses projets d'acquisition. Les consultants environnementaux et/ou une équipe interne d'Enerplus inspectent les lieux, revoient les dossiers et effectuent des analyses des sols et des eaux souterraines, au besoin. Les problèmes liés à la contamination éventuelle et aux questions d'exploitation sont décelés à cette étape afin d'empêcher qu'Enerplus achète des propriétés comportant un lourd passif en matière environnementale.

Programme d'inspection des lieux

Dans le cadre de son programme périodique de vérification diligente, Enerplus effectue des inspections à des installations choisies chaque année, par l'intermédiaire tant de son personnel que de tiers. De plus, en 2001, Enerplus a mis en œuvre un programme d'inspection en ce qui a trait aux projets de constructions et de forage. Ces inspections portent sur la réglementation en matière d'environnement et de sécurité, les pratiques sectorielles et les pratiques internes.

Surveillance des déversements et des incidents

Le personnel sur le terrain d'Enerplus est tenu de faire un compte rendu de tous les déversements, incidents et situations dangereuses au service de l'environnement et de la sécurité. L'analyse de ces situations permet à Enerplus de déterminer les causes et de prévenir des situations similaires avant que des accidents ne surviennent. Dans l'ensemble, Enerplus est confiante que ce programme réduit les risques de déversement et qu'il prévient les pertes éventuelles.

Rejets atmosphériques – Torchage et benzène

Le *Alberta Energy and Utilities Board* (le EUB) a émis des lignes directrices en matière de torchage qui exigent des sociétés qu'elles réduisent le brûlage à la torche du gaz naturel dissous, qu'elles en améliorent l'efficacité et qu'elles consultent les résidents à cet égard, spécialement ceux qui habitent à moins de 500 mètres des installations de torchage du gaz naturel dissous aux batteries de réservoir de pétrole brut ou de bitume brut. Enerplus a fait un examen intensif de toutes ses installations de torchage; elle est confiante que, d'ici la fin de 2002, elle respectera les lignes directrices de l'EUB.

Enerplus a mis en place un système de surveillance de ses déshydrateurs au glycol dans le cadre de son programme volontaire visant à traiter les émissions de benzène dans ses exploitations. Enerplus avait déjà commencé l'inventaire et le calcul des émissions de benzène; toutefois, à cause des nouvelles acquisitions survenues en 2000 et en 2001, des vérifications ont dû être faites dans les nouvelles propriétés. Des renseignements ont été obtenus sur tous les déshydrateurs au glycol; quant à ceux qui ne respectent pas les lignes directrices, un tiers-conseiller y fera une enquête supplémentaire qui établira s'il est besoin de mettre les installations à niveau en 2002 afin qu'elles répondent aux exigences. La surveillance des autres déshydrateurs se continuera pour assurer qu'ils répondent toujours aux exigences des lignes directrices.

Assurance

Enerplus souscrit des polices d'assurance pour protéger ses actifs, selon des montants qui respectent ou dépassent les normes dans l'industrie du pétrole et du gaz naturel. Enerplus sélectionne et souscrit les polices en fonction 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 qui agissent de bonne foi en cette qualité pour le compte 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 de toute personne, ou donner en gage ou consentir tout sûreté ou charge sur toute propriété du Fonds. À l'heure actuelle, toutes les dettes d'Enerplus sont contractées directement par sa principale entité exploitante, EnerMark. On peut lire des détails portant sur ces arrangements bancaires à la note 3 afférente aux états financiers consolidés annuels vérifiés d'Enerplus pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001 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, qui figure à la page 45 du rapport annuel 2001 du Fonds; ces deux sections sont intégrées dans les présentes par renvoi.

Registres

EGEM, pour le compte du fiduciaire, 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 doivent en tout temps avoir accès à ces registres dans la même mesure que s'ils étaient actionnaires de telles sociétés. EGEM conserve tous ces registres à son bureau de Calgary, en Alberta.

Personnel

Au 31 décembre 2001, Enerplus (y compris le personnel d'EGEM qui consacre une importante partie de son temps aux affaires d'Enerplus) employait un total de 391 personnes.

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

Généralités

Le Fonds est autorisé à émettre un nombre illimité de parts de fiducie aux termes de l'acte de fiducie. Les parts de fiducie représentent des intérêts bénéficiaires indivis et égaux 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 modalités 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 modalités que les administrateurs d'EnerMark peuvent fixer.

L'acte de fiducie, entre autres, prévoit l'investissement des éléments d'actif du Fonds, le calcul et le versement des distributions aux porteurs de parts, la convocation et la tenue des assemblées des porteurs de parts pour y traiter des affaires de la société, 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'EGEM afin que celle-ci remplisse les fonctions qui lui incombent aux termes de l'acte de fiducie. Le fiduciaire demeure néanmoins responsable en dernier lieu de l'exécution de ces fonctions.

Le fiduciaire peut être destitué au moyen d'un avis écrit délivré par EnerMark au fiduciaire si ce dernier ne respecte pas certains critères énoncés dans l'acte de fiducie ou avec l'approbation des porteurs de parts représentant au moins 66 2/3 % des voix exprimées à une assemblée des porteurs de parts dûment 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 nommera promptement un fiduciaire successeur. Si le fiduciaire démissionne ou est destitué par les porteurs de parts, ces derniers devront approuver le choix de 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'EGEM ou d'un représentant autorisé. Cependant, ces dispositions ne protègent 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 des 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.

Placements du Fonds

Le Fonds est une fiducie à vocation limitée dont les activités sont restreintes, comme il est précisé au paragraphe 132(6)b) de la *Loi de l'impôt* (Canada), 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 que le Fonds ne soit plus une « fiducie à participation unitaire » ou une « fiducie de fonds commun de placement » ou que le Fonds devienne un bien étranger, pour l'application de la *Loi de l'impôt* (Canada). À l'heure actuelle, les seuls éléments d'actif du Fonds sont toutes les actions en circulation d'EnerMark (qui détient toutes les actions d'ERC), les titres d'emprunt non garantis émis au Fonds par EnerMark et les redevances de 95 % et de 99 % qu'EnerMark et ERC, respectivement, 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

EGEM distribue aux porteurs de parts, pour le compte du Fonds, le revenu distribuable du Fonds à la date qui correspond à la date applicable de clôture des registres pour les distributions ou à une date tombant dans les 30 jours de cette date (dans la même année civile). Le Fonds a fixé au dixième jour de chaque mois civil la date de clôture des registres pour les distributions et au vingtième jour du mois la date de versement des distributions correspondantes, à l'exception de la date de versement qui tombe le 20 janvier, pour laquelle la date de clôture des registres pour les distributions est le 31 décembre de l'année précédente. Se reporter aux rubriques « Renseignements sur le Fonds Enerplus Ressources – Exploitation de Enerplus – Revenu distribuable » et « Distributions aux porteurs de parts ». 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, inclure une distribution de parts de fiducie d'une valeur égale à l'insuffisance de liquidités.

Assemblées et droit 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. EGEM prend toutes les mesures nécessaires pour organiser ces assemblées pour le compte du fiduciaire.

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

Conformément à l'acte de fiducie et aux autres conventions importantes d'Enerplus, les porteurs de parts du Fonds ont le droit de nommer tous les candidats, sauf trois, 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 dûment convoquée. Pourvu qu'un avis soit dûment donné aux porteurs de parts en conformité avec l'acte de fiducie, une résolution signée par des porteurs de parts détenant le nombre requis de parts de fiducie en circulation et ayant le droit de vote a le même effet que si elle avait été adoptée à ce pourcentage des voix exprimées à une assemblée des porteurs de parts dûment convoquée.

Droit de rachat

Chaque porteur de parts a le droit d'exiger du Fonds qu'il rachète en tout temps ou à l'occasion, à sa demande, 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 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 de dissolution ont été remises en vue de leur 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 aux administrateurs d'EnerMark la supervision de la gestion et des affaires du Fonds, y compris la responsabilité de la prise d'importantes décisions administratives et opérationnelles. En particulier, le fiduciaire a délégué au conseil d'administration d'EnerMark, entre autres, la responsabilité de toutes les émissions et offres 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, le Fonds et ses filiales ont retenu les services d'EGEM pour la gestion et l'administration des affaires du Fonds et la gestion de l'exploitation et des affaires des filiales du Fonds, sous réserve de la supervision des administrateurs d'EnerMark. Se reporter à la rubrique « Renseignements sur le Fonds Enerplus Ressources – Régie de Enerplus et de la convention de gestion »

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, auquel cas le fiduciaire entreprendra la liquidation des affaires du Fonds; cependant, un scrutin ne peut être tenu à l'égard d'une telle résolution qu'à la demande de porteurs représentant au moins 25 % des parts de fiducie ou à la demande du fiduciaire suivant son refus de racheter des parts de fiducie. Le quorum aux fins d'une telle assemblée est fixé 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 avise 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 indépendant 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 financier 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 indique actuellement 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. À l'assemblée générale annuelle et extraordinaire des porteurs de parts qui aura lieu le 25 avril 2002, les porteurs de parts devront adopter une résolution extraordinaire visant à modifier les dispositions de l'acte de fiducie afin de supprimer l'incertitude entourant certaines questions liées aux vérificateurs et de donner plus

de souplesse au conseil d'administration d'EnerMark dans le but de prendre des mesures relativement à la nomination des vérificateurs du Fonds dans le cas de la démission ou, dans certaines circonstances, de la destitution des vérificateurs.

Enerplus propose de modifier l'acte de fiducie de manière qu'on y retrouve de façon générale certaines dispositions de la *Business Corporations Act* (Alberta) visant la nomination, la destitution et la démission des vérificateurs. En particulier, Enerplus propose que, 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 aurait le pouvoir de nommer de nouveaux vérificateurs pour combler le poste laissé vacant par la démission ou la destitution des vérificateurs. Les nouveaux vérificateurs seraient en fonctions jusqu'à la prochaine assemblée annuelle des porteurs de parts du Fonds. Les modifications proposées ne changent pas le concept de base voulant que, en l'absence d'événements hors de l'ordinaire, les porteurs de parts doivent nommer les vérificateurs 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 *Loi de l'impôt* (Canada);
- (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.

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 tiré de leurs propriétés et activités de pétrole et de gaz naturel. Le Fonds a le droit de recevoir chaque mois le montant payable à l'égard de ces redevances vers le 20^e jour du deuxième mois suivant celui auquel ce revenu se rapporte. Le revenu perçu par le Fonds d'EnerMark et d'ERC est le 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 dépenses générales et administratives, les frais de gestion, 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.

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. Les parts de redevance sont détenues par le fiduciaire pour le compte du Fonds.

Régie d'Enerplus et la convention de gestion

Généralités

En vertu de l'acte de fiducie, le fiduciaire a délégué aux administrateurs d'EnerMark la supervision de la gestion et des affaires du Fonds, y compris la supervision d'EGEM en ce qui a trait aux responsabilités qui lui incombent conformément à l'acte de fiducie et à la convention de gestion. Entre autres, le conseil d'administration d'EnerMark demeure chargé de toutes les questions liées aux placements ou aux rachats de titres du Fonds ou aux offres publiques d'achat ou autres opérations semblables auxquelles participent le Fonds ou ses filiales, aux conditions et à la signature de tout contrat important au nom du Fonds, à l'exercice des droits de vote afférents aux titres détenus par le Fonds, aux emprunts et aux acquisitions effectués par le Fonds et 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, EGEM a convenu d'agir à titre de gestionnaire du Fonds et de ses filiales. Le fiduciaire et le conseil d'administration d'EnerMark ont retenu les services d'EGEM afin qu'elle fournisse des services de gestion étendus et ils lui ont délégué certains pouvoirs touchant l'administration quotidienne des activités du Fonds et de ses filiales, sous la supervision du conseil d'administration d'EnerMark, ainsi que la prise de décisions conformément aux politiques et aux principes généraux établis par le conseil d'administration d'EnerMark. Les dirigeants et employés d'EGEM qui participent à la gestion de l'entreprise et de l'exploitation d'Enerplus remplissent essentiellement les mêmes fonctions que s'ils étaient dirigeants ou employés d'Enerplus. Les dirigeants que EGEM délègue à Enerplus répartissent leurs heures de travail entre la gestion d'Enerplus et d'autres obligations de gestion, notamment celles qui ont trait aux membres du groupe d'EGEM. Se reporter à la rubrique « Convention de gestion – Conflits » ci-dessous, « Facteurs de risque – Conflits d'intérêts éventuels » et « Administrateurs et dirigeants ».

Convention de gestion

Responsabilités

Tel qu'il est décrit ci-dessus, EGEM fournit certains services de gestion, de consultation et d'administration au Fonds et à ses filiales aux termes de la convention de gestion. Enerplus a retenu les services d'EGEM afin qu'elle remplisse notamment les fonctions suivantes :

- (a) gérer l'entreprise et les affaires d'EnerMark, d'ERC et de toute autre filiale du Fonds, y compris l'acquisition, l'exploration, la mise en valeur, l'exploitation (ou la surveillance de tiers exploitants) et l'aliénation de propriétés et de biens pétroliers et gaziers ainsi que la commercialisation et la négociation des substances de pétrole qui en sont tirées;

- (b) obtenir les bureaux, le matériel et le personnel nécessaires à la bonne administration et exploitation d'Enerplus et de ses biens, y compris tenir les registres et comptes nécessaires relatifs à ces opérations;
- (c) obtenir, négocier et administrer tous les emprunts et toutes les facilités de crédit dont Enerplus a besoin (sous réserve de l'approbation du conseil d'administration d'EnerMark) et veiller à ce qu'Enerplus respecte les obligations juridiques et d'information;
- (d) gérer et administrer toutes les questions concernant le Fonds et les parts de fiducie, notamment (i) déterminer le total des distributions dues aux porteurs de parts, (ii) fournir un service de relations avec les investisseurs au Fonds, (iii) fournir aux porteurs de parts des rapports financiers et de l'information fiscale concernant le Fonds, (iv) sous réserve de l'approbation du conseil d'administration d'EnerMark, convoquer et tenir des assemblées des porteurs de parts et distribuer la documentation s'y rapportant et (v) sous réserve de l'approbation du conseil d'administration d'EnerMark, établir le moment et les conditions des placements, des émissions et des rachats futurs de parts de fiducie ou d'autres titres du Fonds.

Malgré ce qui précède, le conseil d'administration d'EnerMark supervise la gestion des affaires et de l'exploitation d'Enerplus de façon générale, outre les questions décrites sous la rubrique « Régie d'Enerplus et convention de gestion – Généralités » ci-dessus, les questions suivantes sont entre autres assujetties à l'approbation du conseil d'administration d'EnerMark (ou de la filiale en exploitation pertinente) :

- (a) l'acquisition et l'aliénation de propriétés, de biens ou d'entités pétroliers et gaziers moyennant un prix d'achat supérieur à 10 000 000 \$ (ou tout autre montant supérieur que le conseil peut fixer);
- (b) la responsabilité d'approuver les dépenses en capital et les budgets d'exploitation d'Enerplus;
- (c) la révision annuelle du rendement d'EGEM aux termes de la convention de gestion et la prolongation de la durée de la convention de gestion (discuté ci-dessous); et
- (d) l'approbation de toute modification apportée aux actes constitutifs et aux contrats importants du Fonds au nom du Fonds ou de ses filiales.

Durée

La convention de gestion est en vigueur pour une durée de trois années consécutives. Sous réserve de l'approbation du conseil d'administration d'EnerMark donnée avant le 31 mars chaque année, chaque durée de trois ans sera prolongée d'une année supplémentaire. La prolongation de la durée ayant été approuvée par les administrateurs d'EnerMark le 7 mars 2002, la convention de gestion actuelle est prorogée jusqu'au 30 juin 2005.

Rémunération et honoraires

Au moment de la fusion d'Enerplus et d'EnerMark Income Fund le 21 juin 2001, la méthode selon laquelle EGEM touche des honoraires pour les services qu'elle rend à Enerplus en vertu de la convention de gestion a été sensiblement revue afin de mieux apparier les intérêts d'EGEM à ceux des porteurs de parts du Fonds. Aux termes de la nouvelle convention de gestion, les honoraires de gestion de base sont établis à 2,75 % du revenu d'exploitation total d'Enerplus (comparativement aux taux de 2,2 % pour EnerMark Income Fund et de 3,5 % pour Enerplus en vigueur avant le 21 juin 2001). En outre, les honoraires d'acquisition et de désinvestissement ont été supprimés et remplacés par des honoraires de rendement fondés sur le rendement global du Fonds et son rendement relatif comparativement aux autres grandes fiducies pétrolières et gazières. Les honoraires de rendement peuvent varier entre 0 % et 4 % du revenu d'exploitation d'Enerplus. De plus, EGEM est remboursée de tous les frais généraux et administratifs qu'elle engage dans l'exécution de ses fonctions aux termes de la convention de gestion. Dans le cadre de la fusion, des honoraires de rendement minimaux de 5 millions de dollars ont été garantis à EGEM en 2001, et ils ont été capitalisés dans le cadre des coûts liés à la fusion.

Tel qu'il est décrit ci-dessus, il existe deux genres d'honoraires de rendement supplémentaires qui peuvent s'échelonner, dans l'ensemble, de 0 % à 4 % du revenu d'exploitation d'Enerplus pour la période visée et qui sont

fondés sur le rendement du Fonds au cours d'une année civile donnée (et, initialement, pour la période du 10 mai 2001 au 31 décembre 2001) :

- (a) *Honoraires de rendement global* (minimum de 0 %, maximum de 2 % du revenu d'exploitation du Fonds)
- (i) Si le rendement global des parts du Fonds pour la période (c'est-à-dire le montant des distributions versées et la plus-value du prix des parts de fiducie) est inférieur au rendement des obligations du gouvernement du Canada à 10 ans plus 5 %, alors aucuns honoraires de rendement global ne seront payés (sous réserve du paiement minimum décrit en (iv) ci-dessous).
 - (ii) Si le rendement global des parts de fiducie pour la période est supérieur au rendement des obligations du gouvernement du Canada à 10 ans plus 15 %, alors les honoraires de rendement global s'établiront à 2 % du revenu d'exploitation du Fonds pour cette période.
 - (iii) Si le rendement global des parts de fiducie se situe entre le rendement des obligations du gouvernement du Canada à 10 ans plus un facteur de 5 % à 15 %, alors une échelle progressive s'échelonnant entre 0 % et 2 % du revenu d'exploitation du Fonds (sous réserve du paiement minimum décrit en (iv) ci-dessous) sera utilisée.
 - (iv) Malgré ce qui précède, si le rendement global des parts de fiducie pour la période s'établit à plus de 11 %, alors les honoraires de rendement global représenteront au minimum 0,5 % du revenu d'exploitation du Fonds pour cette période.

- (b) *Honoraires de rendement relatif* (minimum de 0 %, maximum de 2 % du revenu d'exploitation du Fonds)

Le rendement relatif d'Enerplus comparativement à huit autres fiducies pétrolières et gazières traditionnelles admissibles au cours de la période visée sera classé selon les distributions payées et la plus-value du prix des parts au cours de cette période. Les honoraires de rendement relatif seront calculés selon un pourcentage égal à 2 % divisé par le nombre de fiducies situées dans la moitié supérieure du classement et séparant Enerplus du premier rang, et on soustrait le produit de cette opération. Si la valeur obtenue est inférieure à zéro, alors aucuns honoraires de rendement relatif ne seront payés. Autrement, les honoraires de rendement relatif correspondront au montant obtenu en multipliant le pourcentage obtenu (et qui ne doit pas excéder 2 % du revenu d'exploitation du Fonds) par le revenu d'exploitation du Fonds. Dans les faits, Enerplus doit se classer au moins au quatrième rang des huit plus grandes fiducies (y compris Enerplus) avant que des honoraires de rendement relatif soient payables.

Les ententes d'honoraires en vertu de la convention de gestion seront révisées annuellement avec le conseil d'administration d'EnerMark.

Les frais de gestion sont calculés à la fin de chaque trimestre ou portion de trimestre et sont payés le dernier jour ouvrable du deuxième mois suivant ce trimestre. Les honoraires de rendement global et les honoraires de rendement relatif sont estimés par EGEM; ils sont présentés au conseil d'administration d'EnerMark et payés le dernier jour ouvrable du deuxième mois suivant ce trimestre. Une fois par année, EGEM présente au conseil d'administration le calcul final des honoraires de rendement global et des honoraires de rendement relatif réels qui seront versés à EGEM à l'égard de cette période. EGEM effectue ensuite un rapprochement entre ce montant et tous les paiements trimestriels de ces honoraires reçus par EGEM relativement à la période applicable, puis elle les redresse en conséquence en se fondant sur le rapprochement effectué.

La convention de gestion prévoit également le règlement de certains frais à EGEM dans la plupart des cas de résiliation. Se reporter à la rubrique « Dispositions en matière de résiliation » ci-dessous.

Dispositions en matière de résiliation

La convention de gestion peut être résiliée par le Fonds, ses filiales ou toute autre entité gérée par EGEM en vertu de la convention de gestion en tout temps sans avoir à verser d'indemnité à EGEM si cette dernière entame une

procédure de faillite, tente d'obtenir la protection d'une loi sur la faillite, consent à la nomination d'un séquestre, interrompt volontairement ses activités habituelles liées à la gestion d'actif ou est déclarée faillie ou insolvable, si un séquestre est nommé à son égard ou si elle omet d'exécuter les obligations importantes qui lui incombent aux termes de la convention de gestion et ne corrige pas ce défaut aux termes de la convention de gestion.

La convention de gestion peut être résiliée conformément à une résolution extraordinaire des porteurs de parts d'Enerplus ou, également, par le conseil d'administration d'EnerMark après avoir donné un avis préalable de 12 mois à EGEM; dans ces deux cas, les frais décrits ci-dessous sont payables à EGEM. EGEM peut résilier la convention de gestion au moyen d'un avis préalable de 12 mois à Enerplus.

Nonobstant la durée restante de la convention de gestion, si la convention est résiliée conformément à une résolution extraordinaire des porteurs de parts d'Enerplus, dans le cadre de la liquidation du Fonds, par suite de la vente par le Fonds de la totalité ou de la quasi-totalité de son actif ou de toute autre façon qui n'est pas autorisée aux termes de la convention de gestion et que EGEM ne reçoit pas un avis préalable de 12 mois relativement à cette résiliation, EGEM aura droit à tous les honoraires et à la rémunération qui lui sont dus au moment de la résiliation. De plus, EGEM aura le droit d'être remboursée de tous les coûts de résiliation, majorés d'un montant équivalant à (i) 40 millions de dollars si la date de prise d'effet de cette résiliation précède le 31 décembre 2003 ou (ii) au montant des honoraires de résiliation multiplié par trois.

Par ailleurs, la convention de gestion peut être résiliée par le conseil d'administration d'EnerMark moyennant un avis préalable écrit de 12 mois donné à EGEM, période pendant laquelle EGEM continuera de toucher les honoraires et la rémunération prévus par la convention de gestion, à la suite de quoi elle recevra le paiement d'un montant égal à (i) 40 millions de dollars si la date proposée de cette résiliation précède le 31 décembre 2003 ou (ii) au montant des honoraires de résiliation multiplié par deux, plus le remboursement de tous les coûts de résiliation. La convention de gestion prévoit également que tout défaut de prolonger chaque année la convention sera considéré comme une résiliation et que, si cet événement survient, EGEM aura le droit de recevoir les honoraires et la rémunération ci-dessus mentionnés qui auraient été payables à EGEM si la convention de gestion avait été résiliée au moyen d'un avis préalable.

La convention de gestion prévoit également que si une personne annonce une opération proposée qui, si elle était conclue, ferait en sorte que cette personne acquière plus de 20 % des parts de fiducie émises et en circulation, la totalité ou quasi-totalité de l'actif du Fonds, ou entraînerait la liquidation du Fonds, ou annonce une opération similaire qui, de l'avis raisonnable d'EGEM, pourrait entraîner la résiliation de la convention de gestion, les honoraires de résiliation qui seraient payables à EGEM si la convention de gestion était résiliée sans avis préalable, plus le montant maximum autorisé des coûts de résiliation qui seraient payables à EGEM en cas de résiliation, devront être versés immédiatement au moment de la résiliation.

Conflits

EGEM figure parmi les sociétés du groupe de Enerplus, lesquelles peuvent gérer un certain nombre d'entités fermées et ouvertes du secteur du pétrole et du gaz naturel et mettre en œuvre des stratégies de gestion, d'exploitation et de mise en valeur similaires à celles qu'adopte Enerplus. Par conséquent, certains administrateurs, dirigeants et employés de EGEM et certains consultants dont EGEM retient les services à l'occasion sont également administrateurs, dirigeants et employés de sociétés du groupe de EGEM ou sont des consultants dont les services ont été retenus par des sociétés du groupe de EGEM qui exercent, pour l'essentiel, les mêmes activités. La convention de gestion renferme des dispositions qui obligent EGEM à divulguer au conseil d'administration d'EnerMark l'existence et la nature de tout conflit d'intérêts particulier, de manière à ce qu'Enerplus, selon le cas, et l'autre partie intéressée soient traitées sur un pied d'égalité, compte tenu de la situation d'Enerplus et de cette partie intéressée, et qui exigent d'EGEM qu'elle agisse honnêtement et de bonne foi dans la résolution de ces questions. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Conflits d'intérêts éventuels » et « Administrateurs et dirigeants ».

Autres questions

La convention de gestion ne peut être cédée par l'une ou l'autre des parties que moyennant un avis préalable écrit de 30 jours et le consentement écrit des autres parties; toutefois, EGEM peut céder la convention à un membre du même groupe qu'EGEM (sous réserve de l'approbation du conseil d'administration d'EnerMark). La convention de gestion ne peut être modifiée que par un écrit portant la signature des parties à la convention, le fiduciaire devant agir en conformité avec les directives du conseil d'administration d'EnerMark relativement à toute modification proposée. La convention de gestion renferme des dispositions selon lesquelles EGEM est tenue d'agir honnêtement, de bonne foi et dans l'intérêt d'Enerplus et de ses porteurs de parts dans l'exécution des fonctions et dans l'exercice des pouvoirs que lui confère la convention de gestion; de plus, EGEM doit faire preuve du degré de soin, de diligence et d'habileté dont ferait preuve dans des circonstances comparables un conseiller et gestionnaire raisonnablement prudent relativement à la gestion de propriétés pétrolières et gazières dans l'Ouest canadien. À la condition que EGEM agisse en conformité avec cette norme de diligence, elle sera indemnisée par Enerplus quant aux obligations ou dépenses qu'elle pourrait engager dans l'exécution de ses fonctions et de ses obligations aux termes de la convention de gestion.

Convention de régie

La convention de régie prévoit certaines questions concernant la régie d'Enerplus et de ses filiales, y compris le droit d'EGEM de nommer trois administrateurs au conseil d'administration d'EnerMark, lequel est composé d'au moins sept et d'au plus onze membres, le reste des administrateurs d'EnerMark devant être élus par les porteurs de parts du Fonds. Les porteurs de parts ont toujours le droit de nommer une majorité des administrateurs d'EnerMark. À la suite de la nomination des administrateurs par les porteurs de parts et par EGEM, le Fonds, à titre d'actionnaire unique d'EnerMark, pourra exercer les droits de vote afférents à ses actions pour élire ces candidats au conseil d'administration. La convention de régie prévoit également que le conseil d'administration d'ERC, qui est une filiale en propriété exclusive d'EnerMark, doit être composé des mêmes personnes que celles qui siègent au conseil d'administration d'EnerMark.

La convention de régie précise que, sauf interdiction expresse indiquée dans l'acte de fiducie et les autres conventions importantes d'Enerplus, le Fonds et EnerMark peuvent exercer les droits de vote afférents à leurs actions d'EnerMark et d'ERC, respectivement. Aux termes de l'acte de fiducie, la capacité d'exercer les droits de vote afférents aux actions d'EnerMark a été déléguée, sauf en certaines circonstances, au conseil d'administration d'EnerMark.

La convention de régie précise que le plein montant de tous dividendes versés par ERC à EnerMark doit être immédiatement payé par EnerMark au Fonds.

Toute personne qui, par la suite, devient propriétaire d'actions d'EnerMark ou d'ERC est 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.

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. 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 à la même époque. Il est proposé que le régime de droits soit renouvelé pour trois autres années par les porteurs de parts d'Enerplus à l'assemblée générale annuelle et extraordinaire des porteurs de parts, qui aura lieu le 25 avril 2002.

DISTRIBUTIONS AUX PORTEURS DE PARTS

Politique en matière de distributions en espèces

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.

Le tableau suivant fait état des distributions en espèces que le Fonds Enerplus Resources et EnerMark Income Fund ont versées à leurs porteurs de parts respectifs avant la fusion. Les montants suivants sont indiqués compte non tenu de la fusion et, par conséquent, ils ne sont pas indiqués sur une base cumulée.

Mois de clôture des registres et date du versement	Montant par part de fiducie	
	Fonds Enerplus Resources	EnerMark Income Fund
Juillet 2000	0,30 \$	0,06 \$
Août 2000	0,43	0,09
Septembre 2000	0,30	0,06
Octobre 2000	0,30	0,06
Novembre 2000	0,75	0,12
Décembre 2000	0,40	0,08
Janvier 2001 ⁽¹⁾	0,40	0,08
Février 2001	0,65	0,13
Mars 2001	0,45	0,09
Avril 2001	0,45	0,09
Mai 2001	0,90	0,17
Juin 2001	0,52	0,09

Le tableau suivant fait état des distributions en espèces qu'Enerplus a versées à ses porteurs de parts après la fusion.

Mois de clôture des registres et date du versement	Montant par part de fiducie
Juillet 2001	0,48 \$
Août 2001	0,50 \$
Septembre 2001	0,45 \$
Octobre 2001	0,40 \$
Novembre 2001	0,40 \$
Décembre 2001	0,35 \$
Janvier 2002 ⁽¹⁾	0,30 \$
Février 2002	0,25 \$
Mars 2002	0,20 \$
Avril 2002 (déclaré)	0,20 \$

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 Inc. compte tenu de la situation financière du Fonds au moment pertinent. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risques ».

CONDITIONS DANS L'INDUSTRIE

Réglementation canadienne

L'industrie du pétrole et du gaz naturel est assujettie à de nombreux contrôles et règlements imposés par divers paliers de gouvernement. On n'entrevoit pas que ces contrôles et règlements auront sur les activités du Fonds et d'ERC une influence bien différente de celle qu'ils pourraient avoir sur d'autres sociétés de pétrole et de gaz naturel de même taille.

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 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. 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 (ONE) une ordonnance approuvant l'exportation. Toute exportation de pétrole réalisée aux termes d'un contrat de plus longue durée exige de l'exportateur qu'il obtienne de l'ONE un permis d'exportation dont la délivrance doit être approuvée par le gouverneur en conseil.

Prix et commercialisation – Gaz naturel

Au Canada, le prix du gaz naturel vendu aux niveaux intraprovincial, interprovincial et international est déterminé par voie de négociation entre les acheteurs et les vendeurs. Le prix que touche un producteur de gaz naturel dépend en partie du prix du gaz naturel et d'autres combustibles concurrents, du type de gaz naturel produit, de l'accès au transport en aval, de la durée du contrat, des conditions météorologiques et de l'équilibre entre l'offre et la demande.

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 dans le cas de périodes supérieures à deux ans, en fonction de facteurs comme la disponibilité des réserves, les ententes de transport et les conditions du marché.

Exportations vers l'extérieur du Canada

Afin d'exporter du pétrole ou du gaz naturel hors du Canada, il faut obtenir certaines approbations réglementaires de l'ONE et du gouvernement du Canada. Les approbations requises dépendent du type d'hydrocarbures destinés à l'exportation et de la durée de l'entente d'exportation proposée.

Redevances et mesures incitatives

Outre les règlements fédéraux, chaque province 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 rentabilité 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 et le locataire. 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 des prix de référence prescrits, de la productivité des puits, de l'emplacement géographique, de la date de découverte du gisement ainsi que du type ou de la qualité des produits pétroliers qui en sont tirés.

Les gouvernements du Canada, de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan ont à l'occasion mis en œuvre 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 une meilleure planification des tâches, mais la tendance vise plutôt à supprimer ces types de

programmes en faveur de programmes à long terme ayant des effets plus prévisibles 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 verse Enerplus aux gouvernements provinciaux.

Réglementation environnementale canadienne

Le secteur du pétrole et du gaz naturel doit actuellement se plier à la réglementation environnementale prévue 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. Ces lois peuvent avoir une incidence sur l'emplacement des puits et des installations ainsi que sur la mesure dans laquelle des travaux d'exploration et de mise en valeur sont autorisés. En outre, les lois exigent que, lorsque des puits et des installations ne servent plus, les terrains sur lesquels ils se trouvent soient remis en état à la satisfaction des autorités provinciales. Le non-respect de ces lois peut entraîner l'imposition d'amendes et de pénalités, la suspension ou l'annulation des permis et des autorisations nécessaires, des restrictions relativement au transfert des sites où se trouvent les puits et les installations ainsi que des poursuites civiles pour les dommages causés par la pollution. En Alberta, les exigences en matière de protection de l'environnement sont prévues par la loi intitulée Alberta Environmental Protection and Enhancement Act (l'AEPEA) depuis le 1^{er} septembre 1993. En plus de remplacer un certain nombre d'anciennes lois qui portaient sur les questions environnementales, l'AEPEA impose aussi de nouvelles exigences quant aux responsabilités par rapport au respect de la réglementation environnementale, à la production de rapports et à la surveillance. Cette loi prévoit par ailleurs des normes environnementales plus sévères auxquelles doivent se conformer les exploitants du secteur du pétrole et du gaz naturel en Alberta. Dans certains cas, elle impose aussi des amendes et des pénalités plus importantes en cas de violation. L'AEPEA permet également une plus grande participation du public dans les évaluations environnementales et la mise en application de mesures.

FACTEURS DE RISQUE

Le texte qui suit présente certains facteurs de risque ayant trait à l'entreprise d'Enerplus que les acquéreurs éventuels devraient analyser soigneusement avant de décider d'acquérir des parts de fiducie. Il ne s'agit que d'un résumé de certains facteurs de risque qui doit être lu à la lumière de l'information détaillée qui paraît ailleurs dans la présente notice annuelle de renouvellement.

Fiducie à vocation limitée

Le Fonds est une fiducie à vocation limitée qui dépend entièrement de l'exploitation et des éléments d'actif de ses filiales par l'entremise de la propriété par le Fonds des titres de ces filiales et des redevances ainsi que des titres de créance qu'elles émettent. Enerplus tirera ses revenus de la production de pétrole brut et de gaz naturel provenant de ses propriétés existantes et devra faire face aux risques et aux incertitudes généralement associés au secteur du pétrole et du gaz naturel. Étant donné qu'Enerplus a principalement pour mission de tirer parti d'occasions de croissance par la mise en valeur de réserves existantes et l'acquisition de nouvelles propriétés, sa participation dans le secteur de l'exploration pétrolière et gazière est minime. En conséquence, si les réserves de pétrole et de gaz naturel associées aux propriétés d'Enerplus au Canada ne sont pas renouvelées grâce à de nouveaux travaux de mise en valeur ou à l'acquisition d'autres propriétés pétrolières et gazières, il pourrait en résulter une incidence négative sur la capacité d'Enerplus de continuer à générer des rentrées de fonds en vue des distributions aux porteurs de parts.

Exploitation et mise en valeur

Les risques liés à l'exploitation et à la mise en valeur découlent de l'incertitude des résultats obtenus lors de la prospection et de la production de pétrole et de gaz naturel à l'aide de méthodes scientifiques imparfaites. Ces risques sont atténués par l'utilisation d'un personnel hautement compétent, la concentration des efforts d'exploitation dans des régions qu'Enerplus ou des personnes à qui elle peut faire appel connaissent bien, l'utilisation d'une technologie de pointe pour améliorer les méthodes et le contrôle des coûts pour obtenir les rendements les plus élevés possible. Enerplus fera appel à des techniques perfectionnées du secteur du pétrole et du

gaz naturel, comme la sismographie tridimensionnelle, des études de gisements en simulation et le forage de puits horizontaux pour améliorer ses chances de découvrir, de mettre en valeur et de produire du pétrole et du gaz naturel.

Activités

Les activités d'Enerplus sont exposées à tous les risques normalement associés à l'exploitation et à la mise en valeur de propriétés pétrolières et gazières ainsi qu'au forage de puits de pétrole et de gaz naturel, notamment les risques liés aux formations ou pressions imprévues, aux éruptions, aux cratères et aux incendies, qui constituent autant de situations pouvant être à l'origine de blessures corporelles, de pertes de vie et de dommages à la propriété d'Enerplus et d'autrui. Enerplus a adopté des politiques en matière de sécurité et d'environnement pour protéger ses exploitants et ses employés ainsi que pour respecter les exigences de la réglementation en vigueur dans les endroits où ils exercent leurs activités. En outre, Enerplus est titulaire de polices d'assurance responsabilité pour des montants qu'elle juge suffisants; toutefois, ces assurances ne couvrent pas intégralement tous ces risques, lesquels ne sont pas tous assurables. Enerplus peut également souscrire une assurance contre les pertes d'exploitation pour certaines installations si une telle garantie est disponible. Enerplus peut être tenue responsable de dommages découlant d'événements contre lesquels elle ne peut s'assurer ou si elle décide de ne pas le faire à cause du coût élevé des primes ou pour d'autres raisons. Les coûts engagés pour réparer de tels dommages ou s'acquitter de telles obligations réduiront les paiements versés au Fonds par les filiales en exploitation.

Le maintien de la production d'une propriété et, dans une certaine mesure, sa commercialisation dépendent en grande partie des capacités de l'exploitant de la propriété. Si un exploitant ne s'acquitte pas de ces fonctions adéquatement, les revenus peuvent être réduits. Les paiements découlant de la production passent habituellement par l'entremise de l'exploitant, et il existe certains risques de retards ou de frais supplémentaires touchant la réception de ces revenus, si l'exploitant devient insolvable. Bien que les titres de propriété fassent l'objet d'un examen adéquat et conforme aux normes de l'industrie, de tels examens ne garantissent pas ni ne certifient qu'il n'existe aucune faille dans la chaîne de titres pouvant nuire à la revendication de certaines propriétés par Enerplus. De telles circonstances pourraient entraîner la réduction des paiements versés au Fonds par les filiales en exploitation.

Prix du pétrole et du gaz naturel

Les résultats d'exploitation et la situation financière d'Enerplus et, par conséquent, les montants versés au Fonds par ses filiales dépendent des prix auxquels est vendue sa production de pétrole et de gaz naturel. Les prix du pétrole et du gaz naturel ont fluctué grandement ces dernières années et ils subissent l'effet des variations de l'offre et de la demande liées notamment aux conditions météorologiques et économiques en général et à des circonstances propres aux autres régions productrices, facteurs indépendants de la volonté d'Enerplus. Toute diminution des prix du pétrole et du gaz naturel pourrait avoir des conséquences néfastes sur l'exploitation d'Enerplus, sa situation financière, la valeur de ses réserves et le niveau des dépenses consacrées à la mise en valeur de ses réserves de pétrole et de gaz naturel. Les prix mondiaux du pétrole sont indiqués en dollars américains; donc, le prix reçu par les producteurs canadiens varie en fonction du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain, qui peut fluctuer avec le temps. Toute hausse importante de la valeur du dollar canadien peut avoir une incidence négative sur le revenu de production net d'Enerplus. Enerplus et EGEM peuvent gérer le risque engendré par les changements des prix des marchandises et des taux de change en faisant le nécessaire pour qu'Enerplus conclue, de temps à autre, des contrats de couverture relatifs au prix du pétrole ou du gaz naturel, ainsi que des contrats à terme de devises. Dans la mesure où Enerplus s'engage dans des activités de gestion des risques liés aux prix des marchandises et aux taux de change, elle sera soumise à des risques de crédit afférents aux parties avec lesquelles elle contracte.

Dépenses en capital

Le moment où des dépenses en capital seront effectuées ainsi que leur montant influenceront directement sur le montant des revenus à distribuer aux porteurs de parts. Les distributions peuvent être réduites, ou parfois même éliminées, lorsque d'importantes dépenses en capital ou autres sont effectuées. La rareté ou la disparition de sources externes de capital, comme l'émission de parts de fiducie supplémentaires, diminuerait la capacité d'Enerplus de faire les dépenses en capital nécessaires pour maintenir, ou agrandir, leurs réserves de pétrole et de gaz et investir dans des

éléments d'actif. Si Enerplus devait utiliser des rentrées nettes distribuables pour financer des dépenses en capital ou des acquisitions de propriétés ou d'éléments d'actif, le revenu distribuable s'en trouverait réduit.

Service de la dette

Enerplus dispose de facilités de crédit non garanties. Les variations des taux d'intérêt et des remboursements de capital prévus, s'ils sont exigés aux termes des conventions bancaires, pourraient entraîner des modifications importantes des sommes requises pour le service de la dette avant le paiement de tout autre montant au Fonds par les filiales en exploitation. Certaines clauses restrictives que contiennent les conventions conclues avec les prêteurs pourraient aussi restreindre les paiements versés au Fonds par les filiales en exploitation. Même si les marges de crédit bancaire devraient normalement suffire, rien n'assure qu'elles permettront de remplir les obligations financières d'Enerplus ou que des sommes supplémentaires pourront être obtenues.

Si Enerplus devenait incapable de payer les frais du service de la dette ou si elle se trouvait en situation de défaut, comme une faillite, les prêteurs pourraient avoir priorité de rang sur les titres ou les redevances des filiales en exploitation qui sont détenus par le Fonds.

Retards dans les distributions en espèces

Outre les délais habituels afférents au paiement du pétrole et du gaz naturel par les acheteurs aux exploitants des propriétés d'Enerplus et par l'exploitant à Enerplus, les paiements entre ces parties peuvent aussi être retardés par des restrictions imposées par les prêteurs, des délais dans la vente ou la livraison de produits, des délais dans le raccordement de puits à un réseau de collecte, des éruptions ou d'autres accidents, le recouvrement par l'exploitant des dépenses engagées pour l'exploitation des propriétés ou l'établissement, par l'exploitant, de réserves pour couvrir de telles dépenses.

Réserves

Bien que Sproule et EGEM aient préparé les calculs des réserves d'Enerplus en utilisant des méthodes d'estimation des réserves conformes à celles normalement suivies dans l'industrie et qu'elles soient d'avis que ces méthodes ont été vérifiées l'expérience passée en matière d'exploitation, il n'en demeure pas moins que ces données sont estimatives et qu'aucune assurance ne peut être donnée quant aux niveaux des réserves qui seront produites. Les réserves probables estimées pour les propriétés peuvent devoir être révisées en fonction des stratégies de mise en valeur qui seront utilisées pour les prouver. Les réserves estimées peuvent également être touchées par les fluctuations des prix du pétrole et du gaz naturel. Toute baisse des réserves d'Enerplus qui ne serait pas compensée par l'acquisition ou la mise en valeur de réserves supplémentaires pourrait être à l'origine d'une diminution de la valeur sous-jacente des parts de fiducie pour les porteurs de parts.

Les rapports sur les réserves mentionnés sous la rubrique « Réserves de pétrole et de gaz naturel » ont été préparés en utilisant certaines hypothèses de prix des marchandises qui sont décrites dans les notes figurant sous les tableaux des réserves. Si des prix plus bas pour le pétrole brut, les LGN et le gaz naturel sont réalisés par Enerplus et qu'ils remplacent les hypothèses de prix utilisées dans ces rapports sur les réserves, la valeur actualisée des rentrées nettes futures estimatives pour les réserves d'Enerplus serait réduite et cette réduction pourrait être importante, particulièrement en se fondant sur les hypothèses de scénarios de prix constants.

Admissibilité aux fins de placement

Si Enerplus cesse d'être admissible à titre de « fiducie de fonds communs de placement », les parts de fiducie cesseront de constituer des placements admissibles pour les REER, les FERR, les REEE et les RPDB (collectivement, les *régimes exonérés*). Si, à la fin d'un mois donné, un régime exonéré détient des parts de fiducie qui ne sont pas des placements admissibles, il devra, en vertu de la partie XI.1 de la *Loi de l'impôt* (Canada), payer, à l'égard de ce mois, un impôt correspondant à 1 % de la juste valeur marchande des parts de fiducie au moment où il les a acquises. De plus, lorsqu'une fiducie régie par un REER ou un FERR détient des parts de fiducie qui ne sont pas des placements admissibles, elle est imposable sur son revenu attribuable aux parts de fiducie pendant que celles-ci ne constituaient

pas des placements admissibles. Les REEE qui détiennent des parts de fiducie qui ne sont pas des placements admissibles peuvent voir leur enregistrement révoqué par l'Agence des douanes et du revenu du Canada.

Si Enerplus cesse d'être admissible à titre de fiducie de fonds commun de placement, elle sera dans l'obligation de payer un impôt en vertu de la partie XII.2 de la *Loi de l'impôt* (Canada). Le paiement d'un impôt en vertu de la partie XII.2 par Enerplus peut avoir des incidences fiscales défavorables pour certains porteurs de parts, y compris les non-résidents et les régimes exonérés qui ont acquis une participation dans Enerplus directement ou indirectement d'un autre porteur de parts.

Questions environnementales

L'industrie du pétrole et du gaz naturel est assujettie à des normes environnementales prévues par la législation locale, provinciale et fédérale. La violation de cette législation peut entraîner l'imposition d'amendes ou la délivrance d'ordonnances de nettoyage concernant Enerplus ou ses propriétés. Cette législation peut être modifiée afin d'imposer des normes et des obligations plus onéreuses à Enerplus, et rien ne garantit qu'Enerplus sera en mesure de satisfaire aux obligations environnementales et de remise en état qui lui incomberont à l'avenir. En outre, l'impact probable sur l'exploitation et les activités d'Enerplus du traité de Kyoto de décembre 1997 relativement à l'introduction de mesures visant à réduire les gaz à effet de serre est difficile à évaluer pour le moment, étant donné qu'aucune mesure précise visant à respecter les engagements du Canada n'a encore été mise au point et que le traité lui-même peut être modifié ou annulé.

Les coûts réels de remise en état ou d'abandon de sites engagés dans le cours normal des affaires pendant une période précise sont déduits aux fins du calcul du revenu payé au Fonds par ses filiales, et ils réduiront le montant du revenu distribuable disponible aux fins de distribution aux porteurs de parts.

Dépendance envers la direction

Les porteurs de parts dépendront de la direction d'Enerplus et d'EGEM pour ce qui est de l'administration et de la gestion de toutes les questions concernant Enerplus, ses activités et son administration. La perte des services de personnes clés ou la résiliation de la convention de gestion pourrait avoir une incidence défavorable sur Enerplus. Enerplus exploite actuellement environ 65 % de sa production quotidienne totale. Les épargnants qui ne sont pas disposés à s'en remettre à la gestion d'Enerplus et d'EGEM devraient s'abstenir d'investir dans les parts de fiducie.

Épuisement des réserves

Enerplus a certaines caractéristiques particulières qui la différencient des autres membres de l'industrie pétrolière et gazière. Les distributions de revenus tirés de la production de pétrole brut et de gaz naturel, à moins de hausses des prix des marchandises, d'acquisitions rentables et d'activités de mise en valeur, diminueront à la longue de concert avec la baisse de production des réserves typiques de pétrole, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel. Enerplus ne réinvestira pas les rentrées nettes de la même façon que les autres membres de l'industrie. Par conséquent, à défaut d'apports de capitaux, les niveaux de production et les réserves initiaux d'Enerplus diminueront.

Les réserves et la production futures de pétrole et de gaz naturel d'Enerplus, et par conséquent ses rentrées nettes, seront étroitement liées au succès qu'elle connaîtra dans l'exploitation de ses réserves et l'acquisition de réserves additionnelles. Sans l'ajout de réserves par le truchement d'activités d'acquisition ou de mise en valeur, les réserves et la production d'Enerplus diminueront à la longue au fur et à mesure de l'exploitation des réserves.

Le fait pour les sources externes de capitaux, notamment l'émission de parts de fiducie additionnelles, de devenir restreintes ou non disponibles pourrait diminuer la capacité d'Enerplus à effectuer les investissements en capital nécessaires pour maintenir ou accroître ses réserves de pétrole et de gaz naturel. Si Enerplus était tenue d'employer des rentrées nettes pour financer des dépenses en capital ou des acquisitions de propriétés, le niveau du revenu distribuable pourrait en être réduit.

Rien ne garantit qu'Enerplus et EGEM réussiront à développer ou à acquérir des réserves additionnelles selon des modalités qui répondent aux objectifs d'investissement d'Enerplus.

Financement additionnel

Le fait pour les sources externes de capitaux, notamment l'émission de parts de fiducie additionnelles, de devenir restreintes ou non disponibles pourrait diminuer la capacité d'Enerplus à effectuer les investissements en capital nécessaires pour maintenir ou accroître ses réserves de pétrole et de gaz naturel. Si Enerplus était tenue d'employer des rentrées nettes pour financer des dépenses en capital ou des acquisitions de propriétés, le niveau du revenu distribuable pourrait en être réduit.

Concurrence

Il existe une vive concurrence dans toutes les facettes de l'industrie pétrolière et gazière. Enerplus et EGEM rivalisent en ce qui concerne les capitaux, le personnel qualifié, les terrains non mis en valeur, les acquisitions de réserves, l'accès aux plates-formes de forage, aux plates-formes de maintenance et à d'autres pièces d'équipement, l'accès aux installations de traitement, aux pipelines et aux raffineries et tous les autres aspects de leurs activités avec un nombre considérable d'organismes dont bon nombre peuvent compter sur des ressources techniques et financières supérieures à celles d'Enerplus et d'EGEM. Certains de ces organismes procèdent non seulement à l'exploration, au développement et à la production de pétrole et de gaz naturel, mais aussi à des opérations de raffinage, et ils commercialisent le pétrole et d'autres produits à l'échelle mondiale, ce qui leur procure un bassin de ressources bien plus diversifié.

Remboursement de capital

Les parts de fiducie n'auront aucune valeur lorsque les réserves des propriétés d'Enerplus ne pourront plus être mises en production ou commercialisées de façon rentable et, par conséquent, les distributions en espèces ne constituent pas un « rendement » au sens traditionnel, puisqu'elles représentent tant un remboursement de capital qu'un rendement de placement. Les porteurs de parts devront puiser le remboursement du capital investi dans les rentrées nettes tirées des placements qu'ils ont effectués dans les parts de fiducie pendant la période au cours de laquelle des réserves peuvent être récupérées de façon rentable.

Conflits d'intérêts éventuels

Dans certaines circonstances, les intérêts d'EGEM, des membres de son groupe ou des entités gérées par ces parties peuvent entrer en conflit avec ceux d'Enerplus et de ses porteurs de parts. EGEM ou les membres de son groupe peuvent acquérir des propriétés ou des entités pétrolières et gazières pour leur propre compte ou pour le compte d'autres personnes qu'Enerplus et ils peuvent gérer et administrer ces autres propriétés ou entités ainsi que s'adonner à d'autres activités de gestion, de consultation et d'investissement dans le secteur de l'énergie. Ni EGEM ni les membres de sa direction ou de son groupe n'exerceront d'activités à plein temps pour le compte d'Enerplus et, lorsqu'ils agissent pour leur propre compte ou pour le compte de tiers, ils peuvent à l'occasion se livrer concurrence quant aux intérêts d'Enerplus et de ses porteurs de parts.

Pour résoudre ces conflits d'intérêts, EGEM prendra des décisions en tenant compte des objectifs et des ressources financières de chaque groupe de parties intéressées, des limitations temporelles visant l'investissement de ces ressources financières et des efficacies d'exploitation, compte tenu des avoirs fonciers de chaque groupe de parties intéressées à ce moment-là, et de ses obligations envers chaque groupe. EGEM déploiera tous les efforts raisonnables afin de résoudre ces conflits d'une façon qui mènera à un traitement équitable d'Enerplus, selon le cas, et des autres parties intéressées, compte tenu de toutes les circonstances dans lesquelles se trouvent Enerplus, selon le cas, et les parties intéressées, et agira honnêtement et de bonne foi dans la résolution de ces questions.

Il peut également arriver que des membres du conseil d'administration d'EnerMark ou d'EGEM agissent à titre d'administrateurs ou de dirigeants de sociétés ou d'autres entités de l'industrie pétrolière et gazière dont les intérêts

font concurrence à ceux d'Enerplus. Rien ne garantit que les occasions que repèrent ces membres du conseil seront soumises à Enerplus.

Nature des parts de fiducie

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 des filiales en exploitation d'Enerplus. Les parts de fiducie diffèrent aussi des titres de créance traditionnels dans le sens où aucun capital n'est directement dû aux porteurs de parts. Les parts de fiducie représentent une participation dans le Fonds. En tant que porteurs des parts de fiducie, les porteurs de parts ne bénéficient pas des droits normalement rattachés par la loi à la propriété d'actions d'une société, notamment du droit d'entamer des recours en cas d'actions abusives ou dérivées. Les éléments d'actif du Fonds sont les actions et certain titres de créance non garantis de ses filiales en exploitation ainsi que des redevances octroyées par celles-ci, et ils peuvent également comprendre certains autres placements permis en vertu de l'acte de fiducie. Le prix par part de fiducie est établi en fonction du revenu distribuable prévu, des propriétés pétrolières et gazières acquises par Enerplus ainsi que de la capacité de réaliser une croissance à long terme de la valeur d'Enerplus. Le cours des parts de fiducie réagira à diverses conditions du marché, notamment aux taux d'intérêt et à la capacité d'Enerplus d'acquérir des propriétés pétrolières et gazières appropriées. L'évolution de la conjoncture des marchés peut toucher défavorablement le cours des parts de fiducie.

Responsabilité limitée des porteurs de parts

L'acte de fiducie prévoit qu'aucun porteur de parts ne fera l'objet de responsabilité personnelle en ce qui a trait au Fonds ou à ses obligations et ses affaires, et que les réclamations de toute nature en découlant ou relatives à celles-ci ne doivent être réglées que sur l'actif du Fonds. En outre, l'acte de fiducie prévoit qu'aucun porteur de parts n'est tenu d'indemniser ou de rembourser le fiduciaire des obligations qui lui incombent à l'égard des impôts ou obligations que le Fonds ou le fiduciaire doit payer ou remplir et que ces obligations ne pourront être exécutées et acquittées que sur l'actif du Fonds. Malgré ce qui précède, et en raison des incertitudes que renferme la législation s'appliquant aux fiducies de placement telles le Fonds, il peut arriver qu'un porteur de part soit tenu personnellement responsable des obligations du Fonds dans la mesure où des réclamations ne sont pas réglées par le Fonds. Il est prévu que les activités du Fonds seront exercées, sur l'avis des conseillers juridiques, d'une manière établie et dans des territoires déterminés de façon à éviter autant que possible que les porteurs de parts soient trouvés responsables de façon importante à l'égard de réclamations présentées contre le Fonds. Quoi qu'il en soit, on considère que le risque de responsabilité personnelle d'un porteur de parts canadien est minime, particulièrement lorsque les bénéficiaires ne contrôlent pas les activités journalières de la fiducie et qu'il n'y a aucun contact direct entre les bénéficiaires de la fiducie et les parties qui ont conclu un accord avec la fiducie; chacune de ces conditions a été respectée dans le cas d'Enerplus et de ses actionnaires.

Modifications législatives

Rien ne garantit que les lois fiscales et les programmes incitatifs gouvernementaux concernant l'industrie pétrolière et gazière, notamment ceux qui concernent le statut de fiducie de fonds communs de placement et la déduction relative à des ressources, ne seront pas modifiés d'une façon défavorable pour Enerplus et ses porteurs de parts. Rien ne garantit que l'Agence des douanes et du revenu du Canada ou que l'*Internal Revenue Service* des États-Unis accepteront le mode de calcul du revenu à des fins fiscales préconisé par Enerplus ou que ces entités ne modifieront pas leurs pratiques administratives au détriment d'Enerplus ou de ses porteurs de parts.

Droit de rachat au gré du porteur

On prévoit que le droit de rachat au gré du porteur ne constituera pas pour les porteurs de parts leur moyen principal de liquider leur placement. Les distributions en espèces sont assujetties à certaines restrictions et les titres qui pourraient être distribués en nature aux porteurs de parts dans le cadre d'un rachat au gré du porteur ne seront pas inscrits à la cote d'une bourse, et on ne s'attend pas qu'un marché se développe pour ces titres. De plus, la loi peut imposer des restrictions en matière de revente aux bénéficiaires de titres conformément au droit de rachat au gré du porteur.

INFORMATION FINANCIERE CONSOLIDEE CHOISIE

Le tableau qui suit présente l'information financière consolidée choisie d'Enerplus pour les trois derniers exercices.

Analyse détaillée de statistiques portant sur trois exercices

(en milliers de dollars, sauf les montants par part de fiducie)	Exercice terminé le 31 décembre		
	2001	2000	1999
Information financière			
Ventes brutes de pétrole et de gaz	639 397 \$	343 182 \$	169 541 \$
Rentrées nettes liées à l'exploitation	340 246	176 366	80 965
Par part de fiducie	6,20	6,57	3,94
Bénéfice net	180 269	82 150	25 754
Par part de fiducie – de base	3,28	3,06	1,25
Par part de fiducie – dilué	3,28	3,05	1,25
Dépenses en immobilisations (montant net)	152 216	65 844	12 136
Total de l'actif	2 284 253	1 567 952	576 901
Dette à long terme	412 589	275 944	131 315
Espèces disponibles pour distribution			
Rentrées nettes liées à l'exploitation	340 246	176 366	80 965
Coûts liés à la restauration et à l'abandon des lieux	2 628	1 471	1 124
Espèces retenues pour réduction de la dette	(48 850)	(11 746)	(3 900)
Flux de trésorerie du Fonds Enerplus Resources (avant le regroupement)	16 870	-	-
Charges à payer	5 560	-	-
Flux de trésorerie liés à l'exploitation de Pursuit Resources Corp., déduction faite des espèces retenues pour réduction de la dette	-	2 090	-
Espèces disponibles pour distribution	<u>316 454 \$</u>	<u>168 181 \$</u>	<u>78 189 \$</u>
Par part de fiducie	<u>5,67 \$</u>	<u>5,49 \$</u>	<u>3,70 \$</u>

Les données financières ci-dessus sont tirées des états financiers consolidés vérifiés d'Enerplus pour les exercices terminés les 31 décembre 2001, 2000 et 1999. Les états financiers consolidés vérifiés ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada. Se reporter à la note 2 des états financiers consolidés annuels vérifiés d'Enerplus de l'exercice terminé le 31 décembre 2001 pour une description des principales conventions comptables d'Enerplus.

Distributions en espèces aux porteurs de parts

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

ANALYSE PAR LA DIRECTION DE LA SITUATION FINANCIERE ET DES RESULTATS D'EXPLOITATION

L'analyse par la direction de la situation financière et des résultats d'exploitation pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001, telle qu'elle figure aux pages 33 à 52 du rapport annuel du Fonds pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001, est intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle de renouvellement.

MARCHE POUR LA NEGOCIATION DES TITRES

Les parts de fiducie sont inscrites, aux fins de négociation, à la cote de 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

À l'exception des trois administrateurs d'EnerMark qui, aux termes de la convention de régie, sont nommés par EGEM, les administrateurs d'EnerMark sont élus par les porteurs de parts du Fonds à chaque assemblée annuelle des porteurs de parts, leur mandat se terminant à l'assemblée annuelle suivante ou à l'élection ou à la nomination de leur successeur. Se reporter à la rubrique « Convention de régie ». 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
André Bineau ⁽²⁾ Montréal (Québec)	Février 1996	Vice-président de l'Association de bienfaisance et de retraite des policiers et policières de la Ville de Montréal (régime de retraite municipal)
Derek J.M. Fortune ⁽⁴⁾⁽⁵⁾⁽⁶⁾ Ottawa (Ontario)	Juin 2001	Secrétaire et gestionnaire, fonds de pension de la ville d'Ottawa (régime de retraite municipal)
Gordon J. Kerr ⁽⁵⁾⁽⁷⁾⁽¹⁰⁾ Calgary (Alberta)	Mai 2001	Président et chef de la direction d'EGEM depuis mai 2001 (et chef des services financiers d'EGEM jusqu'à décembre 2001). Vice-président directeur et chef des services financiers d'EGEM depuis janvier 2001. Auparavant, premier vice-président, Services financiers, EGEM depuis septembre 2000. Auparavant, vice-président, Finances et chef des services financiers, EGEM depuis 1998. Auparavant, conseiller en développement stratégique d'EGEM depuis 1996.
Douglas R. Martin ⁽¹⁾⁽⁴⁾⁽⁵⁾⁽⁸⁾ Calgary (Alberta)	Juillet 2000	Président, Charles Avenue Capital Corp. (société fermée de services bancaires) depuis avril 2000. Auparavant, président du conseil de Pursuit Resources Corp. (société d'exploration et de production pétrolière et gazière)
Arne Nielsen ⁽³⁾⁽⁶⁾ Calgary (Alberta)	Juin 2001	Président du conseil de Shinningbank Energy Management Inc. (gestionnaire d'une fiducie de placement du secteur de l'énergie)
Robert Normand ⁽²⁾⁽⁴⁾⁽⁶⁾ Montréal (Québec)	Juin 2001	Homme d'affaires
Éric P. Tremblay ⁽³⁾⁽⁷⁾⁽¹⁰⁾ Calgary (Alberta)	Janvier 2001	Premier vice-président, Marchés des capitaux, EGEM, depuis septembre 2000. Auparavant, premier vice-président, Expansion de l'entreprise, EGEM depuis janvier 2000. Auparavant, vice-président, Expansion de l'entreprise, EGEM depuis 1996.
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 ⁽⁷⁾⁽⁹⁾ Houston (Texas)	Janvier 2001	Directeur général, EnCap Investments L.L.C. (filiale en propriété exclusive de 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, d'Arne Nielsen et d'Éric Tremblay.
- (4) Le comité de régie d'entreprise est composé de Douglas R. Martin, président, de Robert Normand et de Derek J. M. Fortune.
- (5) Le comité de la rémunération et des ressources humaines est composé de Derek J. M. Fortune, président, de Douglas R. Martin et de Gordon J. Kerr.
- (6) Avant la fusion d'Enerplus et d'EnerMark Income Fund le 21 juin 2001, Derek J. M. Fortune, Arne Nielsen 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, M. Nielsen était administrateur d'ERC depuis juin 2000 et M. Normand était administrateur d'ERC depuis mars 1998.
- (7) Nommés par EGEM aux termes de la convention de gestion.
- (8) De 1991 à 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 libérée 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.
- (9) À 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 à ce moment-là, à titre de représentant de son employeur, EnCap Investments L.L.C., qui avait consenti un certain financement à Benz. Le 8 novembre 2000, Benz a déposé conjointement avec Texstar Petroleum Inc., sa filiale en propriété exclusive, une demande de protection en vertu de la loi américaine sur la faillite. 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.
- (10) Avant le 21 juin 2001, les fonctions d'EGEM à titre de principale société de gestion du Fonds Enerplus Resources étaient assumées par Enerplus Energy Services Ltd. (« EES »), société fermée dont EGEM était propriétaire. Toute référence à EGEM dans le tableau ci-dessus portant sur une date antérieure au 21 juin 2001 doit être interprétée comme une référence à EES, mais, pour simplifier le texte, le terme EGEM a été utilisé pour la totalité du tableau.

Dirigeants d'EnerMark et d'EGEM

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

Nom et municipalité de résidence	Poste auprès d'EnerMark	Poste auprès d'EGEM	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	Président et chef de la direction d'EGEM depuis mai 2001 (et chef des services financiers d'EGEM jusqu'à décembre 2001). Auparavant, vice-président directeur et chef des services financiers d'EGEM depuis janvier 2001. Auparavant, premier vice-président, Services financiers, EGEM depuis septembre 2000. Auparavant, vice-président, Finances et chef des services financiers, EGEM depuis 1998. Auparavant, consultant en développement stratégique, EGEM depuis 1996.
Heather J. Culbert Calgary (Alberta)	Première vice-présidente, Services internes	Première vice-présidente, Services internes	Première vice-présidente, Services internes d'EGEM depuis mars 2001. Auparavant, vice-présidente, Systèmes d'information de gestion et administration d'EGEM depuis 1996.

Nom et municipalité de résidence	Poste auprès d'EnerMark	Poste auprès d'EGEM	Occupation principale au cours des cinq dernières années⁽¹⁾
Garry A. Tanner Calgary (Alberta)	s.o.	Premier vice-président, Prospection de la clientèle	Premier vice-président, Prospection de la clientèle, EGEM, depuis août 2001 (et premier vice-président d'El Paso Merchant Energy (société bancaire d'investissement) depuis 2000) Auparavant, premier vice-président, EnCap Investments L.L.C. (filiale en propriété exclusive de El Paso Corporation qui fournit du financement privé par capitaux propres aux sociétés du secteur pétrolier et gazier) depuis 1997.
Éric P. Tremblay Calgary (Alberta)	Premier vice-président, Marchés des capitaux	Premier vice-président, Marchés des capitaux	Premier vice-président, Marchés des capitaux, EGEM, depuis septembre 2000. Auparavant, premier vice-président, Expansion de l'entreprise, EGEM depuis janvier 2000. Auparavant, vice-président, Expansion de l'entreprise, EGEM depuis 1996.
Robert J. Waters Calgary (Alberta)	Premier vice-président et chef des services financiers	Premier vice-président et chef des services financiers	Premier vice-président et chef des services financiers, EGEM, depuis janvier 2001. Auparavant, vice-président, Finances et chef des services financiers de Pengrowth Corporation depuis juin 1998. Auparavant trésorier de Norcen Energy Resources Limited (société d'exploration et de production pétrolière et gazière) depuis 1988.
Jo-Anne M. Caza Calgary (Alberta)	Vice-présidente, Relations avec les investisseurs	s.o.	Vice-présidente, Relations avec les investisseurs, Enerplus, depuis janvier 2000. Auparavant, directrice, Relations avec les investisseurs, Enerplus, depuis 1998. Auparavant, superviseure, Relations avec les investisseurs, Enerplus, depuis 1996.
Daryl W. Cook Calgary (Alberta)	Vice-président, Exploitation	s.o.	Vice-président, Exploitation, Enerplus, depuis 1997. Auparavant, vice-président, Exploitation et terrains, Enerplus.
Dorothy J. Else Calgary (Alberta)	Vice-présidente, Terrains	s.o.	Vice-présidente, Terrains, Enerplus, depuis 1998. Auparavant, directrice des terrains, Enerplus.
Wayne T. Foch Calgary (Alberta)	Vice-président, Finances	s.o.	Vice-président, Finances, Enerplus, depuis février 2001. Auparavant, trésorier, EMR Resource Management Ltd. (société de gestion d'EnerMark Income Fund), depuis avril 1996.
I. Laura Pierrot Calgary (Alberta)	Vice-présidente et trésorière	s.o.	Vice-présidente et trésorière, Enerplus, depuis février 2001. Auparavant, trésorière, Enerplus.
Darrell Shaw Calgary (Alberta)	Vice-président, Exploitation	s.o.	Vice-président, Exploitation, Enerplus, depuis 1998. Auparavant, directeur général, Exploitation, Enerplus.

Nom et municipalité de résidence	Poste auprès d'EnerMark	Poste auprès d'EGEM	Occupation principale au cours des cinq dernières années ⁽¹⁾
Gerald F. Stevenson Calgary (Alberta)	Vice-président, Acquisitions	s.o.	Vice-président, Acquisitions, Enerplus, depuis octobre 2001. Auparavant, conseiller chez Waterous & Co. (cabinet de consultation financière pour l'industrie pétrolière et gazière) depuis février 2000. Auparavant, conseiller, Hurricane Hydrocarbons Ltd. (« HHC ») (société d'exploration et de production pétrolière et gazière) d'avril 1999 à décembre 1999. Auparavant, président par intérim et chef de la direction, HCC, depuis octobre 1998. Auparavant, vice-président, Production, HCC, depuis avril 1998. Auparavant, conseiller auprès de Mercantile Latin America (société pétrolière et gazière) de septembre 1997 à février 1998. Auparavant, associé, Waterous & Co. depuis juillet 1993.
Wayne Ford Calgary (Alberta)	Contrôleur	s.o.	Contrôleur, Enerplus, depuis août 2001. Auparavant, contrôleur, 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, Applied Terravision Systems Inc. (fabricant de logiciels), depuis octobre 1996.
Ian Dundas Calgary (Alberta)	s.o.	Vice-président	Vice-président, 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.
Larry Titley Calgary (Alberta)	s.o.	Trésorier	Trésorier, EGEM, depuis janvier 1998. Auparavant, directeur des rapports financiers et de la comptabilité, EGEM, depuis juin 1996.
Christina S. Meeuwssen Calgary (Alberta)	Secrétaire générale	Secrétaire générale	Secrétaire générale, EGEM. depuis 1996.
Joanne Danyschuk Calgary (Alberta)	Secrétaire générale adjointe	Secrétaire générale adjointe	Secrétaire générale adjointe, EGEM, depuis 1997. Auparavant, adjointe juridique, Blake, Cassels & Graydon s.r.l. (cabinet d'avocats).

Note :

- (1) Les personnes ci-dessus dont l'occupation principale indique qu'ils sont dirigeants d'Enerplus ne sont pas dirigeants d'EGEM mais plutôt dirigeants d'EnerMark. Toutefois, avant le 21 juin 2001, les fonctions d'EGEM à titre de principale société de gestion du Fonds Enerplus Ressources étaient assumées par Enerplus Energy Services Ltd. (« EES »), société fermée dont EGEM était propriétaire, et EES était le principal employeur de ces personnes avant cette date. C'est pourquoi toute référence à EGEM ou à Enerplus (en ce qui a trait à ces dirigeants qui ne sont pas dirigeants d'EGEM) portant sur une date antérieure au 21 juin 2001 doit être interprétée comme une référence à EES, mais, pour simplifier le texte, les termes EGEM et Enerplus, selon le cas, ont été utilisés pour la totalité du tableau ci-dessus.

Les administrateurs et les membres de la direction précités ont collectivement la propriété effective, directement ou indirectement, de 462 427 parts de fiducie, soit environ 0,66 % des parts de fiducie en circulation le 31 mars 2002.

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 aux rubriques « Convention de gestion – Conflits » et « Facteurs de risque – Conflits d'intérêt éventuels ».

RENSEIGNEMENTS SUPPLEMENTAIRES

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

- (a) lorsque les titres d'Enerplus 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 d'Enerplus pour son dernier exercice financier terminé, avec le rapport des vérificateurs qui l'accompagne et une copie des états financiers intermédiaires d'Enerplus 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 d'Enerplus 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 porteur de titres d'Enerplus.

La circulaire de sollicitation de procurations d'Enerplus 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 prêts qui leur sont consentis, la rémunération d'EGEM conformément à la convention de gestion, les principaux porteurs des parts de fiducie, les options 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 2001 renferment de l'information supplémentaire.

ANNEXE « A »

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS PRO FORMA NON VÉRIFIÉS

RAPPORT SUR LA COMPILATION

Aux administrateurs d'EnerMark Inc.

Nous avons procédé à un examen portant uniquement sur la compilation des états consolidés pro forma non vérifiés des résultats et des espèces disponibles pour distribution du Fonds Enerplus Resources (le **Fonds**) pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001. Ces états financiers pro forma consolidés ont été préparés pour inclusion dans la notice annuelle de renouvellement du Fonds datée du 10 avril 2002. À notre avis, les états consolidés pro forma non vérifiés des résultats et des espèces disponibles pour distribution ont été compilés correctement pour donner effet à l'opération proposée et aux hypothèses décrites dans les notes y afférentes.

Calgary (Alberta)
Le 10 avril 2002

« Arthur Andersen s.r.l. »
Comptables agréés

Fonds Enerplus Resources
Résultats consolidés pro forma
Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001
(non vérifié)

(en milliers de dollars, sauf les montants par part de fiducie)

	Enerplus	Enerplus (avant l'acquisition) 171 jours	Ajustements	Consolidé pro forma
Produits				
Ventes de pétrole et de gaz	639 379 \$	122 343 \$	- \$	761 722 \$
Redevances à la Couronne	(101 114)	(18 951)	(236) ^(2a)	(120 301)
Redevances de propriétaire franc et autres	(31 546)	(7 149)	682 ^(2c)	(38 013)
	<u>506 719</u>	<u>96 243</u>	<u>446</u>	<u>603 408</u>
Intérêts et autres produits	858	177	-	1 035
	<u>507 577</u>	<u>96 420</u>	<u>446</u>	<u>604 443</u>
Charges				
Frais d'exploitation	120 082	18 136	-	138 218
Frais généraux et d'administration	12 971	1 969	-	14 940
Frais de gestion	9 323	2 743	412 ^(2b)	12 478
Intérêts	17 605	2 717	-	20 322
Déplétion et amortissement	194 080	15 441	8 336 ^(2d)	217 857
	<u>354 061</u>	<u>41 006</u>	<u>8 748</u>	<u>403 815</u>
Bénéfice avant impôts et taxes	<u>153 516</u>	<u>55 414</u>	<u>(8 302)</u>	<u>200 628</u>
Taxes sur le capital	4 722	526	-	5 248
Charge (économie) d'impôts futurs	(31 475)	274	-	(31 201)
Bénéfice net	<u>180 269 \$</u>	<u>54 614 \$</u>	<u>(8 302) \$</u>	<u>226 581 \$</u>
Bénéfice net par part de fiducie				
De base	<u>3,28 \$</u>			<u>3,50 \$</u>
Dilué	<u>3,28 \$</u>			<u>3,50 \$</u>

Fonds Enerplus Resources
Espèces disponibles pour distribution consolidées pro forma
Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001
(non vérifié)

(en milliers de dollars, sauf les montants par part de fiducie)

	Enerplus	Enerplus (avant l'acquisition) 171 jours	Rajustements	Consolidé pro forma
Bénéfice net	180 269 \$	54 614 \$	(8 302)\$	226 581 \$
Déplétion et amortissement	194 080	15 441	8 336	217 857
Charge (économie) d'impôts futurs.....	(31 475)	274	-	(31 201)
Coûts liés à la restauration et à l'abandon des lieux.....	(2 628)	(633)	-	(3 261)
Rentrées nettes liées à l'exploitation.....	340 246	69 696	34	409 976
Remboursement de la dette liée aux dépenses en immobilisations.....	(48 850)	(8 150)	-	(57 000)
Flux de trésorerie d'Enerplus	16 870	(16 870)	-	-
Coûts liés à la restauration et à l'abandon des lieux.....	2 628	633	-	3 261
Charges à payer.....	5 560	2 249	-	7 809
CIAR reçu	-	567	-	567
Espèces disponibles pour distribution	<u>316 454 \$</u>	<u>48 125 \$</u>	<u>34 \$</u>	<u>364 613 \$</u>
Espèces disponibles pour distribution par part de fiducie	<u>5,67 \$</u>			<u>5,61 \$</u>

FONDS ENERPLUS RESOURCES
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS PRO FORMA NON VÉRIFIÉS
Au 31 décembre 2001
(non vérifié)

1. MODE DE PRÉSENTATION

Les états financiers consolidés pro forma non vérifiés ci-joints (les *états pro forma*) du Fonds Enerplus Resources (*Enerplus*) ont été dressés par la direction d'Enerplus, selon les principes comptables généralement reconnus du Canada, pour inclusion dans la notice annuelle de renouvellement d'Enerplus datée du 10 avril 2002.

En date du 21 juin 2001, Enerplus a fait l'acquisition de la totalité des parts de fiducie en circulation d'EnerMark Income Fund (*EnerMark*) en échange de 43 525 961 parts de fiducie d'Enerplus et la totalité des bons de souscription en circulation visant l'achat de parts de fiducie d'EnerMark ont été échangés contre 2 507 330 bons de souscription visant l'achat des parts de fiducie d'Enerplus (le *regroupement*). Cet échange a eu pour effet que les porteurs de parts d'EnerMark sont devenus les porteurs de parts contrôlants d'Enerplus. Le regroupement a donc été comptabilisé au titre d'une prise de contrôle inversée. En vertu de cette méthode de comptabilisation d'une acquisition, l'actif net d'Enerplus, et non celui d'EnerMark, est réputé avoir été acquis.

Les états pro forma des résultats et des espèces disponibles pour distribution ont été dressés à partir des états consolidés non vérifiés des résultats et des espèces disponibles pour distribution d'Enerplus pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001 ainsi que des registres financiers d'Enerplus pour la période du 1^{er} janvier 2001 au 21 juin 2001. Les états pro forma doivent être lus conjointement avec les états financiers consolidés vérifiés d'Enerplus pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001. D'autres renseignements connus au moment de la préparation des états pro forma ont également été pris en considération. Selon la direction, ces états pro forma comprennent l'ensemble des ajustements importants essentiels à une présentation fidèle.

Les états pro forma ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats d'exploitation qui auraient été enregistrés au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2001 si le regroupement avait pris effet le 1^{er} janvier 2001 et, par conséquent, ne peuvent prétendre représenter les résultats d'exploitation des périodes futures.

Dans le cadre de la préparation des états pro forma, aucun ajustement n'a été apporté pour tenir compte des efficiences opérationnelles ou des économies au titre des frais généraux et d'administration qui devraient découler du regroupement des activités d'Enerplus et d'EnerMark.

2. HYPOTHÈSES ET AJUSTEMENTS PRO FORMA

Les états consolidés pro forma des résultats et des espèces disponibles pour distribution pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001 tiennent compte du regroupement comme s'il avait eu lieu le 1^{er} janvier 2001.

Les conventions comptables utilisées pour la préparation de ces états pro forma correspondent à celles énoncées dans les états financiers consolidés vérifiés d'Enerplus pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001.

Les états pro forma tiennent compte des hypothèses et des ajustements suivants :

- (a) Le crédit d'impôt de l'Alberta au titre des redevances (*CIAR*) pour la période du 1^{er} janvier 2001 au 21 juin 2001 a été éliminé.
- (b) Les frais de gestion ont été ajustés afin de tenir compte de la modification de la convention de gestion entre Enerplus et Enerplus Global Energy Management Company. Conformément aux dispositions de la nouvelle convention, des frais ont été comptabilisés à raison de 2,75 % des produits tirés des ventes de pétrole et de gaz, majorés du CIAR, déduction faite des redevances à la Couronne, des redevances de propriétaire franc et autres ainsi que des charges d'exploitation.
- (c) Les redevances de propriétaire franc et autres ont été ajustées pour tenir compte de l'acquisition par EnerMark du droit de redevance résiduel de 1 % dans Enerplus Energy Services Limited.

- (d) La provision pour déplétion et amortissement a été ajustée pour tenir compte de l'augmentation de la valeur des immobilisations corporelles.

Fonds Enerplus Resources

Avant le 1^{er} juin 2002

Western Canadian Place
Suite 1900, 700 – 9th Avenue S.W.
Calgary (Alberta) Canada
T2P 3V4

Après le 1^{er} juin 2002

The Dome Tower
3000, 333 – 7th Avenue S.W.
Calgary (Alberta) Canada
T2P 2Z1

Téléphone : (403) 298-2200
Télécopieur : (403) 298-2211