

ENERMARK INCOME FUND

NOTICE ANNUELLE DE RENOUVELLEMENT

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2000

Le 9 mai 2001

TABLE DES MATIÈRES

GLOSSAIRE.....	1
ABRÉVIATIONS	3
CONVERSION	3
STRUCTURE DE ENERMARK INCOME FUND	4
Structure.....	4
Enermark Income Fund.....	4
EnerMark Inc.	5
EMR Resource Management Ltd.....	5
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE ENERMARK INCOME FUND	5
ENTREPRISE DE ENERMARK INC. ET DU FONDS	7
Survol.....	7
INFORMATION SUR L'EXPLOITATION	7
Inclusion des activités des participations acquises.....	7
Principales propriétés productrices	8
Activités et résultats de forage	12
Résumé des sites de production	12
Emplacement des principales installations de production.....	14
Puits de pétrole et de gaz naturel et concessions.....	15
Rapprochement des réserves.....	16
Antécédents de production trimestrielle.....	16
Revenus de production historiques	17
Antécédents de revenu net trimestriel	17
Dépenses en capital.....	18
Exploration et mise en valeur.....	19
Arrangements de commercialisation.....	19
RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL	20
INFORMATION CONCERNANT LE FONDS ET ENERMARK.....	24
Description des parts de fiducie.....	24
Objet du Fonds.....	24
Distributions au comptant	24
Impôts sur le revenu.....	24
Fiduciaires du Fonds.....	25
Normes de diligence des fiduciaires du Fonds.....	25
Limitations de responsabilité des fiduciaires du Fonds.....	25
Limitations de responsabilité des porteurs de parts	26
Registres	26
Rapports aux porteurs de parts.....	26
Modification de la déclaration de fiducie	26

TABLE DES MATIÈRES

Droits de vote concernant le Fonds.....	27
Droit de rachat	27
Porteurs de parts non-résidents	28
Dissolution du Fonds	28
Gestion du Fonds	28
Stratégie d'acquisition et d'aliénation.....	30
Environnement et sécurité.....	31
Ressources humaines	32
Financement bancaire	32
Billets de EnerMark.....	32
Redevance.....	33
RÉGIME DE DROITS DES PORTEURS DE PARTS	33
CONDITIONS DANS L'INDUSTRIE	33
FACTEURS DE RISQUE.....	34
RENSEIGNEMENTS FINANCIERS CONSOLIDÉS CHOISIS.....	40
Politique concernant les distributions en espèces et distributions aux porteurs de parts.....	41
ANALYSE PAR LA DIRECTION	42
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES	48
ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS	48
Fiduciaires du Fonds	48
Administrateurs de EnerMark.....	49
Membres de la direction de EMR	49
RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES.....	51

GLOSSAIRE

« **ABCA** » désigne la loi de l'Alberta intitulée *Business Corporations Act*, S.A. 1981, c. B-15, avec ses modifications, et les règlements promulgués en vertu de cette loi;

« **actif de Hanna** » désigne l'intérêt immobilier que EnerMark a acquis dans la région de Hanna, en Alberta, le 28 février 2000;

« **arrangement avec Mark** » désigne l'arrangement intervenu aux termes de l'article 186 de l'ABCA qui est entré en vigueur le 3 avril 1996 et qui a donné lieu à l'échange des titres de Mark contre des titres du Fonds, comme il est mentionné dans le plan d'arrangement approuvé lors de l'assemblée des actionnaires de Mark qui a eu lieu le 2 avril 1996;

« **arrangement avec Quest** » désigne l'arrangement intervenu en vertu de l'article 276 de la loi de la Colombie-Britannique intitulée *Company Act* qui est entré en vigueur le 22 avril 1997 et qui a donné lieu à l'échange de titres de Quest contre des titres du Fonds, comme il est mentionné dans le plan d'arrangement approuvé lors de l'assemblée des actionnaires de Quest qui a eu lieu le 8 avril 1997;

« **billets de EnerMark** » désigne les billets subordonnés non garantis de EnerMark que celle-ci a émis ou peut ou pourra émettre au Fonds;

« **Cabre** » désigne Cabre Exploration Ltd.;

« **CIAR** » désigne le crédit d'impôt au titre des redevances, tel qu'il est prévu dans la loi de l'Alberta intitulée *Alberta Corporate Tax Act* ou dans toute autre disposition législative similaire qui la remplace;

« **convention de gestion** » désigne la convention de gestion, de consultation et d'administration conclue le 27 février 1996 entre EnerMark, les fiduciaires du Fonds, au nom de ce dernier, et EMR, avec ses modifications;

« **convention relative à la redevance** » désigne la convention de redevance conclue entre EnerMark et le Fonds le 1^{er} juin 1997, avec ses modifications;

« **déclaration de fiducie** » désigne la déclaration de fiducie datée du 24 février 1996 qui prévoit la création du Fonds, et ses modifications subséquentes;

« **EBOC** » désigne EBOC Energy Ltd.;

« **EES** » désigne Enerplus Energy Services Ltd., filiale en propriété exclusive de EGEM;

« **EGEM** » désigne Enerplus Global Energy Management Inc., société fermée;

« **EMR** » désigne EMR Resource Management Ltd., filiale en propriété exclusive de EGEM;

« **EnerMark** » désigne EnerMark Inc., société fusionnée sous le régime de l'ABCA;

« **fiduciaires du Fonds** » désigne les fiduciaires du Fonds nommés de temps à autre au conseil des fiduciaires du Fonds conformément à la déclaration de fiducie;

« **Fonds** » désigne EnerMark Income Fund;

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

« **Mark** » désigne Mark Resources Inc.;

« **participations acquises** » désigne les participations directes que EnerMark a acquises en 2000 du fait de l'acquisition de Western Star, de l'actif de Hanna, de Pursuit, de EBOC et de Cabre;

« **parts de fiducie** » désigne les parts de fiducie du Fonds;

« **porteurs de parts** » désigne les porteurs des parts de fiducie;

« **Pursuit** » désigne Pursuit Resources Corp.;

« **Quest** » désigne Quest Oil & Gas Inc.;

« **rapport de Sproule** » désigne les évaluations techniques indépendantes des principaux avoirs de EnerMark touchant le pétrole, les LGN et le gaz naturel, que Sproule a préparées en date du 27 mars 2001 et qui sont fondées sur les prévisions de Sproule touchant les prix des marchandises en date du 1^{er} janvier 2001;

« **redevance** » désigne l'intérêt de 95 % accordé au Fonds aux termes de la convention relative à la redevance dans les substances pétrolières de EnerMark qui se trouvent à la surface, dans le sol ou dans le sous-sol de ses propriétés pétrolifères et gazéifères canadiennes;

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

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

« **Revenu Canada** » désigne l'Agence des douanes et du revenu du Canada;

« **Sproule** » désigne Sproule Associates Limited, firme de consultants indépendants du secteur du pétrole;

« **Western Star** » désigne Western Star Exploration Ltd.

À moins d'indication contraire, tous les montants indiqués aux présentes sont exprimés en dollars canadiens.

ABRÉVIATIONS

Pétrole et liquides de gaz naturel

b	-	baril
bj	-	baril par jour
bpj	-	barils de pétrole par jour
mb	-	millier de barils
mmb	-	million de barils
LGN	-	liquides du gaz naturel

Gaz naturel

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

Autres abréviations

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.

CONVERSION

Le tableau suivant indique certains facteurs de conversion courants entre les unités de mesure impériales et le système international d'unités (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
gigajoules	mmbtu	0,950

ENERMARK INCOME FUND

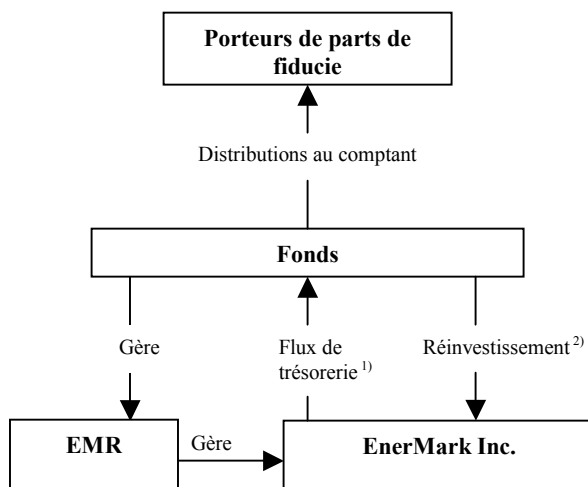
Notice annuelle de renouvellement

pour l'exercice terminé le 31 décembre 2000

STRUCTURE DE ENERMARK INCOME FUND

Structure

La structure du Fonds, de EnerMark et de EMR est indiquée ci-dessous :



Notes :

- 1) Les flux de trésorerie représentent les paiements effectués par EnerMark au Fonds relativement aux paiements du capital et des intérêts des billets de EnerMark et aux paiements de redevances relativement à la redevance ou aux autres redevances consenties au Fonds par EnerMark. Des paiements de revenus de dividendes sur les actions de EnerMark détenues par le Fonds peuvent également être effectués.
- 2) Le Fonds peut investir le produit net de l'émission des parts de fiducie et les remboursements du capital des billets de EnerMark tirés de la vente de propriétés pétrolières et gazéifères dans des titres ou redevances de EnerMark pour permettre à celle-ci d'effectuer des dépenses en capital afin de mettre en valeur ou d'acquérir d'autres propriétés pétrolières et gazéifères ou d'effectuer tout autre placement autorisé en vertu de l'alinéa 132(6)b) de la Loi de l'impôt.

Enermark Income Fund

EnerMark Income Fund (le « Fonds ») est une fiducie de placement à capital variable du secteur énergétique créée sous le régime des lois de la province d'Alberta aux termes de la déclaration de fiducie.

Le Fonds est une fiducie à capital variable et a été créé initialement pour procéder à la réorganisation, au moyen de l'arrangement avec Mark, de Mark en un fonds de fiducie de redevances. L'arrangement avec Mark a été conclu le 3 avril 1996. Les activités du Fonds se limitent à investir dans des propriétés et à effectuer des placements décrits à l'alinéa 132(6)b) de la Loi de l'impôt, ce qui inclut les titres de EnerMark, à émettre de parts de fiducie et à verser des distributions aux porteurs de parts de fiducie, comme l'autorise la déclaration de fiducie. Les bénéficiaires du Fonds sont les porteurs de parts. Au 31 décembre 2000, le Fonds détenait la totalité des billets de EnerMark en circulation, la redevance et 1 000 000 d'actions ordinaires de EnerMark, soit la totalité des actions ordinaires émises et en circulation de EnerMark. Conformément à la convention de gestion, le Fonds et EnerMark sont gérés par EMR Resource Management Ltd.

Le siège social et principal bureau du Fonds est situé au 1900, 700-9th Avenue S.W., Calgary (Alberta) T2P 3V4.

EnerMark Inc.

EnerMark, société fusionnée sous le régime de l'ABCA, est une filiale en propriété exclusive du Fonds. EnerMark est une société pétrolière et gazière active menant ses activités dans l'Ouest canadien. EnerMark a pour objectif principal de maintenir et d'accroître les distributions en espèces aux porteurs de parts de fiducie par la mise en valeur de ses propriétés pétrolifères et gazéifères existantes, l'acquisition de nouvelles propriétés productrices et la réalisation du potentiel lucratif de ses terrains non mis en valeur par des ventes ou des amodiations. Les efforts de mise en valeur visent à optimiser la production tirée des réserves de pétrole brut et de gaz naturel, tant existantes que nouvelles. La quasi-totalité des réserves de pétrole, de LGN et de gaz naturel et des produits d'exploitation y afférents de EnerMark sont situés dans l'Ouest canadien.

Le siège social et principal bureau de EnerMark est situé au 1900, 700-9th Avenue S.W., Calgary (Alberta) T2P 3V4.

EMR Resource Management Ltd.

EMR a été constituée en vertu de l'ABCA le 30 janvier 1996 aux seules fins d'offrir des services de gestion, de consultation et d'administration à EnerMark et au Fonds conformément à la convention de gestion. EMR est un membre du groupe de sociétés de Enerplus.

Le siège social et principal bureau de EMR est situé au 1900, 700-9th Avenue S.W., Calgary (Alberta) T2P 3V4.

DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE ENERMARK INCOME FUND

Organisation du Fonds - Arrangement avec Mark

Le Fonds est une fiducie à vocation limitée et a été créé initialement en vue de conclure l'arrangement avec Mark, ce qui a essentiellement permis aux porteurs de titres de Mark d'échanger leurs titres contre des parts de fiducie du Fonds et de recevoir un paiement au comptant. L'arrangement avec Mark a été conclu le 3 avril 1996.

L'arrangement avec Mark a donné lieu à l'émission de 73 920 186 parts de fiducie aux anciens actionnaires et porteurs de débentures de Mark, au paiement d'une somme au comptant d'environ 115,8 millions de dollars aux anciens actionnaires de Mark et au paiement d'une somme au comptant d'environ 2,9 millions de dollars aux anciens porteurs de débentures relativement aux intérêts courus.

Arrangement avec Quest

Le 22 avril 1997, EnerMark a acquis la totalité des titres émis et en circulation de Quest conformément à l'arrangement avec Quest, faisant de celle-ci une filiale en propriété exclusive de EnerMark. EnerMark et Quest ont été fusionnées par la suite. Dans le cadre de l'arrangement avec Quest, EnerMark a versé 112,8 millions de dollars au comptant aux porteurs des titres de Quest et le Fonds a émis 1 190 660 parts de fiducie aux anciens porteurs de titres de Quest.

Acquisition de Derrick

Le 4 juin 1999, EnerMark a acquis la totalité des actions en circulation de Derrick Energy Corporation. Cette acquisition a été répartie entre les membres du groupe de sociétés de Enerplus, EnerMark se voyant allouer une part de 20 % à un coût net de 2,9 millions de dollars.

Acquisition de Western Star Exploration Ltd.

Aux termes d'une offre publique d'achat qui a pris fin en janvier 2000, le Fonds a acquis la totalité des actions ordinaires en circulation de Western Star pour une contrepartie composée de 21,7 millions de dollars au comptant et en frais d'acquisition et de l'émission de 74 417 parts de fiducie et de 116 276 bons de souscription, chacun d'eux pouvant être converti en une part de fiducie pour un prix de 4,00 \$ chacune jusqu'au 31 décembre 2000. De plus, le Fonds a pris en charge environ 5,5 millions de dollars de dettes et de fonds de roulement. Le 1^{er} avril 2000, Western Star a été fusionnée avec EnerMark. Les actifs de Western Star étaient composés principalement de propriétés productrices de gaz naturel concentrées dans les régions de Hanna, de Taber et de Thornbury, en Alberta.

Acquisition de propriétés de gaz naturel à Hanna, en Alberta

Le 28 février 2000, EnerMark a acquis des intérêts immobiliers dans la région de Hanna, en Alberta (l'« actif de Hanna ») d'un membre du même groupe qu'un important fonds de pension canadien pour une somme d'environ 34,2 millions de dollars, compte non tenu des coûts associés à l'acquisition d'environ 500 000 \$. La contrepartie versée pour ces intérêts immobiliers se composait d'une somme de 13 millions de dollars au comptant et de l'émission de 6 050 000 parts de fiducie. La majorité des intérêts acquis dans le cadre de cette acquisition sont venus s'ajouter à d'autres intérêts dans des propriétés que EnerMark détenait déjà du fait de l'acquisition de Western Star et ont fait en sorte que EnerMark en est devenu l'exploitant. Les intérêts acquis dans ces propriétés correspondent actuellement à une production de 9,0 mmpcj de gaz naturel.

Acquisition de Pursuit Resources Corp.

Aux termes d'une offre publique d'achat qui a pris fin en avril 2000, le Fonds a acquis la totalité des actions en circulation de Pursuit Resources Corp. pour une contrepartie totale d'environ 81,7 millions de dollars, acquittée avec 14,7 millions de dollars au comptant et l'émission de 17 274 000 parts de fiducie. De plus, le Fonds a pris en charge environ 36,1 millions de dollars de la dette nette de Pursuit. Pursuit et ses filiales canadiennes en propriété exclusive ont fusionné avec EnerMark le 1^{er} juillet 2000. Les principaux actifs de Pursuit étaient situés dans les régions de Chigwell, de Prairiedale et de Leo, en Alberta.

Acquisition de EBOC Energy Ltd.

Aux termes d'une offre publique d'achat qui a pris fin le 1^{er} septembre 2000, le Fonds a acquis la totalité des actions émises et en circulation de EBOC Energy Ltd. (« EBOC »), société pétrolière et gazière fermée, pour une contrepartie totalisant 148,2 millions de dollars, composée de 143,6 millions de dollars au comptant et de 4,6 millions de dollars de frais connexes, et la prise en charge d'environ 10 millions de dollars de dettes nettes. Un rapport technique indépendant effectué par Sproule en vigueur au 1^{er} avril 2000 et recalculé par la suite à l'aide de ses prévisions de prix du 1^{er} juillet 2000 a attribué des réserves prouvées de 161 gpc de gaz naturel et 1 189 mb de pétrole brut et de LGN aux propriétés de EBOC, les réserves établies totalisant 29 896 mbep.

Acquisition de Cabre Exploration Ltd.

Le 21 décembre 2000, le Fonds a acquis environ 88,7 % des actions ordinaires en circulation de Cabre Exploration Ltd. aux termes d'une offre publique d'échange, les actions restantes de Cabre ayant été acquises par le Fonds en janvier 2001. EnerMark a émis un total de 64 531 637 parts de fiducie aux anciens actionnaires de Cabre, ainsi qu'un total de 19 855 867 bons de souscription, chacun d'eux pouvant être converti en une part de fiducie pour un prix de 4,59 \$ chacune jusqu'au 17 décembre 2001. De plus, EnerMark a engagé environ 6,6 millions de dollars en frais connexes et a pris en charge environ 39,6 millions de dollars de dettes de Cabre. EnerMark estime qu'au 1^{er} juillet 2000, compte tenu de l'aliénation par Cabre de ses principaux actifs gaziers du Nord-Est de l'Alberta pour une somme de 125 millions de dollars, les réserves attribuables aux propriétés de Cabre se composaient de réserves prouvées de 104 gpc de gaz naturel et de 18 889 mb de pétrole brut et de LGN et de réserves établies totalisant 40 532 mbep.

Parmi les acquisitions qui précèdent, seules les acquisitions de Cabre et de EBOC constituent des « acquisitions importantes » au sens de la Norme canadienne 44-101 des Autorités canadiennes en valeurs mobilières.

Affiliation stratégique avec El Paso Energy Corporation

Le 3 août 2000, le groupe de sociétés de Enerplus (« Enerplus ») a annoncé qu'il avait conclu une affiliation stratégique avec El Paso Energy Corporation (« El Paso ») de Houston, au Texas, par la vente des sociétés de gestion chargées de la gestion des différents fonds publics et privés de Enerplus, notamment EMR, le gestionnaire du Fonds et EnerMark. El Paso contrôle un actif de plus de 46 milliards de dollars américains et exerce des activités dans les secteurs de l'acheminement 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.

Faits nouveaux depuis la fin de l'exercice

Programme de sauvegarde des produits d'exploitation

Le 21 mars 2001, le Fonds a annoncé que EnerMark avait conclu un programme de sauvegarde des produits d'exploitation (le « programme ») pour les deuxième, troisième et quatrième trimestres de 2001, programme similaire à celui que EnerMark a mis en œuvre en 2000. Le programme garantira des produits d'exploitation minimums à l'égard d'environ 50 % des volumes de production prévus de EnerMark pour la période visée. Le principal avantage de ce programme réside dans le fait qu'il procure une marge de manœuvre maximale permettant à EnerMark de conserver 100 % de toute hausse de prix au-dessus du plancher établi, tout en assurant un niveau minimum de produits d'exploitation et de distributions.

Le programme, qui sera établi chaque trimestre, garantit que EnerMark recevra un prix de référence cumulé minimum de 37,95 \$ CA/bep à l'égard de volumes de production de 23 638 bepj (soit 11 000 bj de pétrole brut et environ 76 mmpcj de gaz naturel). Suivant les modalités du contrat, les prix de référence minimums sont fondés sur un prix de 25,00 \$ US/b de pétrole brut WTI (39,00 \$ CA/b) et un prix au comptant AECO de l'Alberta de 6,17 \$ CA/mpc de gaz naturel. Le coût global du programme est d'environ 0,04 \$ par part de fiducie.

ENTREPRISE DE ENERMARK INC. ET DU FONDS

EnerMark est une société pétrolière et gazière active menant des activités dans l'Ouest canadien. Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2000, EnerMark a détenu des intérêts dans des propriétés pétrolifères et gazéifères dont la production moyenne s'est établie à 31 112 bepj, compte non tenu de l'acquisition de Cabre et compte tenu seulement de la production proportionnelle des autres participations acquises à compter de leurs dates d'acquisition respectives. Se reporter à la rubrique « Information sur l'exploitation - Inclusion des activités des participations acquises ». Le taux de production à la fin de l'exercice 2000, y compris celui de toutes les participations acquises, s'établissait à environ 47 000 bepj.

Survol

EnerMark a pour objectif principal de maintenir et d'accroître les distributions en espèces aux porteurs de parts de fiducie par la mise en valeur des propriétés pétrolifères et gazéifères existantes, l'acquisition de nouvelles propriétés productrices et la réalisation du potentiel lucratif de ses terrains non mis en valeur par des ventes ou des amodiations. Les efforts de mise en valeur visent à optimiser la production tirée des réserves de pétrole brut et de gaz naturel, tant existantes que nouvelles.

La quasi-totalité des réserves de pétrole brut, de LGN, de gaz naturel et des produits d'exploitation connexes de EnerMark sont dans l'Ouest canadien. Au 31 décembre 2000, il a été estimé que l'ensemble de l'actif de EnerMark comptait des réserves établies de 85,6 mmb de pétrole brut et de LGN et de 747,2 gpc de gaz naturel, en se fondant sur des prix et des coûts indexés et des stocks d'avoirs fonciers non mis en valeur totalisant 730 682 acres nettes. L'exploitation continue de ce portefeuille d'avoirs fonciers non mis en valeur en 2000 a donné lieu au forage sans frais pour EnerMark de 55 puits en amodiation, dont 85 % ont été fructueux. Bon nombre des arrangements de forage en amodiation stipulaient que EnerMark conserverait des droits de redevances sur les terrains. Par conséquent, EnerMark détient actuellement 744 703 acres de terrains aux termes d'arrangements de redevances. Se reporter aux rubriques « Réserves de pétrole et de gaz naturel » et « Information sur l'exploitation ».

INFORMATION SUR L'EXPLOITATION

Inclusion des activités des participations acquises

L'information sur les réserves attribuables à l'ensemble des participations acquises est incluse dans l'information sur les réserves de EnerMark énoncée dans les présentes. Se reporter à la rubrique « Réserves de pétrole et de gaz naturel ». Les taux de production des propriétés (ou des parties de propriétés) acquises ne correspondent qu'à la production nette pour EnerMark réalisée après la date d'acquisition applicable (indiquée ci-dessous) et échelonnée sur une année complète. La production provenant des propriétés de Western Star est incluse dans les résultats d'exploitation de EnerMark à compter du 7 janvier 2000. La production provenant de l'actif de Hanna est incluse dans les résultats d'exploitation de EnerMark à compter du 28 février 2000. La production provenant des propriétés de Pursuit est incluse dans les résultats d'exploitation de EnerMark à compter du 3 avril 2000. La production provenant des propriétés de EBOC est incluse dans les résultats d'exploitation de EnerMark à compter du 1^{er} septembre 2000. La production provenant des propriétés de Cabre n'est pas

incluse dans les résultats d'exploitation de EnerMark en 2000. Toutefois, la production moyenne des propriétés acquises dans le cadre de l'acquisition de Cabre s'est établie à 13 856 bepj, soit 7 273 bj de pétrole brut, 1 280 bj de LGN et 31,8 mmpcj de gaz naturel en décembre 2000 (compte tenu de l'aliénation de certaines propriétés par Cabre à ce moment).

Principales propriétés productrices

Le texte qui suite traite des principales propriétés productrices de EnerMark, y compris, s'il y a lieu, les propriétés supplémentaires ou les participations directes qui sont attribuables aux participations acquises à compter de la date d'entrée en vigueur de ces acquisitions. Toutes les données sur la production représentent la participation directe nette de EnerMark dans la propriété, avant la déduction des droits de redevance dont sont propriétaires des tiers, et les chiffres de production pour l'exercice terminé le 31 décembre 2000 incluent seulement, s'il y a lieu, la production moyenne nette attribuable aux participations acquises pour les mois suivant leur acquisition par EnerMark ou le Fonds. Les volumes de réserves indiqués pour chaque propriété sont fondés sur les volumes estimatifs contenus dans le rapport de Sproule applicable à la participation directe brute de EnerMark dans la propriété, ce qui inclut des réserves attribuables aux participations acquises.

Gisement glauconieux « C » de Medicine Hat (Alberta)

EnerMark détient une participation directe d'environ 65 % dans ce gisement glauconieux situé environ 350 kilomètres au sud-est de Calgary, en Alberta. Le programme de mise en valeur de cette propriété exploitée par EnerMark inclut la mise en œuvre d'un mécanisme d'injection d'eau permettant d'améliorer la récupération de pétrole brut. Une partie importante du gisement fait l'objet d'une union et les installations d'injection d'eau sont en cours de construction. L'injection à pleine capacité dans le gisement devrait commencer en mai 2001. EnerMark aura une participation directe de 28 % dans les terrains faisant l'objet de l'union. La production en 2000 s'est établie en moyenne à 620 bj de pétrole brut et à 800 mpcj de gaz naturel, soit un total de 753 bepj. Au 31 décembre 2000, l'intérêt de EnerMark dans la propriété incluait des réserves établies de 4 958 mbep. Le pétrole brut et le gaz naturel provenant de cette propriété sont vendus conformément à des contrats à court terme au prix au comptant en vigueur.

Bantry (Alberta)

EnerMark détient une participation directe moyenne de 40 % dans le gisement de Bantry, situé environ 200 km au sud-est de Calgary, en Alberta. EnerMark exploite une partie de sa participation directe dans cette propriété. Le gaz naturel provenant de cette propriété est tiré principalement des formations de Milk River et de Medicine Hat. En 2000, la production moyenne de cette propriété s'est établie à environ 2,7 mmpcj. Grâce au résultat favorable d'un programme de forage de 30 puits intercalaires de gaz naturel à faible profondeur réalisé au cours du quatrième trimestre de 2000, la production tirée de la propriété s'est établie en moyenne à 4,5 mmpcj de gaz naturel en janvier 2001. EnerMark entend mettre en place d'autres installations de compression et forer 90 puits intercalaires de gaz naturel à faible profondeur supplémentaires en 2001, de sorte que la majeure partie du gisement soit mise en valeur sur une superficie de 80 acres. Au 31 décembre 2000, l'intérêt de EnerMark dans la propriété comportait des réserves établies de 8 762 mbep.

Un total de 4,0 mmpcj de la production de cette propriété a été vendu aux termes d'un arrangement d'une durée de trois ans prévoyant un prix fixe de 2,44 \$/mpc. Cet arrangement prend fin le 1^{er} novembre 2001. Le reste du gaz naturel est vendu au prix du marché en vigueur conformément à des contrats au comptant et à des contrats à court terme.

Hanna Garden Plains (Alberta)

EnerMark a acquis une participation directe moyenne de 80 % dans le gisement de Hanna Garden Plains grâce à l'acquisition de Western Star en janvier 2000 et à l'achat de l'actif de Hanna à un fonds de pension privé le 28 février 2000. Cette propriété, située environ 200 kilomètres au nord-est de Calgary, en Alberta, est exploitée par EnerMark. La principale zone productrice est la zone du second schiste argileux de White, dont la production moyenne s'est établie à 7,5 mmpcj en 2000. Au cours du quatrième trimestre de 2000 et du premier trimestre de 2001, EnerMark a foré 46 puits de gaz naturel dans cette zone et a agrandi les deux installations de compression. L'achèvement et le raccordement de ces puits de gaz naturel sont prévus pour mai 2001. EnerMark entend forer 90 puits de gaz naturel supplémentaires en 2001, dont la majeure partie achèvera la mise en valeur des terrains sur une superficie de 320 acres. Au 31 décembre 2000, l'intérêt de EnerMark dans la propriété comportait des réserves établies de 19 507 mbep. Le gaz naturel provenant de cette région est vendu principalement aux prix au comptant en vigueur.

Giltedge (Alberta)

EnerMark détient une participation directe de 100 % dans le gisement de Giltedge, situé 350 kilomètres au nord-est de Calgary, en Alberta, et en est l'exploitant. En 2000, la production moyenne s'est établie à 1 733 bj de pétrole brut et à 967 mpcj de gaz naturel, soit un total de 1 894 bepj pour la zone de Lloydminster qui est soumise à l'injection d'eau. EnerMark entend exploiter les parties non soumises à l'injection d'eau du gisement en 2001 grâce à trois autres puits horizontaux. Au 31 décembre 2000, les intérêts de EnerMark comportaient des réserves établies de 11 129 mbep. La production provenant de cette propriété est vendue au prix au comptant en vigueur conformément à des contrats à court terme.

David (Alberta)

EnerMark détient une participation directe de 100 % dans le gisement de David, situé 300 kilomètres au nord-est de Calgary, en Alberta, et en est l'exploitant. La production moyenne des 30 puits producteur de pétrole brut dans ce projet d'expansion par injection d'eau de la formation de Lloydminster s'est établie à 701 bj de pétrole brut, à 6 bj de LGN et à 89 mpcj de gaz naturel en 2000. L'utilisation de l'injection d'eau devrait s'accroître en 2001 par la conversion d'autres puits à l'injection d'eau. Au 31 décembre 2000, l'intérêt de EnerMark comportait des réserves établies de 763 mbep. La production provenant de cette propriété est vendue au prix au comptant en vigueur conformément à des contrats à court terme.

Heward (Saskatchewan)

EnerMark détient une participation directe d'environ 95 % dans la propriété pétrolifère de Heward, située environ 100 kilomètres au nord-ouest de Estevan, en Saskatchewan, et en est l'exploitant. Ce gisement de pétrole brut de Frobisher est exploité au moyen de 15 puits verticaux et horizontaux bruts (14 nets). La production moyenne en 2000 s'est établie à 349 bj de pétrole brut. Au 31 décembre 2000, l'intérêt de EnerMark dans la propriété incluait des réserves établies de 758 mbep. La production provenant de cette propriété est vendue au prix au comptant en vigueur conformément à des contrats à court terme.

Verger (Alberta)

EnerMark détient une participation directe moyenne de 16 % dans le gisement de Verger, situé environ 200 kilomètres au sud-est de Calgary, en Alberta. Le gaz naturel de cette propriété provient principalement des formations de Milk River et de Medicine Hat. La production moyenne de gaz naturel s'est établie à 1,7 mmpcj en 2000. Au 31 décembre 2000, l'intérêt de EnerMark dans la propriété incluait des réserves établies de 2 241 mbep. La production provenant de cette propriété est vendue au prix au comptant en vigueur conformément à des contrats à court terme.

Kessler (Alberta)

EnerMark a acquis une participation directe moyenne de 71 % dans le gisement de Kessler et en est devenu l'exploitant grâce à l'acquisition de Cabre en décembre 2000. Cette région, située environ 300 kilomètres au nord-est de Calgary, en Alberta, inclut des droits pétroliers et gaziers sur les propriétés de Kessler, de Kessler South, de Kessler East, de Hughenden et de Shorncliffe. Ces propriétés produisent principalement du pétrole brut de moyenne densité provenant des formations de Upper Mannville Cummings, de Lloydminster et de Sparky et du pétrole lourd provenant des réservoirs de Lower Mannville et de Dina. Ces propriétés comptent 92 puits producteurs de pétrole brut et un puits de gaz naturel brut dont la production moyenne s'est établie à 1 365 bj de pétrole brut au cours des deux premiers mois de 2001. EnerMark entend accroître l'injection d'eau et forer deux puits de pétrole intercalaires à Mannville, dans la propriété de Kessler, en 2001. Au 31 décembre 2000, l'intérêt de EnerMark dans la propriété incluait des réserves établies de 1 709 mbep. La production provenant de cette propriété est vendue au prix au comptant en vigueur conformément à des contrats à court terme.

Cadogan (Alberta)

EnerMark détient une participation directe moyenne de 95 % dans le gisement de Cadogan, situé 300 kilomètres au nord-est de Calgary, en Alberta, et en est l'exploitant. Cette propriété a été acquise grâce à l'acquisition de Cabre en décembre 2000. Ce projet d'expansion par injection d'eau comprend 32 puits producteurs de pétrole dont la production moyenne provenant de la formation Lloydminster s'est établie à 583 bj de pétrole brut dans les deux premiers mois de 2001. Au 31 décembre 2000, l'intérêt de EnerMark dans la propriété incluait des réserves établies de 1 303 mbep. La production provenant de cette propriété est vendue au prix au comptant en vigueur conformément à des contrats à court terme.

Auburndale (Alberta)

EnerMark détient une participation directe de 80 % dans le gisement de Auburndale, situé 350 kilomètres au nord-est de Calgary, en Alberta, et en est l'exploitant. Cette propriété a été acquise dans le cadre de l'acquisition de Pursuit en avril 2000. Cette propriété comprend 21 puits producteurs de pétrole brut et 4 puits producteurs de gaz naturel dont la production moyenne s'est établie à 552 bj de pétrole brut et à 633 mpcj de gaz naturel, soit un total de 658 bepj, en 2000. Quatre puits de pétrole lourd ont été forés de façon fructueuse en 2000 dans le gisement producteur principal de la formation de Sparky. EnerMark entend forer trois puits intercalaires supplémentaires dans cette zone en 2001 et achever la mise en valeur du gisement sur une superficie de 20 acres. Au 31 décembre 2000, l'intérêt de EnerMark dans la propriété incluait des réserves établies de 1 186 mbep. La production provenant de cette propriété est vendue au prix au comptant en vigueur conformément à des contrats à court terme.

Prairiedale (Saskatchewan)

EnerMark détient une participation directe moyenne de 98 % dans le gisement de Prairiedale, situé environ 400 kilomètres à l'est de Calgary, en Alberta, et en est l'exploitant. Cette propriété a été acquise dans le cadre de l'acquisition de Pursuit en avril 2000. Le gaz naturel de cette propriété provient principalement de la formation de Viking et sa production moyenne s'est établie à 1,4 mmpcj en 2000. EnerMark entend forer 6 puits intercalaires dans cette formation en 2001 de sorte que le gisement soit mis en valeur sur une superficie de 320 acres. Au 31 décembre 2000, l'intérêt de EnerMark dans la propriété incluait des réserves établies de 2 490 mbep. La production de gaz naturel est vendue aux termes de contrats à long terme et sur le marché au comptant.

Bashaw (Alberta)

EnerMark détient diverses participations directes allant de 50 % à 100 % dans la région de Bashaw, située environ 130 kilomètres au nord-est de Calgary, en Alberta. Cette propriété, dont EnerMark est l'exploitant, a été acquise dans le cadre de l'acquisition de EBOC en septembre 2000. La région de Bashaw produit du gaz naturel principalement à partir des formations de Belly River et de Mannville. La production moyenne de cette région s'est établie à environ 2,9 mmpcj de gaz naturel et à 27 bj de LGN en 2000. Le gaz naturel est comprimé et traité dans l'infrastructure que EnerMark possède et exploite et dans des installations de traitement du gaz appartenant à des tiers. En 2001, EnerMark entend optimiser la compression du gisement, remettre en production des forations montantes de gaz naturel et procéder, au troisième trimestre, au forage d'un puits de limite sur un emplacement à participation directe élevée afin d'éviter le drainage par un puits exploité de gaz naturel de la formation de Mannville ayant une grande capacité de débit. Au 31 décembre 2000, l'intérêt de EnerMark dans la propriété incluait des réserves établies de 2 162 mbep. La production provenant de cette propriété est vendue au prix au comptant en vigueur conformément à des contrats à court terme.

Valhalla (Alberta)

EnerMark détient diverses participations directes allant de 35 % à 100 % dans la région de Valhalla, située environ 500 kilomètres au nord-ouest de Calgary, en Alberta. La région de Valhalla, dont EnerMark est l'exploitant, produit du pétrole brut et du gaz naturel à partir des formations de Doe Creek, de Bluesky, de Boundary Lake et d'Halfway. En 2000, la production moyenne de la région s'est établie à 1 600 bepj, soit 721 bj de pétrole brut, 4,8 mmpcj de gaz naturel et 83 bj de LGN. Le pétrole brut et le gaz naturel sont traités dans les installations que EnerMark possède et exploite ou dans des installations qu'elle n'exploite pas. EnerMark entend accroître et optimiser la compression actuelle dans les installations exploitées en 2001. Elle entend également forer plusieurs puits intercalaires de pétrole dans la formation d'Halfway en 2001 afin d'optimiser la récupération de pétrole brut et de gaz naturel de ce gisement existant. Au 31 décembre 2000, l'intérêt de EnerMark dans la propriété incluait des réserves établies de 4 925 mbep. La production de pétrole brut et de LGN est vendue au prix du marché en vigueur aux termes de contrats à court terme. Le gaz naturel est vendu conformément à une variété de contrats, dont notamment des contrats importants avec des courtiers-fournisseurs au prix de valorisation et des contrats à court terme.

Joarcam (Alberta)

EnerMark détient diverses participations directes allant de 65 % à 100 % dans la région de Joarcam, située au centre de l'Alberta, 300 kilomètres au nord-est de Calgary. Cette propriété, dont EnerMark est l'exploitant, a été acquise dans le cadre de l'acquisition de Cabre en décembre 2000. La région de Joarcam produit du pétrole brut, du gaz naturel dissous et du gaz de couverture à partir de la formation de Viking ainsi que du gaz non associé à partir des formations de Mannville. Depuis que EnerMark a acquis la propriété, la production moyenne s'est établie à 2 294 bj de pétrole brut, à 130 bj de LGN et

à 8,3 mmpej de gaz naturel dans les deux premiers mois de 2001. La totalité du pétrole brut et du gaz provenant de cette propriété est traitée dans des installations exploitées par EnerMark. En 2001, EnerMark entend forer jusqu'à 12 puits intercalaires de pétrole brut de la formation de Viking, remettre en service et raccorder plusieurs puits de gaz non associé et optimiser ses installations. Au 31 décembre 2000, l'intérêt de EnerMark dans la propriété incluait des réserves établies de 12 850 mbep. La production provenant de cette propriété est vendue au prix au comptant en vigueur conformément à des contrats à court terme.

Pine Creek (Alberta)

EnerMark a des participations directes allant de 50 % à 100 % dans la région de Pine Creek, située environ 500 kilomètres au nord-ouest de Calgary, en Alberta, et elle agit à titre d'exploitante quant à une partie de la production y afférente. La région de Pine Creek produit du gaz naturel riche en liquides à partir des formations de Bluesky et de Gething et de la formation à ostracodes. En 2000, la production moyenne s'est établie à 5,9 mmpej de gaz naturel et à 234 bj de LGN. La majorité de la production provenant de cette région est compressée et traitée dans l'infrastructure que EnerMark possède, une partie du gaz naturel étant traitée dans des usines de transformation du gaz de tiers. Au 31 décembre 2000, l'intérêt de EnerMark dans la propriété incluait des réserves établies de 9 151 mbep. La production provenant de cette propriété est vendue au prix au comptant en vigueur conformément à des contrats à court terme.

Progress (Alberta)

EnerMark détient une participation directe de 100 % dans la partie exploitée de la région de Progress, située environ 600 kilomètres au nord-ouest de Calgary, en Alberta. Cette participation a été acquise dans le cadre de l'acquisition de Cabre en décembre 2000 et produit du pétrole brut et du gaz dissous à partir de la formation de Boundary Lake. Depuis que EnerMark a acquis sa participation directe dans la partie exploitée de la propriété, la production moyenne s'y rapportant s'est établie pendant les deux premiers mois de 2001 à 862 bj de pétrole brut, à 61 bj de LGN et à 2,5 mmpej de gaz naturel. EnerMark détient aussi une participation directe de 27 % dans l'unité gazière de Progress Halfway, laquelle est opérée en partenariat et produit du gaz non associé à partir de la formation d'Halfway. En 2000, la production moyenne provenant de cette unité s'est établie à 5,2 mmpej de gaz naturel et à 85 bj de LGN. Au 31 décembre 2000, l'intérêt total de EnerMark dans cette région incluait des réserves établies de 5 786 mbep. La production de pétrole brut et de LGN est vendue au prix du marché en vigueur aux termes de contrats à court terme. Le gaz naturel est vendu conformément à une variété de contrats, dont notamment des contrats importants avec des courtiers-fournisseurs au prix de valorisation et des contrats à court terme avec prix au comptant.

Willesden Green (Alberta)

EnerMark détient une participation directe moyenne de 50 % dans la propriété de Willesden Green qui a été acquise dans le cadre de l'acquisition de Cabre en décembre 2000. Cette région, située 250 kilomètres au nord-ouest de Calgary, en Alberta, produit du pétrole brut, des LGN et du gaz naturel à partir de diverses formations géologiques dont la production moyenne s'est établie à 33 bj de pétrole brut, à 212 bj de LGN et à 4,4 mmpej de gaz naturel, soit un total de 975 bepj, pendant les deux premiers mois de 2001. Certains puits comprennent de multiples zones productrices ou potentiellement productrices. Depuis mars 2001, la totalité de la superficie non mise en valeur est assujettie à un accord d'amodiation qui inclut un engagement visant le forage de trois puits. Les plans de mise en valeur pour la partie de la propriété exploitée par EnerMark incluent la construction et le raccordement d'un puits de gaz naturel acide de la formation de Nisku d'une production de 5,0 mmpej. La date d'entrée en production de ce puits dépend de l'achèvement d'un nouveau train de traitement du gaz acide à l'usine de O'Chiese, qui, selon EnerMark, devrait survenir en mai 2001. Au 31 décembre 2000, l'intérêt de EnerMark dans la propriété incluait des réserves établies de 3 434 mbep. La production provenant de cette propriété est vendue au prix au comptant en vigueur conformément à des contrats à court terme.

Deep Basin (Alberta)

EnerMark détient une participation directe moyenne de 9 % dans la propriété non exploitée de Deep Basin qui comprend les gisements producteurs de Elmworth, de Karr, de Wapiti et de South Wapiti, situés environ 500 kilomètres au nord-ouest de Calgary, en Alberta. En 2000, la production de cette propriété s'est établie à 2 392 bepj, soit 11,3 mmpej de gaz naturel et 515 bj de LGN. EnerMark possède suffisamment de stations de compression, de systèmes de collecte de gaz et d'usines de traitement du gaz pour traiter la production provenant des 320 puits dans lesquels elle détient une participation directe. Au 31 décembre 2000, la participation directe de EnerMark incluait des réserves établies de 7 724 mbep. La production de

gaz naturel provenant de cette propriété est vendue conformément à un contrat à long terme conclu avec un important exploitant, au prix de valorisation.

Benjamin (Alberta)

EnerMark détient une participation directe moyenne de 20 % dans les six puits producteurs de gaz de cette région de contreforts située 80 kilomètres au nord-ouest de Calgary, en Alberta. La production de ces puits provient de la formation de Turner Valley. Cette propriété, acquise dans le cadre de l'acquisition de EBOC en septembre 2000, a produit 3,6 mmpcj de gaz naturel au cours de l'an 2000. Plusieurs sites de forages ont été retenus pour le suivi de la mise en valeur et le forage du premier puits devrait commencer en juin 2001. EnerMark a aussi participé à un projet de compression et de pipeline qui devrait satisfaire ses besoins en matière de traitement. Au 31 décembre 2000, la participation directe de EnerMark incluait des réserves établies de 17 827 mbep. La production provenant de cette propriété est vendue au prix au comptant en vigueur conformément à des contrats à court terme.

Cranberry (Alberta)

EnerMark détient une participation directe moyenne de 38 % dans cette propriété non exploitée située dans le Nord-Ouest de l'Alberta. La production de gaz naturel provient des formations de Slave Point et de Debolt. En 2000, EnerMark a vendu son intérêt dans les installations de traitement de gaz naturel et a payé des frais de traitement à des tiers par la suite. En 2000, cette propriété a produit 4,1 mmpcj de gaz naturel. Au 31 décembre 2000, la participation directe de EnerMark incluait des réserves établies de 4 547 mbep. La production provenant de cette propriété est vendue au prix au comptant en vigueur conformément à des contrats à court terme.

Activités et résultats de forage

En 2000, EnerMark a participé au forage de 302 puits bruts (91 puits nets), 96 % des forages ayant été fructueux. Le tableau suivant présente une synthèse du nombre et des types de puits forés par EnerMark ou au forage desquels elle a participé pour les exercices terminés les 31 décembre 2000 et 1999, y compris les activités attribuables aux participations acquises à compter de leurs dates d'acquisition respectives. Se reporter à la rubrique « Information sur l'exploitation - Inclusion des activités des participations acquises ». EnerMark n'a participé au forage d'aucun puits d'exploration dans l'une ou l'autre de ces périodes. À l'exception des puits qui sont indiqués comme « secs » dans le tableau ci-dessous, tous les puits qui y sont mentionnés peuvent entrer en production.

	Exercice terminé le 31 décembre			
	2000		1999	
	Puits bruts ¹⁾	Puits nets ²⁾	Puits bruts ¹⁾	Puits nets ²⁾
Puits de développement				
Pétrole	103	34	4	3
Gaz naturel	184	54	97	15
Secs	15	3	4	2
Total des puits visés par une participation directe	302	91	105	20

Notes :

- 1) « Puits bruts » signifie le nombre de puits dans lesquels EnerMark détient une participation.
- 2) « Puits nets » signifie le nombre total de puits bruts multiplié par le pourcentage de participation de EnerMark dans ces puits.

Résumé des sites de production

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2000, 76 % de la production de pétrole et de LGN et 93 % de la production de gaz naturel de EnerMark provenaient de l'Alberta, 2 % de sa production de pétrole et de LGN et 5 % de sa production de gaz naturel provenaient de la Colombie-Britannique, et 22 % de sa production de pétrole et de LGN et 2 % de sa production de gaz naturel provenaient de la Saskatchewan. Le tableau suivant présente les régions géographiques des principales propriétés dont EnerMark a tiré sa production en 2000 ainsi que la production quotidienne moyenne tirée de ces propriétés au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2000. En ce qui concerne l'inclusion de la production des participations acquises, se reporter à la rubrique « Information sur l'exploitation - Inclusion des activités des participations acquises ».

Emplacement	Pétrole brut (bj)	LGN (bj)	Gaz naturel (mpcj)	Total (bepj) (6 mpcj = 1 bepj)
Alberta				
Deep Basin	-	515	11 259	2 392
Giltedge	1 733	-	967	1 894
Valhalla	721	83	4 779	1 600
Hanna Garden	-	1	7 462	1 245
Pine Creek	7	227	5 946	1 225
Progress Halfway	-	85	5 209	953
Cranberry	-	97	4 052	772
Glauc C de Medicine Hat	620	-	800	753
David	701	7	89	723
Auburndale	552	-	633	658
Benjamin	-	8	3 594	607
Utikuma	574	1	86	589
Little Horse	552	-	-	552
Kaybob South	-	166	2 222	536
Bashaw	-	27	2 948	518
Chigwell	1	47	1 977	378
Leo	19	9	1 786	326
Bantry	-	-	2 732	455
Chauvin South	363	-	-	363
Jenner (non exploité)	192	-	667	303
Verger	1	-	1 702	285
Taber	-	-	1 642	274
Hotchkiss	1	-	1 423	238
Leo (non exploité)	7	10	1 281	231
Unité n° 1 de Cherhill	26	-	1 174	222
Alexis	74	4	856	221
Gift Lake	211	-	-	211
Golden Spike	2	42	741	168
Thornbury (non exploité)	-	-	909	152
Autres	2 400	720	27 223	7 655
Total Alberta	8 757	2 049	94 159	26 499
% du total de EnerMark	72 %	97 %	93 %	85 %
Saskatchewan				
Battle Creek	381	-	-	381
Heward	349	-	-	349
West Kingsford	277	-	-	277
Tatagwa	269	-	-	269
Prairiedale	9	-	1 443	250
Maidstone	225	-	-	225
Unité de Freda Lake	194	-	-	194
Butte (non unitaire)	162	-	-	162
Autres	1 194	-	574	1 289
Total Saskatchewan	3 060	0	2 017	3 396
% du total de EnerMark	25 %	0 %	2 %	11 %
Colombie-Britannique	259	62	5 297	1 204
% du total de EnerMark	2 %	3 %	5 %	4 %
Manitoba	13			13
TOTAL	12 089	2 111	101 473	31 112

Emplacement des principales installations de production

Installations de production de pétrole brut

Nom de la région ¹⁾	Emplacement de l'installation	Type d'installation	Participation directe %	Capacité brute de traitement (bj)	Capacité de traitement de la participation directe (bj)
Auburndale	9-15-47-6 W4M	Installations de traitement par émulsion et d'évacuation des eaux	100 %	2 000	2 000
Battle Creek	15-33-2-26 W3M	Installations de traitement par émulsion et d'évacuation des eaux	100 %	6 000	6 000
Unité de Butte ²⁾	05-34-011-19 W3M	Installations de traitement par émulsion et d'injection d'eau	12 %		
Cadogan	10-14-39-3 W4M	Installations de traitement par émulsion et d'évacuation des eaux	100 %	9 000	9 000
Chauvin South	15-24-43-2 W4M	Installations de traitement par émulsion et d'évacuation des eaux	100 %	5 000	5 000
David	12-24-40-3 W4M	Installations de traitement par émulsion et d'évacuation des eaux	100 %	30 000	30 000
Freda Lake ²⁾	01-31-014-18 W2M	Installations de traitement par émulsion et d'injection d'eau	30 %		
Installation de Gift ²⁾	06-19-078-10 W5M	Batterie pétrolière	24 %		
Giltedge	5-24-47-5 W4M	Installations de traitement par émulsion et d'évacuation des eaux, réfrigération et compression	100 %	30 000	30 000
Heward	13-14-9-9 W2M	Installations de traitement par émulsion et d'évacuation des eaux	100 %	18 000	18 000
Jenner ²⁾	10-32-020-08 W4M	Batterie pétrolière	8 %		
Joarcam	6-29-49-21 W4M	Traitement par émulsion, injection d'eau	95 %	2 800	2 660
Joarcam	11-3-49-21 W4	Traitement par émulsion, injection d'eau	82 %	10 000	8 200
Kessler	2-11-39-8 W4M	Installations de traitement par émulsion et d'évacuation des eaux	100 %	6 000	6 000
Little Horse	7-35-77-13 W6M	Traitement par émulsion, évacuation des eaux	65 %	13 775	8 954
Medicine Hat	4-2-13-5 W4M	Installations de traitement par émulsion et d'évacuation des eaux	67 %	6 000	4 002
Medicine Hat	4-15-13-5 W4M	Installations de traitement par émulsion	67 %	1 000	667
Medicine Hat	16-7-13-5 W4M	Installations de traitement par émulsion	67 %	2 000	1 334
Princess	7-8-19-11 W4M	Installations de traitement par émulsion et d'évacuation des eaux, adoucissement du gaz	100 %	6 000	6 000
Progress	7-31-76-8 W6M	Traitement par émulsion, injection d'eau	100 %	2 000	2 000
Progress ²⁾	06-19-077-09 W6M	Installation de traitement par émulsion, d'évacuation des eaux et de conservation du gaz	25 %		
Shorncliffe	1-22-40-8 W4M	Installations de traitement par émulsion et d'injection d'eau	66 %	38 000	24 928
Tatagwa	15-29-5-15 W4M	Installations de traitement par émulsion et d'injection d'eau	100 %	3 000	3 000
Valhalla	6-29-76-10 W6	Traitement par émulsion, évacuation des eaux	86 %	4 600	3 956
Valhalla Doe Creek ²⁾	10-14-076-10 W6M	Installations de traitement par émulsion et d'injection d'eau	20 %		

Installations de production de gaz naturel

Nom de la région ¹⁾	Emplacement de l'installation	Type d'installation	Participation directe %	Capacité brute de traitement (mmpcj)	Capacité de traitement de la participation directe (mmpcj)
Auburndale	9-15-47-6 W4M	Compression et déshydratation	100 %	2,5	2,5
Bantry	5-8-19-13 W4M	Compression et déshydratation	46 %	12,0	5,5
Bashaw	8-10-42-22 W4	Compression, déshydratation, traitement	27 %	12,0	3,2
Installation de Botha ²⁾	07-16-098-05 W6M	Compression, réfrigération et déshydratation	10 %	16,7	1,7
Usine de gaz de Burnt Timber ²⁾	10-13-030-07 W5M	Réfrigération, adoucissement, récupération du soufre et stabilisation/entreposage des pentanes plus	3 %	128,1	4,2
Usine de gaz d'Elmworth ²⁾	SE-08-070-11 W6M	Turboexpansion et extraction d'éthane	6 %	575,0	34,9
Hanna Garden	4-29-32-14 W4M	Compression et déshydratation	84 %	6,0	5,0
Hanna Garden	6-14-34-13 W4M	Compression et déshydratation	100 %	6,0	6,0
Joarcam	6-29-49-21 W4	Compression, déshydratation, traitement	99 %	5,5	5,4
Joarcam	5-23-49-21 W4	Compression, déshydratation, traitement	93 %	10,0	9,3
Joarcam	11-3-49-21 W4	Compression, déshydratation, traitement	86 %	9,5	8,2
Usine de traitement de gaz de Karr ²⁾	NW-10-065-02 W6M	Turboexpansion et extraction d'éthane	2 %	110,0	2,1
Usine de gaz de Leo ²⁾	13-24-036-17 W4M	Compression et réfrigération	21 %	25,2	5,4
Usine de gaz de Pine Creek ²⁾	10-23-057-19 W5M	Compression, réfrigération et déshydratation	40 %	16,0	6,4
Pine Creek	6-16-57-18 W5	Compression, déshydratation	73 %	12,0	8,8
Pine Creek	10-23-57-19 W5	Compression, déshydratation, traitement	40 %	20,0	8,0
Prairiedale	9-30-32-25 W4M	Compression et déshydratation	100 %	3,0	3,0
Usine de gaz de Progress ²⁾	02-01-078-10 W6M	Compression, adoucissement, réfrigération et déshydratation	10 %	140,3	14,1
Usine de dégazolinage (« coupes légères ») de South Wapiti ²⁾	NE-09-067-09 W6M	Compression, réfrigération et déshydratation	1 %	300,0	4,0
Valhalla	6-29-76-10 W6	Compression, déshydratation	86 %	6,0	5,2
Valhalla	10-17-75-10 W6	Compression, déshydratation, traitement	35 %	6,0	2,1
Usine de traitement du gaz de Valhalla Burnt River ²⁾	08-20-076-09 W6M	Compression, réfrigération et déshydratation	11 %	32,0	3,4
Verger	4-2-23-15 W4M	Compression et déshydratation	20 %	12,0	2,4
Usine de dégazolinage (« coupes lourdes ») de Wapiti ²⁾	04-08-069-08 W6M	Turboexpansion et extraction d'éthane	3 %	355,8	11,1
Usine de dégazolinage (« coupes légères ») de Wapiti ²⁾	SW-08-069-08 W6M	Compression, réfrigération et déshydratation	3 %	120,0	3,5

Notes :

- 1) Exploité à moins d'une indication contraire
2) Non exploité

Puits de pétrole et de gaz naturel et concessions

Le tableau suivant indique, au 31 décembre 2000, les intérêts d'EnerMark dans des puits producteurs et des puits inexploités qu'elle juge susceptibles de production, ainsi que ses intérêts dans des concessions et des droits non mis en valeur d'exploitation de pétrole et de gaz naturel (y compris la totalité des participations acquises, dont Cabre) :

Zone	Puits producteurs				Puits inexploités ¹⁾				Acres	
	Pétrole		Gaz naturel		Pétrole		Gaz naturel		Puits bruts ²⁾	Puits nets ³⁾
	Puits bruts ²⁾	Puits nets ³⁾	Puits bruts ²⁾	Puits nets ³⁾	Puits bruts ²⁾	Puits nets ³⁾	Puits bruts ²⁾	Puits nets ³⁾		
Alberta	1 882	831,9	2 453	622,7	360	120,4	341	112,3	1 235 663	598 123
Saskatchewan	1 315	214,8	103	45,7	326	95,7	12	4,3	39 983	28 662
Colombie-Britannique	132	26,7	82	13,0	82	13,2	55	14,6	220 416	103 620
Manitoba	30	8,0	—	—	1	0,2	1	—	524	277
Total	3 359	1 081,4	2 638	681,4	763	229,5	409	131,2	1 496 586	730 682

Notes :

- 1) Les puits « inexploités » désignent les puits qui ne sont pas en production mais qui sont susceptibles de production. Les puits inexploités dans lesquels EnerMark détient un intérêt sont situés à au plus 10 kilomètres de réseaux de collecte, de pipelines ou d'autres moyens de transport.
- 2) Les puits/acres « bruts » correspondent au nombre total de puits/acres dans lesquels EnerMark détient un intérêt.
- 3) Les puits/acres « nets » correspondent au produit obtenu par la multiplication de chaque puits/acre brut par le pourcentage de participation directe de EnerMark dans ce puits ou cet acre.

Rapprochement des réserves

	Pétrole brut (mb)		Gaz naturel (mmpc)		LGN (mb)		Total (mbep)		Réserves établies (mbep)
	Prouvées	Probables	Prouvées	Probables	Prouvées	Probables	Prouvées	Probables	
Réserves d'ouverture au 31 décembre 1999	45 365	21 797	305 171	118 778	7 363	2 956	103 590	44 549	125 865
Production	(4 424)	-	(37 139)	-	(773)	-	(11 387)	-	(11 387)
Acquisitions	19 721	6 440	464 808	82 874	5 698	1 178	102 887	21 430	113 602
Dessaisissements	(523)	(191)	(8 097)	(1 093)	(89)	(11)	(1 962)	(384)	(2 154)
Forage, mise en valeur et révisions	(2 918)	2 990	(69 327)	(17 027)	(800)	(1 061)	(15 272)	(909)	(15 727)
Réserves de clôture au 31 décembre 2000	57 221	31 036	655 416	183 532	11 399	3 062	177 856	64 686	210 199

Antécédents de production trimestrielle

Les tableaux suivants montrent la production quotidienne moyenne (avant déduction des redevances payables aux tiers) pour les propriétés productrices de EnerMark pendant les périodes indiquées. L'information quant à la production des participations acquises (à l'exception de Cabre) est incluse de façon proportionnelle à compter de leurs dates d'acquisition respectives. Se reporter à la rubrique « Information sur l'exploitation - Inclusion des activités des participations acquises ». La production moyenne des participations de Cabre acquises par EnerMark s'est établie à 7 273 bj de pétrole brut, à 1 280 b de LGN et à 31,8 mmpcj de gaz naturel, soit un total de 13 856 bepj, en décembre 2000.

Exercice terminé le 31 décembre 2000					
	Premier trimestre	Deuxième trimestre	Troisième trimestre	Quatrième trimestre	Total pour l'exercice
Pétrole brut (bj)					
Léger/moyen	6 236	7 558	7 762	8 610	7 546
Lourd	4 470	4 929	4 812	3 966	4 543
	10 706	12 487	12 574	12 576	12 089
LGN (bj)	1 695	2 101	1 856	2 790	2 111
Total des liquides (bj)	12 401	14 588	14 430	15 366	14 200
Gaz naturel (mpcj)	81 153	93 444	104 045	126 943	101 473
Total des bepj	25 927	30 162	31 771	36 523	31 112

Exercice terminé le 31 décembre 1999					
	Premier trimestre	Deuxième trimestre	Troisième trimestre	Quatrième trimestre	Total pour l'exercice
Pétrole brut (bj)					
Léger/moyen	7 821	7 327	7 307	7 352	7 450

Exercice terminé le 31 décembre 1999

	Premier trimestre	Deuxième trimestre	Troisième trimestre	Quatrième trimestre	Total pour l'exercice
Lourd	3 600	3 986	4 092	4 180	3 966
	11 421	11 313	11 399	11 532	11 416
LGN (bj)	2 094	1 968	1 857	2 004	1 980
Total des liquides (bj)	13 515	13 281	13 256	13 536	13 396
Gaz naturel (mpcj)	74 792	70 416	68 765	72 933	71 713
Total des bepj	25 980	25 017	24 717	25 692	25 348

Revenus de production historiques

Les revenus bruts de production (avant déduction des redevances payables aux tiers) pour chaque produit de EnerMark au cours des exercices terminés les 31 décembre 2000 et 1999 s'établissaient comme suit :

	2000		1999	
	En millions de dollars	% du total des revenus	En millions de dollars	% du total des revenus
Pétrole brut	149,0 \$	44 %	96,9 \$	57 %
LGN	25,0	7 %	11,7	7 %
Gaz naturel	169,2	49 %	60,9	36 %
Total	343,2 \$	100 %	169,5 \$	100 %

Antécédents de revenu net trimestriel

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

Revenu net à l'égard du pétrole brut et des LGN (\$/b)

	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 \$
Coûts de couverture	(1,57)	(1,58)	(2,10)	(2,13)	(1,86)
Redevance	(7,38)	(7,21)	(7,97)	(6,62)	(7,28)
Coûts 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					
Léger/moyen	38,67 \$	37,36 \$	41,06 \$	36,49 \$	38,34 \$
Lourd	32,31 \$	32,32 \$	35,53 \$	25,79 \$	31,74 \$
Total du pétrole brut	36,01 \$	35,37 \$	38,95 \$	33,11 \$	35,86 \$
LGN	27,22 \$	31,37 \$	38,60 \$	31,95 \$	32,33 \$

	Exercice terminé le 31 décembre 1999				
	Premier trimestre	Deuxième trimestre	Troisième trimestre	Quatrième trimestre	Total pour l'exercice
Prix de vente	14,80 \$	19,40 \$	26,13 \$	29,04 \$	22,39 \$
Coûts de couverture	-	-	(0,18)	(0,54)	(0,18)
Redevance	(2,36)	(3,20)	(4,84)	(6,15)	(4,15)
Coûts d'exploitation ¹⁾	(4,77)	(4,80)	(5,09)	(5,99)	(5,17)
Revenu net	7,67 \$	11,40 \$	16,02 \$	16,36 \$	12,89 \$
Prix de vente moyen :					
Pétrole brut					
Léger/moyen	16,43 \$	21,71 \$	28,72 \$	32,18 \$	24,68 \$
Lourd	13,89 \$	18,03 \$	25,13 \$	26,53 \$	21,21 \$
Total du pétrole brut	15,63 \$	20,42 \$	27,43 \$	30,13 \$	23,47 \$
LGN	10,26 \$	13,57 \$	18,14 \$	22,80 \$	16,14 \$

Revenu net à l'égard du gaz naturel (\$/mpc)

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 \$
Coûts de couverture	0,08	(0,02)	(0,01)	0,10	0,04
Redevance	(0,69)	(0,69)	(1,25)	(1,73)	(1,16)
Coûts d'exploitation ¹⁾	(0,65)	(0,56)	(0,71)	(0,66)	(0,65)
Revenu net	<u>1,30 \$</u>	<u>1,91 \$</u>	<u>2,46 \$</u>	<u>4,52 \$</u>	<u>2,75 \$</u>

Exercice terminé le 31 décembre 1999					
	Premier trimestre	Deuxième trimestre	Troisième trimestre	Quatrième trimestre	Total pour l'exercice
Prix de vente	1,91 \$	2,09 \$	2,61 \$	2,64 \$	2,31 \$
Coûts de couverture	-	0,01	0,05	0,03	0,02
Redevance	(0,32)	(0,38)	(0,58)	(0,56)	(0,45)
Coûts d'exploitation ¹⁾	(0,46)	(0,36)	(0,52)	(0,48)	(0,46)
Revenu net	<u>1,13 \$</u>	<u>1,36 \$</u>	<u>1,56 \$</u>	<u>1,63 \$</u>	<u>1,42 \$</u>

Notes :

- 1) Les coûts d'exploitation sont les frais engagés dans le cadre de l'exploitation de propriétés productrices et incluent, 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

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

Exercice terminé le 31 décembre 2000					
(en milliers de dollars)	Premier trimestre	Deuxième trimestre	Troisième trimestre	Quatrième trimestre	Total
Forage de développement 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
	<u>10 956</u>	<u>9 360</u>	<u>6 682</u>	<u>12 998</u>	<u>39 996</u>
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	<u>47 643 \$</u>	<u>7 435 \$</u>	<u>6 956 \$</u>	<u>3 810 \$</u>	<u>65 844 \$</u>

Exercice terminé le 31 décembre 1999					
(en milliers de dollars)	Premier trimestre	Deuxième trimestre	Troisième trimestre	Quatrième trimestre	Total
Forage de développement et conditionnement	2 944 \$	1 659 \$	2 556 \$	7 877 \$	15 036 \$
Usine et installations	1 389	385	559	1 514	3 847
Frais de bureau et autres	591	351	354	592	1 888
	<u>4 924</u>	<u>2 395</u>	<u>3 469</u>	<u>9 983</u>	<u>20 771</u>
Acquisitions de propriétés productrices	577	4 756	526	2 463	8 322
Total des dépenses en capital	5 501	7 151	3 995	12 446	29 093
Aliénations de propriétés	(1 930)	(1 353)	(13 228)	(446)	(16 957)
Dépenses en capital nettes	<u>3 571 \$</u>	<u>5 798 \$</u>	<u>(9 233) \$</u>	<u>12 000 \$</u>	<u>12 136 \$</u>

Exploration et mise en valeur

EnerMark 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 de EnerMark, 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. EnerMark poursuivra son programme courant de rationalisation des propriétés et les produits tirés de ventes pourront être affectés 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 % des revenus bruts que EnerMark tire de la vente de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel.

Pétrole brut et LGN

La production de pétrole brut et de LGN de EnerMark est commercialisée auprès d'un gamme étendue d'intermédiaires et d'utilisateurs finaux. EnerMark a touché un prix moyen avant couverture de 35,86 \$/b pour sa production de pétrole brut et de 32,33 \$/b pour sa production de LGN au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2000, comparativement à 23,47 \$/b pour le pétrole brut et 16,14 \$/b pour les LGN au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 1999.

Gaz naturel

Lorsqu'elle commercialise sa production de gaz naturel, EnerMark vise à diversifier les contrats, les clients et les marchés géographiques. Le pourcentage des produits d'exploitation de EnerMark attribuables au gaz naturel s'est accru au cours des cinq derniers exercices, passant de 23 % en 1996 à 49 % en 2000. Le prix moyen avant couverture que EnerMark a obtenu pour sa production de gaz naturel a augmenté de 96 %, s'établissant à 4,52 \$/mpc en 2000, comparativement à 2,31 \$/mpc 1999.

Engagements futurs

EnerMark s'est engagée de façon ferme à fournir des services de collecte, de traitement et d'acheminement qui exigent qu'elle livre des quantités minimales de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel à des tiers ou qu'elle s'acquitte des tarifs correspondants. EnerMark s'est engagée à fournir un débit de pipeline de 5,0 mmpcj dans la Alliance Pipeline. Cette obligation d'une durée de 15 ans a été prise en charge dans le cadre de l'acquisition de Cabre en décembre 2000. La production de EnerMark est suffisante pour respecter ces engagements.

EnerMark utilise divers types d'instruments financiers et des contrats de vente physiques à prix fixe pour gérer le risque lié à la fluctuation des prix des marchandises. Au 31 mars 2001, elle avait les positions indiquées ci-dessous. Les tunnels relatifs au gaz naturel indiqués ci-dessous ont été conclus avec El Paso Merchant Energy Canada Inc., membre du même groupe que EMR.

Instrument	Marchandise	Volume par jour	Prix moyen pondéré	Durée
Option d'achat	Gaz naturel	5 000 gj	2,50 \$ CA/gj à AECO	du 1 ^{er} nov. 1998 au 31 oct. 2001
Combinaison option de vente/option sur swap				
Option de vente	Gaz naturel	800 gj	2,70 \$ CA/gj à AECO	a expiré le 31 mars 2001
Prix fixe	Gaz naturel	800 gj	2,75 \$ CA/gj à AECO	du 1 ^{er} avr. 2000 au 31 oct. 2004
Tunnel (toutes les composantes)				
Options d'achat vendues	Gaz naturel	16 000 gj	7,00 \$ CA/gj à AECO	du 1 ^{er} nov. 2000 au 31 oct. 2001
Options d'achat vendues	Gaz naturel	10 000 gj	5,00 \$ CA/gj à AECO	du 1 ^{er} nov. 2001 au 31 oct. 2002
Options d'achat vendues	Gaz naturel	7 500 gj	5,00 \$ CA/gj à AECO	du 1 ^{er} nov. 2002 au 31 oct. 2003
Options de vente achetées	Gaz naturel	25 000 gj	3,50 \$ CA/gj à AECO	du 1 ^{er} nov. 2000 au 31 oct. 2001
Options de vente achetées	Gaz naturel	20 000 gj	3,50 \$ CA/gj à AECO	du 1 ^{er} nov. 2001 au 31 oct. 2002
Options de vente achetées	Gaz naturel	15 000 gj	3,50 \$ CA/gj à AECO	du 1 ^{er} nov. 2002 au 31 oct. 2003
Plan de protection des revenus				

Instrument	Marchandise	Volume par jour	Prix moyen pondéré	Durée
Composante gazière du plan	Gaz naturel	80 000 gj	5,85 \$ CA/gj à AECO	du 1 ^{er} avr. 2001 au 31 déc. 2001
Composante pétrolière du plan	Pétrole brut	11 000 b	39,00 \$ CA/b WTI à la NYMEX	du 1 ^{er} avr. 2001 au 31 déc. 2001
Contrat de vente physique à prix fixe	Gaz naturel	5 000 gj	2,00 \$ CA/gj à AECO	du 1 ^{er} nov. 1998 au 31 oct. 2001
Contrat de vente physique à prix fixe	Gaz naturel	5 000 gj	3,71 \$ CA/mmbtu à Chicago	du 1 ^{er} nov. 1998 au 31 oct. 2001
Contrat de vente physique à prix fixe	Gaz naturel	5 000 gj	2,49 \$ CA/gj à AECO	du 1 ^{er} nov. 1999 au 31 oct. 2002

RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL

Sproule Associates Limited (« Sproule »), firme d'ingénieurs indépendants du secteur du pétrole, a évalué les principales propriétés de EnerMark, lesquelles comptent pour environ 73 % du total des réserves établies au 31 décembre 2000. Des ingénieurs qualifiés de EMR ont évalué le reste des propriétés à l'aide des paramètres d'évaluation utilisés par Sproule, y compris ses prévisions quant à l'indexation des prix. Les réserves indiquées ci-après incluent les réserves attribuables à la totalité des participations acquises.

Les tableaux suivants présentent un sommaire des évaluations des réserves et des revenus de production nets futurs au 31 décembre 2000. Les hypothèses de prix indiquées aux notes 10 et 11 ou 12 ci-dessous sont comprises dans les tableaux.

La valeur actualisée des revenus de production nets futurs estimatifs présentée dans les tableaux qui suivent peut ne pas représenter la juste valeur marchande des réserves. Les lecteurs sont avertis que lorsque la valeur actualisée des revenus de production nets futurs estimatifs est fondée sur des hypothèses relatives à la hausse des prix et des coûts, rien n'assure que de telles hypothèses se réaliseront, et les écarts pourraient être importants. Les évaluations de la récupération et des réserves de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel de EnerMark 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 probables et la valeur actualisée des rentrées nettes futures estimatives en provenant qui sont indiqués dans les tableaux ci-après ont été réduits de 50 % pour tenir compte des risques.

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

	Réserves visées par une participation directe ¹⁾						Valeur actualisée des rentrées nettes futures estimatives, en milliers de dollars, actualisée aux taux suivants :			
	Brutes			Nettes						
	Pétrole mb	Gaz mmpe	LGN mb	Pétrole mb	Gaz mmpe	LGN mb	0 %	10 %	15 %	20 %
Réserves prouvées ²⁾										
Productrices développées ^{3,4)}	49 018	482 309	9 077	42 113	361 877	6 263	2 126 580	1 200 334	1 038 927	927 397
Non productrices développées ^{3,5)}	428	43 220	1 001	349	33 091	714	112 264	63 162	51 690	44 077
Non développées ⁶⁾	7 775	129 887	1 321	6 287	100 751	918	291 922	173 032	132 260	103 792
Total des réserves prouvées	57 221	655 416	11 399	48 749	495 719	7 895	2 530 766	1 436 528	1 222 877	1 075 266
Réserves probables à 50 % ⁷⁾	15 518	91 766	1 531	12 798	72 994	1 056	455 510	111 468	77 247	56 930
Réserves établies	72 739	747 182	12 930	61 547	568 713	8 951	2 986 276	1 547 996	1 300 124	1 132 196

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

	Réserves visées par une participation directe ¹⁾						Valeur actualisée des rentrées nettes futures estimatives, en milliers de dollars, actualisée aux taux suivants :			
	Brutes			Nettes			0 %	10 %	15 %	20 %
	Pétrole mb	Gaz mmpc	LGN mb	Pétrole mb	Gaz mmpc	LGN mb				
Réserves prouvées ²⁾										
Productrices développées ³⁾⁴⁾	50 197	484 690	8 956	42 824	362 414	6 144	3 489 814	1 834 070	1 530 227	1 324 396
Non productrices développées ³⁾⁵⁾	434	43 224	1 003	340	33 078	713	232 790	116 954	92 659	76 731
Non développées ⁶⁾	7 841	130 193	1 268	6 265	100 743	874	704 298	363 083	279 750	222 930
Total des réserves prouvées	58 472	658 107	11 227	49 429	496 235	7 731	4 426 902	2 314 107	1 902 636	1 624 057
Réserves probables à 50 % ⁷⁾	16 686	90 441	1 460	13 581	71 725	1 001	724 478	205 525	144 922	108 530
Réserves établies	75 158	748 548	12 687	63 010	567 960	8 732	5 151 380	2 519 632	2 047 558	1 732 587

Notes :

- 1) Le terme « **réserves brutes** » désigne les réserves restantes appartenant au Fonds, avant déduction des redevances. Le terme « **réserves nettes** » désigne les réserves restantes brutes des propriétés dans lesquelles le Fonds détient une participation, après déduction des redevances (et des participations) appartenant à des 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 du scénario fondé sur des prix et de coûts constants et selon la conjoncture économique et les conditions d'exploitation prévues dans le cas du scénario fondé sur des 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 développées** » désigne les réserves prouvées qui sont actuellement en production à partir d'intervalles d'achèvement aménagés pour la production dans des puits existants. Au 31 décembre 2000, ces réserves étaient en production et représentaient environ 68 % des réserves prouvées et des réserves probables rajustées en fonction des risques de pétrole et de LGN de EnerMark et 65 % des réserves prouvées et des réserves probables rajustées en fonction des risques de gaz naturel de EnerMark.
- 5) Le terme « **réserves prouvées non productrices développées** » 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 développées prouvées car le coût de leur mise en production est relativement faible comparativement au coût d'un nouveau puits.
- 6) Le terme « **réserves prouvées non développées** » désigne les réserves prouvées dont on prévoit la récupération à partir de nouveaux puits sur des superficies non forcées 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 des installations de traitement et de collecte avant la mise en production de ces réserves. Les réserves situées sur des superficies non forcées se limitent aux unités de forage adjacentes aux puits productifs et dont la production est raisonnablement assurée lorsqu'elles seront forcées.
- 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 d'un rendement d'un procédé de récupération existant plus favorable 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 n'ont pas été réduites pour tenir compte des risques. **Les réserves probables et les rentrées nettes futures devant en être tirées 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 en fonction de la législation en vigueur le 1^{er} janvier 2001.
- 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 indiqués à 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 supposant des prix et des coûts indexés présume le maintien des lois et des règlements actuellement en vigueur, et toute hausse des prix de vente tient également compte de l'inflation. Les prévisions utilisées à l'égard des prix des produits sont les suivantes :

Année	WTI à Cushing, Oklahoma (\$ US/b)	Prix au pair à Edmonton 40 API (\$/b)	Sortie de l'usine						
			Liquides de gaz naturel				Gaz naturel		
			Éthane (\$/b)	Propane (\$b)	Butane (\$/b)	Pentanes (\$/b)	Alberta (\$/mmbtu)	Sask. (\$/mmbtu)	C.-B. (\$/mmbtu)
2001	28,20	41,87	22,45	28,97	31,21	46,97	7,93	8,00	8,05
2002	24,41	35,85	16,35	23,63	25,39	38,39	5,73	5,80	5,85
2003	21,12	30,44	12,40	19,06	20,42	32,03	4,30	4,37	4,37
2004	21,44	30,95	11,34	18,35	19,61	31,98	3,91	3,99	3,99
2005	21,76	30,96	11,34	17,34	18,46	31,71	3,91	3,99	3,99
2006	22,08	30,96	11,35	17,34	18,46	31,71	3,91	4,00	4,00
2007	22,42	30,97	11,35	17,35	18,47	31,72	3,91	4,00	4,00
2008	22,75	31,44	11,56	17,61	18,75	32,20	3,98	4,07	4,07
2009	23,09	31,45	11,57	17,62	18,75	32,21	3,98	4,07	4,07
2010	23,44	31,93	11,77	17,88	19,04	32,70	4,06	4,15	4,15
2011	23,79	32,41	11,98	18,16	19,33	33,20	4,13	4,22	4,22
2012	24,15	32,91	12,19	18,43	19,62	33,70	4,21	4,30	4,30

Indexation au taux de 1,5 % par la suite

- 12) Le scénario supposant des prix et des coûts constants présume le maintien du prix des produits et des coûts d'exploitation prévus pour l'an 2001 et 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 :	WTI Cushing, Oklahoma (\$ US/b)	28,20 \$
	Prix au pair à Edmonton 40° API (\$/b)	41,87 \$
Gaz naturel :	Alberta (\$/mmbtu)	7,93 \$
	Saskatchewan (\$/mmbtu)	8,00 \$
	Colombie-Britannique (\$/mpc)	8,05 \$
Liquides de gaz naturel :	Éthane (\$/b)	22,45 \$
	Propane (\$/b)	28,97 \$
	Butane (\$/b)	31,21 \$
	Pentanes (\$/b)	46,97 \$

- 13) 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 indexés sont évaluées à 152,5 millions de dollars, dont 71,2 millions de dollars en 2001 et 22,3 millions de dollars en 2002. 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 115,9 millions de dollars, dont 19,0 millions de dollars en 2001 et 23,7 millions de dollars en 2002.
- 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 138,2 millions de dollars, dont 71,9 millions de dollars en 2001 et 22,1 millions de dollars en 2002. 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 constants sont évaluées à 106,1 millions de dollars, dont 21,0 millions de dollars en 2001 et 22,8 millions de dollars en 2002.
- 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 établies¹⁾
calculées en fonction de coûts et de prix indexés
(en milliers de dollars, sauf les données de production)

Année	Production annuelle (mbep)	Revenu des participations directes ²⁾	Charges de redevances	Revenu net après les charges de redevance	Charges d'exploitation	Revenu de production net ³⁾	Investissement en capital net	Rentrées nettes avant impôt sur le revenu ⁴⁾⁵⁾
2001	17 926	711 802	174 024	537 778	77 768	460 010	80 748	379 262
2002	18 868	583 243	138 260	444 983	84 799	360 184	34 147	326 037
2003	17 628	432 510	96 801	335 709	83 983	251 726	15 419	236 307
2004	15 369	361 987	77 223	284 764	79 155	205 609	15 519	190 090
2005	13 577	321 422	66 754	254 668	74 866	179 802	8 756	171 046
2006	12 018	286 071	58 202	227 869	70 862	157 007	1 391	155 616
2007	10 525	252 060	50 525	201 535	67 244	134 291	1 086	133 205
2008	9 327	227 686	44 956	182 730	64 436	118 294	1 497	116 797

Année	Production annuelle (mbep)	Revenu des participations directes ²⁾	Charges de redevances	Revenu net après les charges de redevance	Charges d'exploitation	Revenu de production net ³⁾	Investissement en capital net	Rentrées nettes avant impôt sur le revenu ⁴⁾⁵⁾
2009	8 209	200 269	39 165	161 104	59 646	101 458	2 741	98 717
2010	7 353	182 661	35 465	147 196	55 091	92 105	3 076	89 029
Reste	79 399	2 559 109	467 734	2 091 375	955 121	1 136 254	46 084	1 090 170
TOTAL :	210 199	6 118 820	1 249 109	4 869 711	1 672 971	3 196 740	210 464	2 986 276

Rentrées nettes avant impôt sur le revenu actualisées au 1^{er} janvier 2001 aux taux indiqués⁵⁾ :

10 % : 1 547 996 \$
15 % : 1 300 124 \$
20 % : 1 132 196 \$

Notes :

- 1) Réserves prouvées plus 50 % des réserves probables.
- 2) Inclut les revenus tirés des droits de redevances, les revenus tirés du traitement à forfait et les revenus divers.
- 3) Revenus tirés des participations directes, 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 établies¹⁾
calculées en fonction de coûts et de prix constants
(en milliers de dollars, sauf les données de production)**

Année	Production annuelle (mbep)	Revenu des participations directes ²⁾	Charges de redevances	Revenu net après les charges de redevance	Charges d'exploitation	Revenu de production net ³⁾	Investissement en capital net	Rentrées nettes avant impôt sur le revenu ⁴⁾⁵⁾
2001	17 925	708 259	172 789	535 470	78 188	457 282	82 342	374 940
2002	18 945	752 801	187 233	565 568	84 500	481 068	33 453	447 615
2003	17 633	705 474	172 078	533 396	82 291	451 105	14 844	436 261
2004	15 411	616 508	145 582	470 926	76 661	394 265	14 297	379 968
2005	13 633	544 119	124 737	419 382	71 850	347 532	7 770	339 762
2006	12 088	480 125	107 806	372 319	67 445	304 874	1 159	303 715
2007	10 591	421 771	93 240	328 531	62 884	265 647	1 875	263 772
2008	9 389	374 846	81 707	293 139	59 198	233 941	1 294	232 647
2009	8 292	330 995	71 647	259 348	54 354	204 994	2 249	202 745
2010	7 443	297 479	63 997	233 482	49 551	183 931	2 529	181 402
Reste	81 253	3 369 092	675 802	2 693 290	675 299	2 017 991	29 438	1 988 553
TOTAL :	212 604	8 601 469	1 896 618	6 704 851	1 362 221	5 342 630	191 250	5 151 380

Rentrées nettes avant impôt sur le revenu actualisées au 1^{er} janvier 2001 aux taux indiqués⁵⁾ :

10 % : 2 519 632 \$
15 % : 2 047 558 \$
20 % : 1 732 587 \$

Notes :

- 1) Réserves prouvées plus 50 % des réserves probables.
- 2) Inclut les revenus tirés des droits de redevances, les revenus tirés du traitement à forfait et les revenus divers.
- 3) Revenus tirés des participations directes, 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.

INFORMATION CONCERNANT LE FONDS ET ENERMARK

Description des parts de fiducie

Le Fonds est autorisé à créer et à émettre un nombre illimité de parts de fiducie aux termes de la déclaration de fiducie, laquelle contient notamment des dispositions relatives à la convocation des assemblées des porteurs de parts, aux délibérations à ces assemblées, aux avis, ainsi qu'à la nomination et à la destitution des fiduciaires du Fonds.

Toutes les parts de fiducie émises se classent au même rang que les parts de fiducie émises auparavant en ce qui a trait aux distributions aux termes de la déclaration de fiducie. Chaque part de fiducie représente un intérêt bénéficiaire indivis égal dans toute distribution du Fonds et dans son actif net dans l'éventualité de sa dissolution ou de sa liquidation volontaire. Toutes les parts de fiducie du Fonds font partie de la même catégorie et sont assorties de droits et de privilèges égaux. Chaque part de fiducie est transférable, permet à son porteur de participer à égalité aux distributions, y compris les distributions du bénéfice net et des gains en capital nets réalisés du Fonds ainsi que celles effectuées au moment de la liquidation, n'est susceptible d'aucun appel subséquent et permet à son porteur d'exprimer une voix à toutes les assemblées des porteurs de parts.

Le texte suivant résume les principales caractéristiques des parts de fiducie; ce résumé n'est pas censé être exhaustif. Il y a lieu de se reporter à la déclaration de fiducie, qui renferme le texte intégral de ces caractéristiques.

Objet du Fonds

Le Fonds a été établi aux fins de l'acquisition et de la détention de titres de EnerMark et d'une redevance accordée par celle-ci. Les activités du Fonds se limitent à investir dans des biens ou des placements décrits à l'alinéa 132(6)b) de la Loi de l'impôt, ce qui inclut les titres de EnerMark, les billets de EnerMark détenus par le Fonds, la redevance et tout autre titre ou redevance octroyé ou émis par EnerMark.

Distributions au comptant

Les fiduciaires du Fonds ont l'intention d'effectuer des distributions en espèces d'un montant égal à la totalité des revenus d'intérêt, de redevance et de dividendes du Fonds, déduction faite de ses frais d'administration. De plus, les porteurs de parts peuvent, à la discrétion des fiduciaires du Fonds, recevoir des distributions à l'égard des remboursements de capital effectués au Fonds par EnerMark sur les billets de EnerMark détenus par le Fonds. Il est possible toutefois que le Fonds réinvestisse une importante partie des remboursements de capital sur les billets de EnerMark détenus par le Fonds pour acquérir des propriétés pétrolifères et gazéifères additionnelles ou pour mettre en valeur celles d'EnerMark en vue d'augmenter les fonds provenant de l'exploitation de cette dernière. Les distributions au comptant seront effectuées mensuellement aux porteurs de parts inscrits le 10^e jour de chaque mois et seront payables au plus tard le 20^e jour du mois en question. Les distributions au comptant effectuées en janvier de chaque année seront versées aux porteurs de parts inscrits le 31 décembre de l'année précédente et seront payables le 20 janvier.

Impôts sur le revenu

Le Fonds doit remplir une déclaration de revenus chaque année. Le revenu imposable net de la fiducie est attribué aux porteurs de parts.

Le Fonds est admissible à titre de fiducie de fonds communs de placement en vertu de la Loi de l'impôt et, par conséquent, les parts de fiducie sont des placements admissibles pour les REER, les FERR, les REEE et les RPDB.

Le texte qui suit résume les conséquences de l'impôt sur le revenu pour un porteur de parts qui est un résident canadien et qui détient des parts de fiducie à titre d'immobilisations.

- Lorsque le Fonds réalise un revenu imposable au cours d'un exercice donné, chaque porteur de parts est tenu d'inclure dans le calcul de son revenu sa quote-part du montant qui constituerait un revenu imposable pour le Fonds, que ce montant ait été réellement versé ou non au porteur de parts au cours de cet exercice. Le revenu d'un porteur est considéré comme un revenu tiré d'un bien et non d'une ressource.

- Pour un investisseur, le prix de base rajusté d'une part de fiducie équivaut au prix d'achat de cette part moins les distributions en espèces non imposables reçues depuis la date d'acquisition. À la disposition de ses parts de fiducie, le porteur réalisera un gain en capital ou une perte en capital.

Fiduciaires du Fonds

La déclaration de fiducie prévoit la constitution d'un conseil des fiduciaires comprenant au plus neuf membres et au moins trois membres. Les fiduciaires du Fonds seront reconduits dans leur mandat ou remplacés chaque année, selon ce que détermineront à la majorité des voix les porteurs de parts réunis en assemblée annuelle. Les fiduciaires du Fonds sont notamment responsables (i) d'agir au nom du Fonds, de voter en son nom et de le représenter en qualité d'actionnaire et de porteur des billets de EnerMark qu'il détient, (ii) de tenir les registres et de présenter des rapports aux porteurs de parts, (iii) de superviser les activités du Fonds, (iv) de gérer les affaires du Fonds et (v) de déclarer des distributions versées aux porteurs de parts par le Fonds.

Un fiduciaire du Fonds peut démissionner moyennant un avis écrit au Fonds et peut être destitué à la majorité des voix exprimées par les porteurs de parts réunis en assemblée extraordinaire. Tout poste devenu vacant par suite d'une telle destitution pourra être comblé à la même assemblée, sans quoi il pourra être comblé par le conseil des fiduciaires.

Le Fonds a confié à EMR le mandat de remplir ces obligations, les fiduciaires du Fonds conservant toutefois la responsabilité ultime de leur exécution. Aux termes de la convention de gestion, EMR a accepté que ses représentants au conseil des fiduciaires du Fonds constituent une minorité du nombre total des fiduciaires du Fonds à ce conseil à tout moment et, à moins d'entente unanime de tous les fiduciaires du Fonds présents à une assemblée du conseil des fiduciaires, représentent une minorité des personnes exerçant un droit de vote à l'égard de toute résolution particulière.

Normes de diligence des fiduciaires du Fonds

La déclaration de fiducie prévoit que les fiduciaires du Fonds doivent agir avec honnêteté et de bonne foi en vue des intérêts fondamentaux du Fonds et faire preuve du degré de diligence et de compétence qu'exercerait une personne raisonnablement prudente dans des circonstances comparables. La déclaration de fiducie prévoit aussi que les fiduciaires du Fonds auront droit d'être indemnisés par le Fonds relativement à l'exercice de leurs pouvoirs et de leurs fonctions s'ils remplissent leurs obligations avec le degré de diligence approprié. Les devoirs et les normes de diligence des fiduciaires du Fonds prévus dans la déclaration de fiducie sont semblables à ce qui est exigé des administrateurs d'une société par actions.

Sauf dans les cas expressément interdits par la loi, les fiduciaires du Fonds peuvent accorder ou déléguer certains pouvoirs qui leur sont impartis en rapport avec l'administration réelle des tâches du conseil des fiduciaires en vertu de la déclaration de fiducie. Les fiduciaires du Fonds ont accordé une grande latitude à EMR dans l'administration et la gestion de l'exploitation quotidienne du Fonds et la prise de décisions importantes conformément aux politiques et principes généraux énoncés dans la déclaration de fiducie ou autrement établis par les fiduciaires du Fonds.

Limitations de responsabilité des fiduciaires du Fonds

La déclaration de fiducie prévoit que les fiduciaires du Fonds n'engageront pas leur responsabilité pour avoir pris des mesures de bonne foi en se fiant à des documents de prime abord dûment signés ou pour avoir aliéné des fonds ou des titres, ni quant aux baisses de valeur ou pertes subies par suite de la vente d'un titre. Cette disposition ne protégera toutefois pas les fiduciaires du Fonds dans les cas de malveillance volontaire, de mauvaise foi, de négligence ou de non-respect de leurs obligations et devoirs, ni dans les cas où ils omettent d'agir avec honnêteté, de bonne foi et dans l'intérêt des porteurs de parts, avec le degré de soin, de diligence et de savoir-faire dont un fiduciaire raisonnablement prudent ferait preuve en pareilles circonstances. Les fiduciaires du Fonds peuvent faire appel à un expert ou à un conseiller dans le cadre de l'exécution des devoirs qui leur incombent aux termes de la déclaration de fiducie et peuvent agir ou refuser d'agir sur les conseils d'un tel expert ou conseiller sans engager leur responsabilité. Lorsqu'ils leur auront fait preuve du degré de diligence requis, les fiduciaires du Fonds seront indemnisés sur l'actif du Fonds quant aux taxes ou autres frais gouvernementaux qui leur sont imposés par suite de l'exécution de leurs devoirs, mais ils n'auront aucun autre recours contre les porteurs de parts. En outre, la déclaration de fiducie renferme d'autres dispositions habituelles limitant la responsabilité des fiduciaires du Fonds.

Limitations de responsabilité des porteurs de parts

La déclaration de fiducie prévoit qu'aucun porteur de parts n'engagera sa responsabilité à l'égard du Fonds ou des obligations et affaires de celui-ci et, si un tribunal décide que les porteurs de parts ont des obligations à cet égard, ces obligations ne pourront être exécutées et acquittées qu'à partir de l'actif du Fonds. Des obligations personnelles pourraient également découler de réclamations de nature non contractuelle formulées contre le Fonds, comme des réclamations en responsabilité délictuelle, des réclamations fiscales et, possiblement, des réclamations découlant d'autres lois. Il est jugé peu probable qu'une responsabilité personnelle de cette nature soit engagée. En ce qui a trait aux obligations que le Fonds doit prendre en charge, les fiduciaires du Fonds s'efforceront de voir à ce que de telles obligations soient écrites et renferment des dispositions pour qu'eux et les porteurs de parts soient exonérés de toute responsabilité liée à ces obligations et pour limiter toute responsabilité de ce type à l'actif du Fonds.

Nonobstant les modalités de la déclaration de fiducie, les porteurs de parts pourraient ne pas bénéficier, à l'égard des obligations du fonds, du même degré de protection que celui offert aux actionnaires d'une société par actions.

Registres

Pour le compte des fiduciaires du Fonds, EMR tient les livres et registres nécessaires pour l'inscription appropriée des opérations commerciales du Fonds. Ces registres sont, dans toute la mesure du possible, conformes aux registres qu'une société faisant un appel public à l'épargne et constituée en vertu de l'ABCA doit tenir. Les porteurs de parts auront en tout temps accès à ces registres de la même façon que s'ils étaient actionnaires d'une société par actions. Tous ces registres sont conservés par EMR à son bureau de Calgary, en Alberta.

Tous les titres de EnerMark qui sont la propriété du Fonds (y compris les billets de EnerMark, la redevance et les actions ordinaires de EnerMark) sont détenus par EMR pour le compte du Fonds, ou par un dépositaire, toujours pour le compte du Fonds, à son bureau principal de services fiduciaires aux sociétés de Calgary, en Alberta.

Rapports aux porteurs de parts

Les titres de EnerMark, y compris les billets de EnerMark et les actions ordinaires de EnerMark, et la redevance constituent l'unique actif du Fonds. Les comptes consolidés du Fonds sont vérifiés chaque année par un cabinet indépendant reconnu de comptables agréés désigné par les porteurs de parts (actuellement PricewaterhouseCoopers s.r.l., comptables agréés) et les états financiers du Fonds ainsi que le rapport de ces comptables agréés sont postés aux porteurs de parts par les fiduciaires du Fonds dans les délais réglementaires appropriés, chaque année civile. L'exercice du Fonds se termine le 31 décembre.

La déclaration de fiducie prévoit que le porteur inscrit d'une part de fiducie aura le droit, moyennant le paiement de coûts de production raisonnables, d'obtenir une copie de la déclaration de fiducie et le droit d'examiner et, moyennant le paiement de frais raisonnables à l'agent chargé de la tenue des registres concerné, d'obtenir une liste des porteurs de parts inscrits, à des fins reliées au Fonds.

Modification de la déclaration de fiducie

La déclaration de fiducie peut être modifiée de temps à autre à au moins 66 2/3 % des voix exprimées à une assemblée des porteurs de parts convoquée à cette fin.

Les fiduciaires du Fonds peuvent, sans l'approbation des porteurs de parts, apporter certaines modifications à la déclaration de fiducie, notamment :

1. les modifications visant à assurer le respect continu des lois, règlements, exigences ou politiques applicables de toute autorité, notamment gouvernementale, ayant compétence sur les fiduciaires du Fonds ou sur le Fonds;
2. les modifications jugées nécessaires ou souhaitables pour assurer que le Fonds n'a pas été établi ni n'est maintenu principalement au bénéfice de non-résidents;
3. les modifications qui, de l'avis des fiduciaires du Fonds, procurent une protection supplémentaire aux porteurs de parts;

4. les modifications visant à éliminer tout conflit ou incohérence dans la déclaration de fiducie ou à apporter des corrections mineures qui, de l'avis des fiduciaires du Fonds, sont nécessaires ou souhaitables et ne portent aucunement préjudice aux porteurs de parts;
5. les modifications qui, de l'avis des fiduciaires du Fonds, sont nécessaires ou souhaitables par suite de changements apportés aux lois fiscales.

Droits de vote concernant le Fonds

À toutes les assemblées des porteurs de parts, chaque porteur peut exprimer une voix par part de fiducie qu'il détient. Les assemblées des porteurs de parts peuvent être convoquées au moins 21 jours et au plus 50 jours à l'avance, et peuvent être tenues aux fins de la destitution ou de l'élection des fiduciaires du Fonds par les porteurs de parts, de la nomination ou de la destitution des vérificateurs du Fonds, de la confirmation ou de la nomination d'un nouveau fiduciaire du Fonds, de l'approbation de l'émission de parts de fiducie, de l'approbation de modifications à la déclaration de fiducie, de la vente de l'actif du Fonds dans son ensemble ou de la dissolution du Fonds. Quoiqu'il en soit, les fiduciaires du Fonds peuvent convoquer une assemblée des porteurs de parts en tout temps et ils doivent le faire et tenir une telle assemblée chaque année ou à la demande écrite de porteurs de parts détenant dans l'ensemble au moins 10 % des parts de fiducie émises et en circulation. La demande doit préciser la ou les raisons pour lesquelles cette assemblée doit être convoquée. EMR prendra toutes les mesures nécessaires à l'organisation d'une telle assemblée pour le compte des fiduciaires du Fonds. À moins de dispositions contraires dans la déclaration de fiducie, les questions qui exigent l'approbation des porteurs de parts doivent être approuvées au moyen d'une résolution extraordinaire adoptée à au moins 66 2/3 % des voix exprimées à une assemblée des porteurs de parts dûment convoquée (une « résolution extraordinaire »).

La déclaration de fiducie renferme des dispositions concernant l'avis de convocation requis et les autres procédures relatives à la convocation et à la tenue des assemblées des porteurs de parts.

Droit de rachat

Les parts de fiducie peuvent être rachetées en tout temps à la demande de leurs porteurs par la remise au Fonds du ou des certificats représentant les parts de fiducie à racheter, en même temps qu'un avis dûment rempli et signé demandant leur rachat. Lorsque le Fonds reçoit une demande de rachat, tous les droits relatifs aux parts de fiducie remises aux fins de rachat sont abandonnés, et le porteur desdites parts de fiducie est autorisé à recevoir un prix par part de fiducie (le « prix de rachat du marché ») correspondant à la moindre des sommes suivantes : (i) 85 % du « cours » des parts de fiducie sur le marché principal où elles sont inscrites aux fins de négociation pendant les 10 jours de négociation commençant immédiatement après la date de leur remise aux fins de rachat et (ii) le « cours de clôture » sur le marché principal où les parts de fiducie sont inscrites aux fins de négociation à la date de leur remise aux fins de rachat. Le droit des porteurs de parts de recevoir une somme au comptant au moment du rachat de leurs parts de fiducie est assujéti à la limitation selon laquelle le montant total payable par le Fonds à l'égard de toutes les parts de fiducie remises aux fins de rachat au cours du même mois civil et de tout mois civil précédent durant la même année ne peut excéder 2 000 000 \$, les fiduciaires du Fonds pouvant cependant, à leur entière discrétion, renoncer à cette limitation pour un mois civil quelconque. En l'absence d'une telle renonciation, le prix de rachat du marché payable par le Fonds pour les parts de fiducie remises aux fins de rachat au cours d'un mois civil sera payé le dernier jour du mois suivant (i) au moyen de la distribution, par le Fonds, de billets de EnerMark d'un montant en capital total correspondant au prix de rachat du marché global des parts de fiducie remises aux fins de rachat ou (ii) si le Fonds ne détient pas de billets de EnerMark d'un montant en capital total suffisant pour effectuer ce paiement, au moyen de l'émission, par le Fonds, de ses propres billets à ordre d'un montant en capital total correspondant au prix de rachat du marché global des parts de fiducie remises aux fins de rachat, de tels billets à ordre (les « billets de rachat ») étant assortis de modalités et de conditions essentiellement identiques à celles des billets de EnerMark.

On s'attend à ce que ce droit de rachat ne soit pas le mécanisme principal permettant aux porteurs d'aliéner leurs parts de fiducie. Les billets de EnerMark et les billets de rachat qui peuvent être distribués en nature aux porteurs de parts dans le cadre d'un rachat ne seront inscrits à la cote d'aucune bourse, et aucun marché n'est censé se développer pour de tels billets de EnerMark. Les billets de EnerMark et les billets de rachat ne constitueront pas des placements

admissibles pour les fiducies régies par des régimes enregistrés d'épargne-retraite, des fonds enregistrés de revenu de retraite ou des régimes de participation différée aux bénéfices.

Porteurs de parts non-résidents

Certaines dispositions de la Loi de l'impôt exigent que le Fonds ne soit pas établi ni maintenu principalement au bénéfice de non-résidents du Canada au sens de la Loi de l'impôt (les « non-résidents »). En conséquence, pour respecter ces dispositions, la déclaration de fiducie renferme une restriction relative à la propriété des parts de fiducie par des porteurs de parts qui sont des non-résidents. Les porteurs de parts devront fournir aux fiduciaires du Fonds une déclaration de résidence précisant s'ils sont ou non des non-résidents lorsque les fiduciaires du Fonds le jugeront nécessaire, mais au moins une fois par année. Si un porteur de parts inscrit ne fournit pas de déclaration de résidence lorsque les fiduciaires du Fonds lui en font la demande, ces derniers pourront vendre ou racheter les parts de fiducie pour le compte de ce porteur de parts contrevenant, tel qu'il est indiqué ci-après, et pourront faire les distributions qui reviennent à ce dernier en déposant ces sommes auprès d'une banque canadienne (après déduction des retenues d'impôt) et en les lui remettant à la réception de la déclaration de résidence. Si, par suite de telles déclarations de résidence, les fiduciaires du Fonds apprennent que plus de 40 % des parts de fiducie émises et en circulation sont ou peuvent être détenues par des non-résidents ou encore qu'une telle situation est imminente, les fiduciaires du Fonds en feront une annonce publique. S'ils apprennent que 45 % ou plus des parts de fiducie émises et en circulation appartiennent en propriété effective à des non-résidents, ils en feront une annonce publique et n'accepteront aucune souscription de parts de fiducie de quiconque, ni n'émettront ou n'inscriront de transfert de parts de fiducie au nom de quiconque, à moins que cette personne ne remette une déclaration de résidence indiquant qu'elle n'est pas un non-résident ou qu'elle ne détient pas les parts de fiducie au bénéfice d'un non-résident. Si les fiduciaires du Fonds apprennent, par suite des demandes de déclarations de résidence, qu'une majorité des parts de fiducie est détenue par des non-résidents ou leur appartient en propriété effective, les fiduciaires du Fonds enverront un avis aux non-résidents choisis par ordre inverse de celui de l'acquisition ou de l'inscription, leur demandant de vendre la totalité ou une tranche précise de leurs parts de fiducie dans un délai d'au moins 120 jours à compter de la date de cet avis. Si ces porteurs de parts n'ont pas vendu le nombre indiqué de parts de fiducie ou n'ont pas prouvé aux fiduciaires du Fonds qu'ils ne sont pas des non-résidents à l'intérieur de ce délai, les fiduciaires du Fonds pourront, à leur entière discrétion et pour le compte de ces porteurs de parts, soit vendre lesdites parts de fiducie, soit les remettre aux fins de rachat et, dans l'intervalle, ils pourront suspendre les droits de vote et de distribution se rattachant à ces parts de fiducie et effectueront les distributions s'y rapportant en les déposant dans un compte distinct auprès d'une banque canadienne (après déduction des retenues d'impôt applicables).

Les droits de ces porteurs de parts se limiteront par la suite à la réception du produit net tiré de la vente de leurs parts et des distributions retenues (après déduction des retenues d'impôt applicables) relativement à ces parts sur remise des certificats qui les représentent. Le produit net tiré de telles ventes sera déposé pour le compte des porteurs de parts dans un compte distinct maintenu à cette fin auprès d'une banque canadienne. Les non-résidents n'auront en aucun cas le droit de voter sur les résolutions extraordinaires visant à modifier les dispositions relatives aux non-résidents de la déclaration de fiducie.

Dissolution du Fonds

Les porteurs de parts peuvent adopter une résolution extraordinaire visant à mettre fin au Fonds à toute assemblée des porteurs de parts dûment convoquée aux fins d'envisager la dissolution du Fonds.

Si les porteurs de parts approuvent une telle dissolution, les fiduciaires du Fonds tenteront de convertir tout l'actif du Fonds en argent, de régler toutes les dettes du Fonds et de distribuer le produit net proportionnellement aux porteurs de parts. Tout actif du Fonds non converti en argent sera aussi distribué proportionnellement aux porteurs de parts après avoir fait une provision pour les dettes non remboursées du Fonds.

Gestion du Fonds

Fiduciaires du Fonds

La déclaration de fiducie prévoit la constitution d'un conseil des fiduciaires comprenant au plus neuf membres et au moins trois membres. Les fiduciaires du Fonds seront reconduits dans leur mandat ou remplacés chaque année,

selon ce que détermineront les porteurs de parts à la majorité des voix exprimées à une assemblée annuelle. Les fiduciaires du Fonds sont notamment responsables (i) d'agir au nom du Fonds, de voter en son nom et de le représenter en qualité d'actionnaire et de porteur de billets de EnerMark; (ii) de tenir des registres et de présenter des rapports aux porteurs de parts de fiducie; (iii) de superviser les activités du Fonds; (iv) de gérer les affaires du Fonds et (v) de déclarer des distributions versées aux porteurs de parts par le Fonds.

EMR Resource Management Ltd.

En vertu de la déclaration de fiducie et conformément à la convention de gestion, EMR a convenu d'agir à titre de gestionnaire du Fonds et de gestionnaire de sa filiale en propriété exclusive, EnerMark. Les fiduciaires du Fonds et le conseil d'administration de EnerMark ont chargé EMR de fournir des services de gestion complets et lui ont délégué certains pouvoirs relativement à l'administration et à la supervision des activités quotidiennes du Fonds et de EnerMark et à la prise de décisions respectant les politiques et les principes généraux établis antérieurement par les fiduciaires du Fonds et le conseil d'administration de EnerMark. EMR fournira les membres de la haute direction du Fonds et de EnerMark, sous réserve de l'approbation des fiduciaires du Fonds ou du conseil d'administration de EnerMark, selon le cas.

EMR offre ses services conformément à la convention de gestion. La convention de gestion est d'une durée initiale de trois ans et, depuis le 31 décembre 1997, elle peut être renouvelée pour des durées successives de trois ans par les fiduciaires du Fonds et le conseil d'administration de EnerMark. Les fiduciaires du Fonds ont renouvelé la convention de gestion pour une période de trois ans débutant le 31 décembre 2000. À des fins administratives, EMR (de concert avec les autres sociétés de gestion faisant partie du groupe de sociétés de Enerplus) a donné à EGEM le mandat de fournir les services qui lui incombent aux termes de la convention de gestion.

EnerMark a chargé EMR, entre autres choses : (i) de coordonner et de gérer le financement, les placements à court terme et les opérations bancaires de EnerMark; (ii) d'assurer le maintien et la gestion des propriétés pétrolifères et gazéifères de EnerMark; (iii) d'offrir des conseils sur l'exploration et la mise en valeur de ses propriétés pétrolifères et gazéifères, l'achat de propriétés de remplacement et l'aliénation de certaines propriétés existantes, le cas échéant, et d'autres opérations relatives à ces propriétés pétrolifères et gazéifères et (iv) de mettre à la disposition de EnerMark des bureaux et du matériel, ainsi que tous les services administratifs, comptables et de bureau nécessaires pour assurer la prestation de ses services.

Le Fonds a chargé EMR, entre autres choses : (i) de percevoir et d'effectuer le paiement des distributions au comptant et des autres distributions aux porteurs de parts de fiducie, et de tenir les comptes à cet effet; (ii) de fournir aux porteurs de parts de fiducie des rapports financiers, de l'information fiscale et les autres documents qui doivent leur être transmis en vertu de la déclaration de fiducie; (iii) d'assurer des services de consultation ainsi que la coordination et l'administration de l'actif du Fonds; (iv) de mettre à la disposition du Fonds des bureaux et du matériel, ainsi que tous les services administratifs, comptables et de bureau requis pour assurer la prestation de ses services et (v) de fournir aux fiduciaires du Fonds des rapports et des recommandations relativement aux activités et aux affaires du Fonds.

À titre de gestionnaire et d'administrateur de EnerMark et du Fonds aux termes de la convention de gestion, EMR touche des honoraires annuels de 200 000 \$, payables trimestriellement, et des honoraires d'un montant égal à l'excédent de 2,2 % de la marge brute d'autofinancement de EnerMark sur les honoraires annuels de 200 000 \$, comme il est indiqué dans la convention de gestion. EMR pourra aussi se faire rembourser par le Fonds et EnerMark ses dépenses et frais administratifs généraux reliés à la prestation de ses services aux termes de la convention de gestion.

Si des propriétés pétrolifères et gazéifères supplémentaires sont achetées, directement ou indirectement, pour EnerMark ou le Fonds, EMR recevra des honoraires d'un montant égal à 1,5 % du prix d'achat de ces propriétés ou de tout autre élément d'actif pouvant être acquis par voie d'un échange de propriétés et, dans le cas de l'aliénation de propriétés pétrolifères et gazéifères de EnerMark, directement ou indirectement, EMR touchera des honoraires d'un montant égal à 1,25 % du prix de vente de ces propriétés ou de tout autre élément d'actif pouvant être aliéné par voie d'un échange de propriétés, pourvu que de telles opérations d'achat et de vente soient conclues avec des tiers sans lien de dépendance avec EMR et d'autres parties liées. De plus, EMR recevra un montant dont elle a convenu avec les fiduciaires relativement à l'acquisition ou à l'aliénation de titres lorsque les titres en circulation d'une entité n'auront pas tous été acquis.

EMR fait partie du groupe de sociétés de Enerplus constitué exclusivement pour l'exécution de la convention de gestion. Le groupe de sociétés de Enerplus assure la gestion d'un certain nombre d'entreprises ouvertes et fermées du secteur du pétrole et du gaz naturel qui adoptent des stratégies de gestion, d'exploitation et de développement semblables à celles préconisées pour le Fonds et EnerMark. Par conséquent, certains dirigeants et employés de EMR et certains conseillers dont les services sont retenus par EMR à l'occasion sont aussi dirigeants et employés de membres du groupe de EMR ou peuvent agir en qualité de conseillers mandatés par des membres du groupe de EMR qui se livrent sensiblement aux mêmes activités. La convention de gestion renferme des dispositions aux termes desquelles EMR est tenue de communiquer au conseil des fiduciaires et au conseil d'administration de EnerMark l'existence et le caractère de tout conflit d'intérêts particulier qui pourrait surgir, de s'efforcer raisonnablement à résoudre ces conflits d'intérêts d'une manière équitable pour le Fonds ou EnerMark, selon le cas, et pour l'autre partie concernée, compte tenu de toutes les circonstances concernant le Fonds ou EnerMark, selon le cas, et cette partie concernée, et d'agir honnêtement et de bonne foi pour résoudre ces questions.

Les dirigeants fournis au Fonds et à EnerMark par EMR partagent leur temps entre la gestion du Fonds et de EnerMark et d'autres obligations et intérêts en matière de gestion, y compris relativement à membres du groupe de EMR.

En outre, deux représentants de EMR font partie du conseil des fiduciaires du Fonds et du conseil d'administration de EnerMark, soit Marcel J. Tremblay et Robert L. Zorich. La convention de gestion renferme des dispositions prévoyant que les représentants de EMR constitueront toujours une minorité des membres du conseil des fiduciaires du Fonds et des membres du conseil d'administration de EnerMark votant sur toute question. Un autre fiduciaire, M. Jack W. Peltier, est également administrateur de Enerplus Resources Corporation, l'entité d'exploitation de Fonds Enerplus Resources, dont la gestion est assurée par un membre du même groupe que EMR. Des dispositions prévoient la divulgation, par des fiduciaires du Fonds, des membres du conseil d'administration de EnerMark ou divers membres de la direction ou du personnel du Fonds ou de EnerMark de tout conflit d'intérêts et exonèrent ces personnes de toute responsabilité à l'égard de telles questions dans certaines circonstances, y compris la divulgation par ces personnes.

Stratégie d'acquisition et d'aliénation

Dans le cadre de ses activités, EnerMark fait l'acquisition sélective de propriétés productrices pétrolifères et gazéifères. Elle maintient des facilités de crédit lui permettant d'acheter des propriétés lorsque des occasions se présentent. Le Fonds peut émettre à l'occasion des parts de fiducie supplémentaires, des débentures, des billets ou des titres d'emprunt pour financer des dépenses en immobilisations ou l'acquisition de propriétés supplémentaires et le remboursement de la dette de EnerMark.

EMR peut recommander l'acquisition de propriétés productrices pétrolifères et gazéifères qui correspondent aux critères établis à cet égard dans la convention de gestion, et elle peut même réaliser une telle acquisition sans obtenir au préalable l'approbation du conseil si le prix d'achat ne dépasse pas 2 000 000 \$ ou un montant plus élevé que le conseil peut déterminer de temps à autre. La convention de gestion prévoit les critères d'acquisition suivants :

1. le prix d'achat global payé pour une propriété ne doit pas dépasser sa valeur actualisée, calculée à l'aide d'un taux d'actualisation prescrit appliqué sur la marge brute d'autofinancement nette future estimative de la propriété précisée dans le rapport technique, après déduction des frais généraux, des frais d'administration et des frais de gestion et inclusion de l'incidence du financement par emprunt, mais avant l'impôt sur le revenu, ce taux d'actualisation correspondant au moins élevé des chiffres suivants :
 - a) deux fois le rendement des obligations du gouvernement du Canada de 10 ans;
 - b) le rendement des obligations du gouvernement du Canada de 10 ans majoré de 4 %;
2. chaque gisement ne doit pas représenter plus de 25 % de la valeur de l'actif de l'ensemble des propriétés et le gaz naturel ne doit pas représenter plus de 75 % de la valeur de toutes les propriétés pétrolifères et gazéifères détenues par l'entité gérée;
3. l'acquisition d'une propriété ou d'un groupe de propriétés dont le prix d'achat total est d'au moins 5,0 millions de dollars doit être fondée sur un rapport technique indépendant ou une vérification effectuée par un ingénieur

indépendant. Les résultats de ce rapport ou de cette vérification peuvent être modifiés pour intégrer les commentaires de EMR sur l'analyse technique qui y est présentée;

4. les prévisions relatives aux prix des marchandises et aux taux de change servant à évaluer les acquisitions seront faites par un ingénieur indépendant ou, avec le consentement du conseil d'administration de EnerMark ou du conseil des fiduciaires du Fonds, selon le cas, seront celles recommandées par EMR;
5. les autres critères pouvant être approuvés par le conseil d'administration de EnerMark ou le conseil des fiduciaires du Fonds.

EMR a pour stratégie de maximiser le niveau de production de pétrole et de gaz naturel qu'il est possible de tirer de façon durable des propriétés existantes de EnerMark et de le compléter par des acquisitions et la mise en valeur de réserves. Les dépenses en immobilisations sont axées sur des travaux de mise en valeur plutôt que d'exploration. Certaines propriétés d'exploration peuvent être vendues, amodiées ou mises en valeur à l'aide de ressources de tiers.

En outre, dans le cadre des services qu'elle fournit à EnerMark et au Fonds, EMR peut recommander que EnerMark signe des accords visant l'aliénation de propriétés pétrolifères et gazéifères, par leur amodiation ou une autre forme d'aliénation. L'approbation du conseil est requise pour pouvoir procéder à l'aliénation de propriétés d'une valeur d'au moins 2 000 000 \$ ou tout montant supérieur pouvant être fixé de temps à autre par le conseil.

Environnement et sécurité

EMR est d'avis qu'un programme efficace de gestion de l'environnement et de la sécurité permettra de protéger l'environnement de même la santé et la sécurité des personnes et des communautés concernées par son exploitation. La prévention des pertes humaines et matérielles et des dommages à l'environnement est un effort conjoint de EMR et de ses employés. EMR s'efforce d'améliorer constamment ses programmes de façon à faire face aux défis grandissants que pose l'exploitation pétrolière et gazière dans l'Ouest canadien.

Formation des employés

La formation du personnel de EMR et de ses opérateurs sur les questions reliées à l'exploitation, à l'environnement et à la sécurité constitue l'élément majeur des programmes d'environnement et de sécurité de EMR. EMR a conçu un système de gestion du rendement au travail (le « SGRT »), qui constitue une approche globale quant au développement, à la progression du personnel d'exploitation sur le terrain et à la gestion des risques liés à l'exploitation. Toutes les régions d'exploitation et bureaux de districts peuvent faire appel au SGRT relativement aux procédures de travail, aux politiques, au programme de réponse aux situations d'urgence et aux réglementations gouvernementales. De plus, le SGRT comprend un système de suivi des compétences des employés, qui permet de gérer les progrès d'un employé et de mesurer l'efficacité globale du programme. Grâce à ce programme, EMR s'assure que les employés et le personnel sous-traitant sont préparés adéquatement pour accomplir leurs tâches de façon sécuritaire, responsable et efficace.

Tous les employés nouvellement embauchés ou mutés ainsi que les employés saisonniers oeuvrant sur le terrain participent à une session d'orientation avant de travailler dans ce domaine. Le programme est conçu pour fournir au nouveau personnel une formation appropriée et pour le familiariser avec les procédés et les dangers reliés à leurs tâches. Afin d'améliorer constamment ses programmes d'environnement et de sécurité, le personnel du service d'environnement et sécurité de EnerMark reçoit régulièrement de la formation sur la santé et la sécurité au travail, la vérification diligente, la réglementation sur l'environnement, la remise en état des lieux et la manipulation des déchets.

Vérification diligente des acquisitions

EnerMark utilise une approche proactive dans l'examen des obligations existantes en matière environnementale lorsque des occasions d'acquisition sont évaluées. Les enjeux liés à l'état du sol et des eaux sont identifiés à cette étape de façon à protéger le Fonds contre l'achat de propriétés auxquelles sont rattachées d'importantes obligations environnementales.

Programme d'inspection des lieux

Le programme de vérification diligente de EnerMark prévoit des inspections annuelles, par le personnel de la société et de tierces parties, d'installations sélectionnées. Ce programme consiste en des inspections menées par des consultants externes en environnement et sécurité ou une équipe d'employés composée de membres du personnel du groupe environnement et sécurité et du groupe d'exploitation, de contremaîtres sur le terrain et d'opérateurs. Un total de 12 propriétés exploitées par la société et de 3 propriétés non exploitées par la société ont été inspectées en 2000 et aucune de ces inspections n'a soulevé de questions importantes.

Ressources humaines

EnerMark n'a aucun employé puisque toutes les fonctions relatives à son administration, à son exploitation et à sa gestion sont remplies par EMR conformément à la convention de gestion.

Financement bancaire

Au 31 décembre 2000, EnerMark avait une facilité de crédit renouvelable pour la production (la « facilité ») auprès d'un consortium de banques canadiennes aux termes de laquelle elle disposait de 420 millions de dollars aux fins générales de l'entreprise.

Durant la période où la facilité est renouvelable, seuls les paiements d'intérêts sont exigés. La facilité est réexaminée chaque année et sa durée peut être prolongée à l'occasion, au gré du prêteur, pour des périodes d'au plus 364 jours. Si la facilité n'est pas renouvelée, elle se transformera automatiquement en une facilité de prêt à terme exigeant des paiements mensuels d'intérêt et des paiements trimestriels de capital pour amortir le prêt pendant sa durée, laquelle sera d'un maximum de cinq ans et correspondra, tout comme les paiements de capital requis, au profil de la marge brute d'autofinancement de EnerMark. La facilité offrira à EnerMark diverses options de fixation de taux. Toutefois, si un prêt fondé sur le taux préférentiel est choisi, il portera initialement intérêt au taux préférentiel du prêteur. Toute tranche inutilisée de la facilité renouvelable fera l'objet de frais annuels d'engagement payables chaque mois à terme échu.

La facilité fournit au prêteur une sûreté grevant la quasi-totalité de l'actif de EnerMark en priorité sur toutes les redevances ou tous les autres titres de EnerMark que détient le Fonds, y compris les billets de EnerMark, la redevance et toute autre redevance ou tout autre titre actuel ou futur accordé ou émis au Fonds par EnerMark.

Le Fonds a convenu avec le prêteur que les billets de EnerMark, la redevance et toutes les autres redevances et tous les autres titres de EnerMark détenus par le Fonds prennent rang après les droits et recours du prêteur à l'égard de la dette actuelle et future de EnerMark envers celui-ci et la sûreté accordée au prêteur pour cette dette.

Au 31 décembre 2000, 144 millions de dollars de la facilité étaient inutilisés.

Billets de EnerMark

Le Fonds est le porteur de la totalité des billets de EnerMark émis et en circulation. Les billets de EnerMark ne sont pas garantis et portent intérêt à compter de leur date d'émission à des taux de 8 % ou de 10 % ou au taux préférentiel majoré de 1,0 %. Dans certains cas, si la marge brute d'autofinancement disponible est suffisante et si EnerMark obtient un financement garanti, elle pourra faire des remboursements de capital sur ses billets.

De manière générale, la marge brute d'autofinancement disponible durant une année civile se composera des revenus bruts de production de EnerMark majorés de son CIAR, déduction faite de l'ensemble des redevances, taxes, impôts, frais généraux et administratifs, charges d'exploitation, dépenses en immobilisations, paiements de capital et d'intérêt sur les dettes garanties et sur les billets de EnerMark et honoraires payables à EMR. Étant donné que la marge brute d'autofinancement disponible dépend de facteurs variables, EnerMark pourrait ne pas être tenue, pour toute année civile donnée, de verser quelque montant en capital que ce soit au Fonds en qualité d'unique porteur des billets de EnerMark. Les paiements effectués au titre de la redevance viendront réduire la marge brute d'autofinancement autrement disponible. Par conséquent, la totalité du capital des billets de EnerMark pourrait ne pas être remboursée avant leur échéance.

Redevance

Aux termes de la convention de redevance, EnerMark a consenti au Fonds la redevance relative aux propriétés pétrolières et gazéifères de EnerMark et le Fonds a le droit de recevoir, sous forme de distributions en espèces, le montant payable relativement à la redevance mensuellement vers le 20^e jour du second mois suivant le mois visé par une distribution en espèces. Les distributions en espèces correspondront au revenu auquel le Fonds a droit, soit les revenus bruts touchés par EnerMark pour les substances pétrolières produites, stockées et commercialisées qui proviennent de ses propriétés pétrolières et gazéifères canadiennes visées par la redevance, moins certaines déductions permises. En outre, en cas d'aliénation par EnerMark (par la vente, l'amodiation ou autrement) de l'une ou l'autre de ses propriétés pétrolières et gazéifères canadiennes visées par la redevance, le produit net découlant de cette aliénation sera attribué à 95 % à la redevance s'y rapportant. La part de redevance de ce produit devra être payée immédiatement au Fonds dès sa réception, sous réserve du remboursement antérieur de la totalité de la dette, au sens donné à ce terme dans la convention de redevance.

RÉGIME DE DROITS DES PORTEURS DE PARTS

Le 17 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 ont approuvée le 7 mai 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 exclues) 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 d'actionnaires ou de porteurs de parts adoptés dans le secteur énergétique à ce moment-là.

CONDITIONS DANS L'INDUSTRIE

Réglementation canadienne

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

Prix et commercialisation - Pétrole

Au Canada, les producteurs de pétrole négocient les contrats de vente directement avec les acheteurs, le prix du pétrole étant ainsi 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 du rapport 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 du rapport 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 des périodes supérieures à deux ans, en fonction de facteurs comme la disponibilité des réserves, les ententes de transport et les conditions du marché.

Exportations à 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 correspondant généralement à un pourcentage de la valeur de la production brute, et leur taux dépend 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.

Les gouvernements du Canada, de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan ont à l'occasion mis en oeuvre des programmes d'encouragement prévoyant des réductions des 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 EnerMark 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, l'imposition de restrictions sur le 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* (« 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 du Fonds et de EnerMark que les acquéreurs éventuels devraient analyser soigneusement avant de décider d'acquérir des parts de fiducie. Il ne s'agit que d'un résumé 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 EnerMark du fait de sa propriété directe ou indirecte des actions ordinaires de EnerMark, des billets de EnerMark et de la redevance. Par conséquent, le Fonds dépend de la capacité de EnerMark à effectuer les remboursements de

capital et d'intérêt prévus en vertu des billets de EnerMark et à payer la redevance. EnerMark tirera ses revenus de la production de pétrole et de gaz naturel provenant de ses propriétés du Canada et devra faire face aux risques et aux incertitudes généralement associés au secteur du pétrole et du gaz naturel. Étant donné que EnerMark 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, son implication 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 de EnerMark au Canada ne sont pas renouvelées grâce à de nouveaux travaux de mise en valeur ou à l'acquisition d'autres propriétés pétrolifères et gazéifères, il pourrait en résulter une incidence négative sur la capacité de EnerMark de remplir ses obligations envers le Fonds.

Rachat des parts de fiducie

On prévoit que le droit de rachat associé aux parts de fiducie ne constituera pas pour les porteurs de parts leur moyen principal de liquidation de leur placement. Les distributions en espèces effectuées au moment du rachat sont assujetties à certaines restrictions et les billets de EnerMark qui pourraient être distribués en nature aux porteurs de parts dans le cadre d'un rachat ne seront inscrits à la cote d'aucune bourse. On ne s'attend pas à ce qu'un marché se développe pour ces titres. De plus, la loi peut imposer des restrictions en matière de revente aux personnes recevant des titres dans le cadre d'un droit de rachat, et les billets de EnerMark ne constitueront pas des placements admissibles pour les fiducies régies par des régimes enregistrés d'épargne-retraite, des fonds enregistrés de revenu de retraite, des régimes enregistrés d'épargne-études et des régimes de participation différée aux bénéfices.

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 que EnerMark 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. EnerMark 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 de EnerMark sont exposées à tous les risques normalement associés à l'exploitation et à la mise en valeur de propriétés pétrolifères et gazéifères ainsi qu'au forage de puits de pétrole et de gaz naturel, notamment les risques liés aux formations ou aux 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 de EnerMark et d'autrui. EnerMark 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 elle fait affaire. En outre, EnerMark 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. EnerMark peut aussi souscrire une assurance contre les pertes d'exploitation pour certaines installations si une telle garantie est disponible. EnerMark peut être tenue responsable de dommages découlant d'événements contre lesquels elle ne peut s'assurer ou 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 EnerMark.

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 en cas d'insolvabilité de l'exploitant. 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 EnerMark. De telles circonstances pourraient entraîner la réduction des paiements versés au Fonds par EnerMark.

Prix du pétrole et du gaz naturel

Les résultats d'exploitation et la situation financière de EnerMark et, par conséquent, les montants versés par cette dernière au Fonds aux termes de la redevance, dépendent des prix touchés pour sa production de pétrole et de gaz naturel. Les prix du pétrole et du gaz naturel ont fluctué grandement ces dernières années et 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 qui échappent à la volonté de EnerMark ou du Fonds. Toute diminution des prix du pétrole et du gaz naturel pourrait avoir des conséquences néfastes sur l'exploitation de EnerMark, sa situation financière, ses réserves prouvées 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; autrement dit, 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 pourrait avoir une incidence négative sur le revenu de production net de EnerMark. EMR peut gérer le risque engendré par les changements des prix des marchandises et des taux de change en faisant le nécessaire pour que EnerMark 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 EnerMark s'engage dans des activités de gestion des risques liés aux prix des marchandises et aux taux de change, elle sera elle-même soumise aux risques de crédit afférents aux parties avec lesquelles elle contracte.

Dépenses en capital

Le moment où des dépenses en capital seront effectuées et 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 du Fonds et de EnerMark de faire les dépenses en capital nécessaires pour maintenir, ou agrandir, leurs réserves gazières et pétrolières et investir dans des éléments d'actif. Si le Fonds ou EnerMark devaient utiliser des rentrées nettes distribuables pour financer des dépenses en capital, des acquisitions de propriétés ou des acquisitions d'éléments d'actif, le revenu distribuable s'en trouverait réduit.

Service de la dette

EnerMark dispose de facilités de crédit garanties. Les variations des taux d'intérêt et des remboursements de capital prévus pourraient entraîner des modifications importantes du montant requis pour le service de la dette avant le paiement de tout autre montant au Fonds. Certaines clauses restrictives de la convention conclue avec le prêteur pourraient aussi restreindre les paiements à être versés au Fonds. Même si la marge de crédit bancaire devrait normalement suffire, rien n'assure qu'elle permettra de remplir les obligations financières de EnerMark ou que des sommes supplémentaires pourront être obtenues.

EnerMark a accordé à ses prêteurs une sûreté couvrant la quasi-totalité de son actif. Si EnerMark devenait incapable de payer les frais du service de la dette ou se trouvait en situation de défaut, comme une faillite, les prêteurs pourraient saisir ou vendre ses propriétés séparément ou avec les billets de EnerMark, la redevance ou tout autre titre ou redevance de EnerMark détenus par le Fonds.

Achat de la redevance

Le prix payé par le Fonds pour l'achat de la redevance était fondé sur des évaluations techniques et économiques effectuées par des ingénieurs indépendants. Ces évaluations comprennent un certain nombre d'hypothèses importantes concernant des facteurs comme les possibilités de récupération et de commercialisation du pétrole, du gaz naturel, des liquides du gaz naturel et du soufre, les prix futurs du pétrole, du gaz naturel, des liquides du gaz naturel et du soufre, les charges d'exploitation, les dépenses en immobilisations et redevances futures ainsi que d'autres taxes gouvernementales qui seront imposées pendant la durée de production des réserves. Nombre de ces facteurs peuvent changer et sont indépendants de la volonté des exploitants des propriétés de EnerMark, de EnerMark elle-même, de EMR ou du Fonds. Plus particulièrement, des changements dans les prix et les marchés pour le pétrole, le gaz naturel, les liquides du gaz naturel et le soufre par rapport à ceux prévus au moment où les évaluations sont établies influenceront sur le rendement des parts de fiducie. En outre, ces évaluations comportent certaines incertitudes sur les plans géologique et technique qui pourraient se traduire par une production et des réserves inférieures à celles attribuées aux propriétés de EnerMark.

Retards dans les distributions en espèces

Outre les délais habituels dans le paiement du pétrole et du gaz naturel par les acheteurs aux exploitants des propriétés de EnerMark et par l'exploitant à EMR, 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

Même si Sproule et EMR ont effectué avec soin les calculs des réserves de EnerMark et sont d'avis que les méthodes d'estimation des réserves sont conformes à 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 réelles utilisées pour les prouver. Toute baisse des réserves de EnerMark 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.

Admissibilité à des fins de placement

Si le Fonds 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, FERR, REEE et RPDB (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, 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 Revenu Canada.

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 EnerMark ou ses propriétés. Cette législation peut être modifiée pour imposer des normes plus strictes et éventuellement des obligations plus onéreuses pour EnerMark. Bien que EnerMark ait établi une réserve au titre de la remise en état des lieux pour le financement de ses obligations en matière d'environnement et de remise en état futures estimées en fonction des connaissances actuelles, rien ne garantit qu'elle pourra acquitter les obligations qui lui incombent à l'avenir.

Même si EnerMark a constitué une réserve pour les coûts extraordinaires et substantiels liés à la remise en état ou à l'abandon de sites, les coûts réels engagés relativement à un abandon dans le cours normal des affaires au cours d'une période donnée sont déduits dans le calcul du revenu de redevance et viendront réduire le montant du revenu distribuable pouvant être distribué aux porteurs de parts.

Dépendance envers le gestionnaire

Les porteurs de parts dépendront de EMR pour l'administration et la gestion de toutes les questions concernant les activités et les propriétés de EnerMark, la redevance, le Fonds et les parts de fiducie. La perte des services de personnes clés ou la résiliation de la convention de gestion pourrait avoir une incidence défavorable sur le Fonds et EnerMark. EMR et les membres du même groupe qu'elle agissent actuellement comme exploitants relativement à environ 70 % de la production quotidienne totale des propriétés de EnerMark. Les épargnants qui ne sont pas disposés à s'en remettre à la gestion de EMR devraient s'abstenir d'investir dans les parts de fiducie.

Épuisement des réserves

Le Fonds comporte certaines caractéristiques particulières qui le différencient des autres membres de l'industrie pétrolière et gazière. À moins de hausses de prix des marchandises, d'acquisitions rentables et d'activités de mise en valeur, les distributions de revenu distribuable quant aux activités et aux propriétés de EnerMark 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. EnerMark ne réinvestira pas ses 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 de EnerMark diminueront.

Les réserves et la production futures de pétrole et de gaz naturel de EnerMark 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 de EnerMark 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 de EnerMark à engager les investissements en capital nécessaires pour maintenir ou accroître les réserves de pétrole et de gaz naturel. Si EnerMark était tenue d'utiliser des rentrées nettes pour financer les dépenses en capital ou les acquisitions de propriétés, le niveau du revenu distribuable pourrait en être réduit.

Rien ne garantit que EMR, pour le compte de EnerMark, réussira à développer ou à acquérir des réserves additionnelles selon des modalités qui répondent aux objectifs d'investissement du Fonds.

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 du Fonds et de EnerMark à engager les investissements en capital nécessaires pour maintenir ou accroître les réserves de pétrole et de gaz naturel. Si le Fonds ou EnerMark étaient tenus d'utiliser des rentrées nettes pour financer les dépenses en capital ou les 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. Le Fonds, EnerMark et EMR rivalisent en ce qui concerne les capitaux, le personnel qualifié, les terrains non développés, 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 avoir des ressources techniques et financières supérieures à celles du Fonds et de EnerMark. 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 raffinerie, et 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 de EnerMark 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 de fiducie 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 situations, les intérêts de EMR, des membres du même groupe qu'elle ou des entités gérées par ces parties peuvent entrer en conflit avec ceux des porteurs de parts. EMR ou les membres du même groupe qu'elle peuvent acquérir des propriétés pétrolifères et gazéifères pour leur propre compte et pour le compte d'autres personnes que les porteurs de parts, gérer et administrer ces autres propriétés ainsi que s'adonner à d'autres activités de gestion, de consultation et d'investissement dans le secteur de l'énergie. Ni EMR ni les membres du même groupe qu'elle ni les membres de leurs directions respectives n'exerceront des activités à plein temps pour le compte des porteurs de parts et, lorsqu'ils agiront pour leur propre compte ou pour le compte de tiers, ils pourraient nuire aux intérêts des porteurs de parts.

Pour résoudre ces conflits d'intérêts, EMR prendra des décisions en tenant compte des objectifs et des ressources financières de chaque groupe concerné, des limitations temporelles visant l'investissement de ces ressources financières et des efficacies d'exploitation, compte tenu des avoirs fonciers de chaque groupe concerné à ce moment-là, le tout compte tenu des obligations de EMR envers chaque groupe. EMR déploiera tous les efforts

raisonnables afin de résoudre ces conflits d'une façon qui mènera à un traitement équitable du Fonds ou de EnerMark, selon le cas, et des autres parties concernées, compte tenu de toutes les circonstances dans lesquelles se trouvent le Fonds ou de EnerMark, selon le cas, et ces parties, et agira honnêtement et de bonne foi dans la résolution de ces questions.

Il se pourrait que des membres du conseil des fiduciaires du Fonds ou du conseil d'administration de EnerMark ou de EMR agissent à titre d'administrateurs ou de dirigeants de sociétés dont les intérêts sont opposés à ceux du Fonds, de EnerMark et de EMR. Rien ne garantit que les occasions que repèrent ces membres du conseil seront soumises à EMR et au Fonds.

Nature des parts de fiducie

Les parts de fiducie ne constituent pas un investissement traditionnel dans le secteur du pétrole et du gaz naturel, et les épargnants ne sauraient les assimiler à des actions de EnerMark. 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'abus ou des actions indirectes. Les seuls éléments d'actif du Fonds seront les actions de EnerMark, les billets de EnerMark, la redevance et certains autres investissements autorisés aux termes de la déclaration de fiducie. Le prix par part de fiducie est établi en fonction du revenu distribuable prévu, des propriétés dont EnerMark fait l'acquisition ainsi que de la capacité de EMR à assurer la croissance à long terme de la valeur du Fonds. Le cours des parts de fiducie réagira à diverses conditions du marché, notamment aux taux d'intérêt et à la capacité du Fonds à acquérir des propriétés pétrolifères et gazéifères appropriées. L'évolution de la conjoncture des marchés pourrait toucher défavorablement le cours des parts de fiducie.

Responsabilité limitée des porteurs de parts

La déclaration de fiducie prévoit qu'aucun porteur de parts n'engagera sa responsabilité, que ce soit en rapport avec le Fonds, ses obligations ou son exploitation ou à l'égard de tout acte ou omission des fiduciaires du Fonds. Aucun porteur de parts n'est tenu d'indemniser les fiduciaires du Fonds des obligations qui leur incombent à l'égard des taxes que le Fonds ou les fiduciaires du Fonds doivent payer; cependant, si un tribunal établit que de telles obligations incombent aux porteurs de parts, celles-ci ne pourront être exécutées et acquittées qu'à partir de l'actif du Fonds.

Les activités du Fonds seront exercées, sur l'avis des conseillers juridiques, d'une façon et dans des territoires déterminés de façon à éviter que les porteurs de parts soient trouvés responsables de façon importante à l'égard de réclamations présentées contre le Fonds.

Modifications législatives

Rien ne garantit que les lois fiscales et les programmes incitatifs gouvernementaux concernant le secteur pétrolier et gazier, 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 le Fonds et les porteurs de parts. Rien ne garantit que Revenu Canada ou l'Internal Revenue Service des États-Unis acceptera le mode de calcul du revenu aux fins fiscales préconisé par le Fonds ou que ces entités ne modifieront pas leurs pratiques administratives au détriment du Fonds ou de ses porteurs de parts.

RENSEIGNEMENTS FINANCIERS CONSOLIDÉS CHOISIS

Les renseignements financiers consolidés choisis du fonds pour les trois derniers exercices sont présentés dans les tableaux qui suivent.

Analyse statistique détaillée portant sur trois exercices

(en milliers de dollars, à l'exception des montants par part)	Exercices terminés les 31 décembre					
	2000		1999		1998	
<i>Données financières</i>						
Ventes de pétrole et de gaz, montant brut	343 182	\$	169 541	\$	134 102	\$
Flux de trésorerie provenant de l'exploitation	177 837	\$	82 089	\$	63 929	\$
Par part de fiducie	1,14	\$	0,69	\$	0,58	\$
Revenu net	82 150	\$	25 754	\$	8 881	\$
Par part de fiducie : de base	0,53	\$	0,22	\$	0,08	\$
Par part de fiducie : dilué	0,53	\$	0,22	\$	0,08	\$
Dépenses en immobilisations, montant net	65 844	\$	12 136	\$	56 516	\$
Actif total	1 567 952	\$	576 901	\$	617 881	\$
Dette à long terme	275 944	\$	131 315	\$	184 034	\$
<i>Encaisse distribuable</i>						
Flux de trésorerie provenant de l'exploitation	177 837	\$	82 089	\$	63 929	\$
Liquidités retenues pour réduire la dette	(11 746)	\$	(3 900)	\$	-	
Produits de la vente d'immobilisations	-		-		6 130	4
Flux de trésorerie provenant de l'exploitation de Pursuit						
Resources Corp., déduction faite des liquidités retenues pour réduire la dette	2 090	\$	-		-	
Encaisse distribuable	168 181	\$	78 189	\$	70 059	\$
Encaisse distribuable par part	0,950	\$	0,640	\$	0,640	\$

Les données financières susmentionnées ont été tirées des états financiers consolidés vérifiés du fonds des exercices terminés les 31 décembre 2000, 1999 et 1998. Les états financiers consolidés vérifiés ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada.

Le 1^{er} janvier 2000, le fonds a adopté les nouvelles recommandations de l'Institut Canadien des Comptables Agréés portant sur le calcul et la présentation du résultat par action et des impôts sur les bénéfices. Le revenu dilué par action pour chacun des trois exercices indiqués a été retraité conformément aux nouvelles recommandations. Les recommandations relatives aux impôts sur les bénéfices ont été appliquées rétroactivement sans retraitement des états financiers de 1999 et de 1998. L'incidence de ces changements comptables est exposée dans les notes afférentes aux états financiers consolidés respectifs.

En 2000, le fonds a acquis 88,65 % de Cabre et toutes les actions en circulation d'EBOC, de Pursuit et de Western Star pour une contrepartie en espèces, en parts de fiducie et en bons de souscription totalisant 512 M\$, plus la prise en charge de 91 M\$ du montant net de la dette à long terme. Ces acquisitions ont augmenté l'actif et le revenu du fonds. Les résultats d'exploitation de ces entreprises sont inclus dans les renseignements du fonds depuis la date de leur acquisition respective. Veuillez vous reporter à la section intitulée « Information sur l'exploitation - Inclusion des activités des participations acquises ». Pour obtenir une analyse supplémentaire concernant la comparabilité des données financières susmentionnées, veuillez vous reporter à la section intitulée « Analyse par la direction ».

Politique concernant les distributions en espèces et distributions aux porteurs de parts

Les fiduciaires du Fonds ont l'intention d'effectuer des distributions en espèces d'un montant égal à la totalité des revenus d'intérêt, de redevance et de dividende du Fonds, déduction faite de ses frais d'administration. De plus, les porteurs de parts peuvent, à la discrétion des fiduciaires du Fonds, recevoir des distributions à l'égard des remboursements de capital effectués au Fonds par EnerMark sur les billets de EnerMark. Selon la pratique actuelle du Fonds, les distributions en espèces seront versées mensuellement aux porteurs de parts de fiducie inscrits le 10^e jour du mois et seront payables au plus tard le 20^e jour du même mois. Les distributions en espèces effectuées au mois de janvier de chaque année sont versées aux porteurs de parts de fiducie inscrits le 31 décembre de chaque année précédente et payables le 20 janvier.

Voici les distributions en espèces qui ont été effectuées ou déclarées aux porteurs de parts pour les mois indiqués :

2000

<u>Mois</u>	<u>Date de clôture des registres</u>	<u>Date de paiement</u>	<u>Montant par part de fiducie</u>
Janvier	10 mars 2000	20 mars 2000	0,06 \$
Février	10 avril 2000	20 avril 2000	0,06 \$
Mars	10 mai 2000	20 mai 2000	0,09 \$
Avril	10 juin 2000	20 juin 2000	0,06 \$
Mai	10 juillet 2000	20 juillet 2000	0,06 \$
Juin	10 août 2000	20 août 2000	0,09 \$
Juillet	10 septembre 2000	20 septembre 2000	0,06 \$
Août	10 octobre 2000	20 octobre 2000	0,06 \$
Septembre	10 novembre 2000	20 novembre 2000	0,12 \$
Octobre	10 décembre 2000	20 décembre 2000	0,08 \$
Novembre	31 décembre 2000	20 janvier 2001	0,08 \$
Décembre	10 février 2001	20 février 2001	0,13 \$
TOTAL			0,95 \$

1999

<u>Mois</u>	<u>Date de clôture des registres</u>	<u>Date de paiement</u>	<u>Montant par part de fiducie</u>
Janvier	10 mars 1999	20 mars 1999	0,03 \$
Février	10 avril 1999	20 avril 1999	0,03 \$
Mars	10 mai 1999	20 mai 1999	0,05 \$
Avril	10 juin 1999	20 juin 1999	0,03 \$
Mai	10 juillet 1999	20 juillet 1999	0,03 \$
Juin	10 août 1999	20 août 1999	0,09 \$
Juillet	10 septembre 1999	20 septembre 1999	0,05 \$
Août	10 octobre 1999	20 octobre 1999	0,05 \$
Septembre	10 novembre 1999	20 novembre 1999	0,10 \$
Octobre	10 décembre 1999	20 décembre 1999	0,06 \$
Novembre	31 décembre 1999	20 janvier 2000	0,06 \$
Décembre	10 février 2000	20 février 2000	0,06 \$
TOTAL			0,64 \$

ANALYSE PAR LA DIRECTION

La présente analyse par la direction porte sur l'évolution des résultats d'exploitation pour l'exercice terminé le 31 décembre 2000 par rapport à ceux de l'exercice terminé le 31 décembre 1999 conformément aux états financiers consolidés vérifiés de Enermark Income Fund (le « fonds »). Par suite de nouvelles pratiques dans le secteur du pétrole et du gaz au Canada, le fonds a adopté la norme internationale de 6 : 1 relativement à la conversion du gaz naturel en barils équivalents pétrole (bep). Tous les chiffres relatifs aux bep sont fonction de ce facteur de conversion.

Revenus

Les revenus bruts se sont élevés à 343,2 M\$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2000, contre 169,5 M\$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 1999. Le prix moyen du pétrole brut et des LGN s'est chiffré à 35,33 \$ le baril, soit une hausse de 12,94 \$ le baril, ou de 58 %, par rapport au prix de 1999 qui s'était établi à 22,39 \$ le baril. Le prix moyen du gaz naturel a été de 4,52 \$ le mpc, en hausse de 96 % sur le prix de 1999 qui s'était élevé à 2,31 \$ le mpc. En 2000, le programme de couverture des marchandises du fonds a entraîné une réduction de 9,1 M\$, ou 0,80 \$ le bep, des revenus tirés du pétrole et du gaz naturel. Compte tenu de l'incidence du programme de couverture, le prix moyen du pétrole et des LGN s'est chiffré à 33,47 \$ le baril, et celui du gaz naturel, à 4,53 \$ le mpc pour l'exercice. En 2000, la production de pétrole brut et de LGN s'est établie en moyenne à 14 200 b/j, soit 6 % de plus que les 13 396 b/j de 1999. La production moyenne de gaz naturel s'est accrue de 41 %, passant de 71 713 mpc/j en 1999 à 101 473 mpc/j en 2000. Les intérêts créditeurs et autres revenus ont diminué de 0,4 M\$ en 2000.

Les variations des revenus bruts tirés du pétrole brut, des LGN et du gaz naturel, du volume des ventes quotidien et des prix par rapport au dernier exercice figurent dans le tableau qui suit :

Analyse des revenus tirés des ventes

(en millions de dollars)	Revenus tirés du pétrole brut	Revenus tirés des LGN	Revenus tirés du gaz naturel	Total des revenus
Revenus tirés des ventes pour 1999	96,9 \$	11,7 \$	60,9 \$	169,5 \$
Variation des revenus tirés des ventes pour 2000				
Écarts de prix	54,8	13,0	83,2	151,0
Écarts de volume	6,1	0,3	25,2	31,6
Coût de la couverture	(8,8)	-	(0,1)	(8,9)
	52,1	13,3	108,3	173,7
Revenus tirés des ventes pour 2000	149,0 \$	25,0 \$	169,2 \$	343,2 \$

Statistiques sur l'exploitation

	2000	1999	Variation (%)
Production quotidienne moyenne			
Pétrole brut (en barils)	12 089	11 416	+6 %
LGN (en barils)	2 111	1 980	+7 %
Gaz naturel (mpc)	101 473	71 713	+41 %
Bep par jour (6 : 1)	31 112	25 348	+23 %
Prix de vente moyen avant la couverture :			
Pétrole brut par baril	35,86 \$	23,47 \$	+53 %
LGN par baril	32,33 \$	16,14 \$	+100 %
Gaz naturel par mpc	4,52 \$	2,31 \$	+96 %
Prix de vente moyen après la couverture :			
Pétrole brut par baril	33,67 \$	23,26 \$	+45 %
LGN par baril	32,33 \$	16,14 \$	+100 %
Gaz naturel par mpc	4,53 \$	2,33 \$	+94 %

Charges

Le taux net des redevances pour 2000 a progressé de 4,6 % par rapport au niveau de 1999 pour se situer à 23,6 %. Les redevances, déduction faite du CIAR, ont augmenté de 48,8 M\$, ou de 152 %, par suite d'une hausse du prix du pétrole et des LGN et des acquisitions faites au cours de l'exercice. Les frais d'exploitation se sont élevés à 55,0 M\$ en 2000, contre 37,2 M\$ en 1999, à cause de la hausse du volume de production. Par bep, les frais d'exploitation ont augmenté pour s'établir à 4,83 \$ en 2000, comparativement à 4,02 \$ en 1999. Cette augmentation est attribuable à la répartition des propriétés acquises, à la maturité des zones de production et aux coûts énergétiques plus élevés relativement aux activités dans le secteur du pétrole et du gaz.

Les frais généraux et frais administratifs ont augmenté de 1,5 M\$, ou de 26 %, pour totaliser 7,2 M\$ en raison de la plus grande activité découlant des acquisitions du fonds.

Par bep, ces frais se sont établis à 0,63 \$, en hausse de 2 %. Les frais de gestion ont augmenté de 2,4 M\$, ou de 107 %, en raison d'une hausse du revenu d'exploitation du pétrole et du gaz.

En 2000, les intérêts débiteurs se sont accrus de 6,2 M\$ pour passer à 15,3 M\$, par suite d'une augmentation de la dette bancaire moyenne non remboursée découlant des acquisitions de sociétés effectuées au cours de l'exercice 2000.

En 2000, la dotation à l'épuisement et à l'amortissement s'est accrue de 18,5 M\$, ou de 30 %, en raison de l'augmentation du volume de production et des ajouts aux réserves prouvées à un coût supérieur au taux d'épuisement de 1999. Par bep, cette dotation a augmenté, pour passer de 6,69 \$ en 1999 à 7,05 \$.

Flux de trésorerie provenant de l'exploitation et revenu net

Les flux de trésorerie provenant de l'exploitation ont augmenté de 95,7 M\$, ou de 117 %, pour atteindre 177,8 M\$ en 2000, en raison de la montée des revenus tirés du pétrole brut et du gaz naturel et de la hausse du volume de production.

Le revenu net a progressé de 56,4 M\$ en 2000, soit 219 %. Cette hausse s'explique surtout par l'augmentation des flux de trésorerie provenant de l'exploitation, qui a été partiellement annulée par des impôts futurs et une dotation à l'épuisement et à l'amortissement plus élevés.

Renseignements financiers trimestriels

(en millions de dollars, sauf les montants par part)	Revenus tirés du pétrole brut et du gaz, déduction faite des redevances		Revenu net par part	
		Revenu net	De base	Dilué
2000				
Premier trimestre	43,5 \$	10,1 \$	0,08 \$	0,08 \$
Deuxième trimestre	55,4	10,9	0,07	0,07
Troisième trimestre	68,6	23,9	0,16	0,16
Quatrième trimestre	94,7	37,3	0,22	0,22
Total	262,2 \$	82,2 \$	0,53 \$	0,53 \$
1999				
Premier trimestre	25,8 \$	0,8 \$	0,01 \$	0,01 \$
Deuxième trimestre	30,6	3,5	0,03	0,03
Troisième trimestre	39,2	8,4	0,07	0,07
Quatrième trimestre	41,8	13,1	0,11	0,11
Total	137,4 \$	25,8 \$	0,22 \$	0,22 \$

Encaisse distribuable

À la lumière de la hausse considérable du prix du pétrole et du gaz naturel au cours de 2000 et de l'augmentation de la dette contractée pour financer l'acquisition de sociétés (voir la note 7 afférente aux états financiers consolidés du fonds pour l'exercice terminé le 31 décembre 2000, le conseil de fiducie a décidé d'utiliser une partie des liquidités qui autrement auraient été disponibles aux fins de distribution pour réduire la dette. En 2000, le fonds s'est servi de 11,7 M\$, comparativement à 3,9 M\$ en 1999, pour rembourser la dette bancaire qui représentait un paiement équivalant à environ 0,07 \$ par part. De plus, l'encaisse distribuable comprend des flux de trésorerie nets de 2,1 M\$ de Pursuit Resources Corp. après le remboursement de 4,0 M\$ retenus en vue de réduire l'encours de la dette de Pursuit. Dans l'ensemble, l'encaisse distribuable, après le remboursement de la dette, a augmenté de 115 % pour passer de 78,2 M\$ en 1999 à 168,2 M\$, soit respectivement de 0,64 \$ par part à 0,95 \$.

L'encaisse distribuable est versée aux porteurs de parts le 20 de chaque mois par voie de paiements en espèces et est ajustée à la fin de chaque trimestre.

Les variations de l'encaisse distribuable survenues par rapport au dernier exercice sont illustrées dans le tableau qui suit :

(en millions de dollars)	Revenus tirés du pétrole brut et des LGN	Revenus tirés du gaz naturel	Charges	Total
Encaisse distribuable en 1999				78,2 \$
Variations survenues en 2000				
Écarts de prix	59,0 \$	83,1 \$	- \$	142,1
Écarts de volume	6,4	25,2	-	31,6
Redevances, déduction faite du CIAR	-	-	(48,8)	(48,8)
Frais d'exploitation et autres frais	-	-	(29,2)	(29,2)
	65,4 \$	108,3 \$	(78,0) \$	95,7
Flux de trésorerie de Pursuit, déduction faite de la réduction de la dette				2,1
Encaisse retenue pour la réduction de la dette				(7,8)
				90,0
Encaisse distribuable en 2000				168,2 \$

Liquidités et ressources en capital

Aux 31 décembre, la structure du capital du fonds était la suivante :

(en millions de dollars)	2000		1999	
	Montant	%	Montant	%
Capitaux propres	770,9 \$	72	375,4 \$	74
Dette bancaire, déduction faite du fonds de roulement	296,9	28	134,5	26
Total	1 067,8 \$	100	509,9 \$	100

Au 31 décembre 2000, le fonds disposait d'une marge de crédit inutilisée de 144,1 M\$, comparativement à 68,7 M\$ au 31 décembre 1999.

Financement des dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations que le fonds engage de manière continue sont financées au moyen de nouvelles parts, d'emprunts bancaires et des flux de trésorerie provenant de l'exploitation.

Les remboursements de capital d'emprunts bancaires et les intérêts peuvent être retranchés de l'encaisse distribuable aux porteurs de parts. Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2000, un montant de 11,7 M\$ a été retenu sur l'encaisse distribuable en vue de rembourser la dette bancaire liée aux dépenses en immobilisations, comparativement à 3,9 M\$ en 1999.

Le montant net des dépenses en immobilisations avant les acquisitions de sociétés pour l'exercice 2000 s'est élevé à 65,8 M\$ (12,1 M\$ en 1999). Les dépenses en immobilisations du fonds pour chacun des exercices 2000 et 1999, mis à part les acquisitions de sociétés, s'établissaient comme suit :

	2000	1999
Acquisition de propriétés productrices	51 109 \$	8 322 \$
Forage de reconnaissance et opérations d'achèvement	27 102	15 036
Usine et installations	11 861	3 847
Frais de bureau et autres	1 033	1 888
Total des dépenses en immobilisations	91 105	29 093
Cession de propriétés	(25 261)	(16 957)
Dépenses en immobilisations, montant net	65 844 \$	12 136 \$

Outre les dépenses en immobilisations ci-dessus, le fonds a acquis quatre filiales au cours de l'exercice (se reporter à la note 7 afférente aux états financiers consolidés).

Impôts sur le revenu

Le fonds répond à la définition de fiducie de fonds communs de placement au sens de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada). Par conséquent, les parts du fonds sont des placements admissibles pour les REER, les FERR et les RPDB. Le fonds doit produire une déclaration de revenus chaque année et le montant net de tout revenu imposable dans le fonds est attribué aux porteurs de parts.

Les incidences fiscales pour un porteur de parts qui est un résident du Canada et qui détient des parts à titre d'immobilisations sont résumées ci-après :

Lorsque le fonds présente un revenu imposable pour un exercice donné, chaque porteur de parts est tenu d'inclure dans le calcul de ses revenus sa part proportionnelle du revenu imposable réalisé par le fonds, que le montant lui ait été versé ou non dans l'année. Le revenu d'un porteur de parts est considéré comme un revenu provenant de biens et non comme un revenu relatif à des ressources.

Pour un épargnant, le prix de base rajusté (le « PBR ») d'une part de fiducie équivaut au prix d'achat de la part moins les distributions en espèces non imposables, s'il en est, reçues depuis la date d'acquisition. Si le PBR d'une part de fiducie devient négatif, ce montant est présumé être un gain en capital pour le porteur de parts et le PBR de sa part est ramené à néant. En règle générale, les porteurs de parts réalisent un gain en capital ou subissent une perte en capital à la cession de leurs parts.

La tranche imposable des distributions en espèces par part de fiducie pour les années d'imposition 2000 et 1999, est présentée dans le tableau qui suit :

Date d'inscription	Date de paiement	2000		1999	
		Distribution	Tranche imposable	Distribution	Tranche imposable
10 février	20 février	0,0600 \$	0,0288 \$	0,0400 \$	0,0107 \$
10 mars	20 mars	0,0600	0,0288	0,0300	0,0080
10 avril	20 avril	0,0600	0,0288	0,0300	0,0080
10 mai	20 mai	0,0900	0,0432	0,0500	0,0134
10 juin	20 juin	0,0600	0,0288	0,0300	0,0080
10 juillet	20 juillet	0,0600	0,0288	0,0300	0,0080
10 août	20 août	0,0900	0,0432	0,0900	0,0241
10 septembre	20 septembre	0,0600	0,0288	0,0500	0,0134
10 octobre	20 octobre	0,0600	0,0288	0,0500	0,0134
10 novembre	20 novembre	0,1200	0,0576	0,1000	0,0267
10 décembre	20 décembre	0,0800	0,0384	0,0600	0,0160
31 décembre	20 janvier 2001	0,0800	0,0384	0,0600	0,0160
Montant imposable total		0,8800 \$	0,4224 \$	0,6200 \$	0,1657 \$

Gestion des risques

Certains risques sont inhérents à la recherche, à la mise en valeur, à la production et à la commercialisation de produits du pétrole et du gaz. De plus, le secteur du pétrole et du gaz est assujéti à la réglementation des gouvernements fédéral et provinciaux.

Les prix des marchandises constituent un autre risque auquel sont exposées les sociétés d'énergie, y compris EnerMark. Un comité de gestion des risques a été constitué pour évaluer de façon continue la conjoncture du marché. Le comité se réunit chaque mois et fait des recommandations concernant la vente à terme de marchandises, les opérations de change et les taux d'intérêt bancaires. Au 31 décembre 2000, aucune couverture du pétrole brut n'était en place. Les couvertures du gaz naturel sont décrites en détail dans la note 9 afférente aux états financiers consolidés.

Bien qu'EnerMark n'exerce aucun contrôle sur le prix des marchandises ou les changements apportés aux lois, y compris les modifications au CIAR, le fonds a élaboré plusieurs stratégies pour atténuer ces risques. Par exemple, EnerMark a établi les principes directeurs suivants à l'égard de l'acquisition de propriétés :

- Des ingénieurs indépendants doivent procéder à une évaluation lorsque le prix d'achat dépasse 5 M\$;
- Le prix d'achat établi pour une opération ne doit pas dépasser la valeur actualisée du flux de trésorerie net futur estimatif calculé à un taux d'actualisation équivalant au moins élevé :
- Du double du rendement des obligations de dix ans du gouvernement du Canada; et
- Du rendement des obligations de dix ans du gouvernement du Canada majoré de 4 %, après déduction des frais généraux et administratifs et prise en compte de l'incidence du financement par emprunt, mais avant les impôts sur le revenu;
- Au plus 25 % de la valeur de toutes les propriétés pétrolifères et gazéifères peuvent être attribués à un seul gisement;
- Au plus 75 % de la valeur de toutes les propriétés pétrolifères et gazéifères peuvent être attribués au gaz naturel;
- D'autres principes directeurs approuvés par le conseil de fiducie du fonds et par le conseil d'administration de Enermark Inc.

En outre, les stratégies énoncées ci-dessous permettent également d'atténuer les risques :

- L'amodiation de zones d'intérêt d'exploration ou de forage à risques élevés;
- La participation à des activités de mise en valeur peu risquées;
- Le recours à des fournisseurs fiables;
- Le suivi constant des conditions relatives aux pipelines et aux marchés;
- La commercialisation des produits auprès de divers acheteurs;
- Le respect ou le dépassement des normes de l'industrie en matière d'assurance-responsabilité et, lorsque cela est possible, la souscription d'une assurance contre les pertes d'exploitation de certaines installations;
- Le suivi de l'actualité afin de pouvoir agir rapidement et de manière proactive lorsque cela est possible; et
- L'utilisation de la technologie la plus avancée afin d'améliorer toutes les facettes des procédés commerciaux.

MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

Les parts de fiducie sont inscrites, aux fins de négociation, à la cote de la Bourse de Toronto sous le symbole « EIF.UN ».

ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS

Le Fonds n'a pas d'administrateurs; toutefois, un conseil des fiduciaires a été constitué conformément à la déclaration de fiducie. Les membres de la direction du Fonds et de EnerMark sont les mêmes que ceux de EMR indiqués sous la rubrique « Membres de la direction de EMR ».

Fiduciaires du Fonds

Le tableau suivant indique, pour chaque fiduciaire du Fonds, son nom, son lieu de résidence, les fonctions principales qu'il a exercées au cours des cinq dernières années et le nombre de parts de fiducie dont il a la propriété effective, directement ou indirectement, ou le contrôle.

Nom et lieu de résidence	Poste	Fonctions principales au cours des cinq dernières années	Fiduciaire depuis	Nombre de parts de fiducie détenues en propriété effective ⁴⁾
Jack W. Peltier ²⁾⁽³⁾⁽⁵⁾ Calgary (Alberta)	Président du conseil des fiduciaires	Président de Ipperwash Resources Ltd. (société de production pétrolière et gazière, de consultation, de services de gestion et de gestion de portefeuille)	Février 1996	32 500
Marcel J. Tremblay Calgary (Alberta)	Fiduciaire, président et chef de la direction	Président, président du conseil et chef de la direction de EES	Février 1996	202 730
André Bineau ¹⁾ Montréal (Québec)	Fiduciaire	Vice-président de l'Association de bienfaisance et de retraite des policiers et policières de la Communauté urbaine de Montréal	Février 1996	41 000
Neal H. Eggen ¹⁾⁽²⁾⁽³⁾ Calgary (Alberta)	Fiduciaire	Homme d'affaires	Février 1996	23 334
Douglas Martin ¹⁾⁽⁶⁾ Calgary (Alberta)	Fiduciaire	Président de Charles Avenue Capital Corp. (société fermée de services bancaires d'investissement) depuis avril 2000. Auparavant, président du conseil de Pursuit Resources Corp.	Juillet 2000	135 130
Harry B. Wheeler ²⁾ Calgary (Alberta)	Fiduciaire	Président de Colchester Investments Ltd. (société de placement fermée) depuis janvier 2001. Auparavant, président du conseil de Cabre Exploration Ltd.	Janvier 2001	2 330 163
Robert L. Zorich ⁷⁾ Houston, Texas, États-Unis	Fiduciaire	Administrateur délégué, EnCap Investments L.L.C. (filiale en propriété exclusive de El Paso Energy Corporation qui procure du financement privé par capitaux propres aux sociétés du secteur du pétrole et du gaz naturel)	Janvier 2001	32 500

Notes :

- 1) Les fiduciaires du Fonds ont mis sur pied un comité de vérification composé de André Bineau, président, de Neal H. Eggen et de Douglas Martin.
- 2) Les fiduciaires du Fonds ont mis sur pied un comité de l'environnement, de la sécurité et des réserves composé de Neal H. Eggen, président, de Jack W. Peltier et de Harry B. Wheeler.
- 3) Les fiduciaires du Fonds ont mis sur pied un comité de la régie d'entreprise et des ressources humaines composé de Douglas Martin, président, de Jack W. Peltier et de Neal H. Eggen.

- 4) En date du 31 mars 2001. Les fiduciaires du Fonds ont chacun fourni l'information quant aux parts de fiducie dont ils ont la propriété effective, directement ou indirectement, ou le contrôle, étant donné que ces renseignements ne sont pas connus du Fonds, de EnerMark ni de EMR.
- 5) Entre le 3 avril 1995 et le 11 août 1995, les services de Ipperwash Resources Ltd. (« Ipperwash »), société contrôlée par M. Peltier, ont été retenus par un comité d'enquête extraordinaire du conseil d'administration de Granisko Resources Inc. (« Granisko ») afin qu'elle fournisse des services de direction et de gestion à Granisko pendant sa tentative de restructuration de sa dette. Dans le cadre de ces services, M. Peltier a été nommé président et administrateur de Granisko. Le 11 août 1995, un administrateur-séquestre a été nommé pour s'occuper des affaires de Granisko et M. Peltier a démissionné de ses postes, même si Ipperwash a continué de fournir des services de gestion à Granisko jusqu'au 30 septembre 1995.
- 6) De 1991 à 2000, M. Martin a été administrateur de Coho Energy, Inc. (« Coho »), société pétrolière et gazière qui était inscrite à la cote de la BT et du NASDAQ. En 1999, Coho s'est placé sous la protection de la loi fédérale américaine sur la faillite et a été libérée en avril 2000. Les responsabilités des administrateurs n'ont pas été engagées. M. Martin a démissionné de son poste d'administrateur de Coho en avril 2000.
- 7) 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 sa filiale en propriété exclusive, Texstar Petroleum Inc., une demande de protection en vertu de la loi américaine sur la faillite. Le 19 janvier 2001, les actions de Benz ont été visées par 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.

La déclaration de fiducie prévoit que les fiduciaires du Fonds doivent agir avec honnêteté et de bonne foi dans l'intérêt du Fonds et faire preuve du degré de diligence et de compétence dont une personne raisonnablement prudente ferait preuve dans des circonstances comparables. La déclaration de fiducie prévoit aussi que les fiduciaires du Fonds auront droit d'être indemnisés par le Fonds par rapport à l'exercice de leurs pouvoirs et de leurs fonctions s'ils remplissent leurs obligations avec le degré de diligence approprié. Les devoirs et les normes de diligence des fiduciaires du Fonds prévus dans la déclaration de fiducie sont semblables à ce qui est exigé des administrateurs d'une société par actions.

Sauf dans les cas expressément interdits par la loi, les fiduciaires du Fonds peuvent accorder ou déléguer certains pouvoirs en rapport avec l'administration des tâches du conseil des fiduciaires en vertu de la déclaration de fiducie. Les fiduciaires du Fonds peuvent accorder un large pouvoir discrétionnaire à un tiers quant à l'administration et à la gestion des activités quotidiennes du Fonds ainsi qu'à la prise de décisions importantes conformément aux politiques et aux principes généraux prévus dans la déclaration de fiducie ou autrement établis par les fiduciaires du Fonds.

Administrateurs de EnerMark

Le conseil d'administration de EnerMark sera formé d'au plus neuf membres et d'au moins trois membres. Il est actuellement composé des personnes qui agissent à titre de fiduciaires du Fonds.

Membres de la direction de EMR

EMR offre des services de gestion, de consultation et d'administration au Fonds et à EnerMark conformément à la convention de gestion, sous la supervision du conseil d'administration de EnerMark. Le tableau qui suit précise le nom, le lieu de résidence et les fonctions principales de chacun des dirigeants de EMR chargés de fournir des services de direction.

Le tableau suivant indique, pour chaque administrateur de EMR, son nom, son lieu de résidence, son poste, les fonctions principales qu'il a exercées au cours des cinq dernières années et le nombre de parts de fiducie dont il a la propriété effective, directement ou indirectement, ou le contrôle.

Nom et lieu de résidence	Poste auprès de EMR	Fonctions principales au cours des cinq dernières années	Nombre de parts de fiducie détenues en propriété effective ¹⁾
Marcel J. Tremblay Calgary (Alberta)	Administrateur, président et chef de la direction	Président et chef de la direction, EES depuis 1985	202 730
Gordon J. Kerr Calgary (Alberta)	Vice-président directeur et chef des services financiers	Vice-président directeur et chef des services financiers, EES depuis janvier 2001. Auparavant, premier vice-président, Services financiers, EES depuis septembre 2000. Auparavant, vice-président, Finances et chef des services financiers, EES depuis 1998. Auparavant, consultant en développement stratégique depuis 1996 et auparavant, vice-président et chef des services financiers, Mark Resources Inc.	11 433
Eric P. Tremblay Calgary (Alberta)	Premier vice-président, Marchés des capitaux	Premier vice-président, Marchés des capitaux, EES, depuis septembre 2000. Auparavant, premier vice-président, Expansion de l'entreprise, EES depuis janvier 2000. Auparavant, vice-président, Expansion de l'entreprise, EES depuis 1996. Auparavant, directeur, Expansion de l'entreprise, EES.	4 836
Verne G. Johnson Calgary (Alberta)	Premier vice-président, Gestion des fonds	Premier vice-président, Gestion des fonds, EES depuis septembre 2000. Auparavant, consultant de EES depuis janvier 2000. Auparavant, président et chef de la direction, ELAN Energy Inc. depuis 1989	558
Heather J. Culbert Calgary (Alberta)	Première vice-présidente, Services internes	Première vice-présidente, Services internes, EES depuis février 2001. Auparavant, vice-présidente, Systèmes d'information de gestion et administration, EES depuis 1996. Auparavant, directrice de l'information et des services administratifs, EES	7 549
Daryl W. Cook Calgary (Alberta)	Vice-président, Exploitation	Vice-président, Exploitation, EES depuis 1997. Auparavant, vice-président, Exploitation et terrains, EES	6 946
Dorothy I. Else Calgary (Alberta)	Vice-présidente, Terrains	Vice-présidente, Terrains, EES depuis 1998. Auparavant, directrice des terrains, EES	4 451
Wayne T. Foch Calgary (Alberta)	Vice-président, Finances	Vice-président, Finances, EES depuis février 2001. Auparavant, trésorier, EMR Resource Management Ltd., depuis 1996.	4 220
Darrell E. Shaw Calgary (Alberta)	Vice-président, Exploitation	Vice-président, Exploitation, EES depuis 1998. Auparavant, directeur général, Exploitation, EES	4 506
I. Laura Pierrot Calgary (Alberta)	Vice-présidente et trésorière	Vice-présidente et trésorière, EES depuis février 2001. Auparavant, trésorière, EES	1 251
Jo-Anne M. Caza Calgary (Alberta)	Vice-présidente, Relations avec les investisseurs	Vice-présidente, Relations avec les investisseurs, EES depuis janvier 2000. Auparavant, directrice, Relations avec les investisseurs depuis 1995	1 330
Richard D. Parsons Calgary (Alberta)	Contrôleur	Contrôleur, EES	2 068
Christina S. Meeuwsen Calgary (Alberta)	Secrétaire générale	Secrétaire générale, EES depuis 1996. Auparavant, secrétaire générale adjointe, EES	1 288
Joanne M. Danyschuk Calgary (Alberta)	Secrétaire générale adjointe	Secrétaire générale adjointe, EES depuis 1997. Auparavant, adjointe juridique, Blake, Cassels & Graydon LLP	613

Note :

- 1) En date du 31 mars 2001. Les membres de la direction ont chacun fourni l'information quant aux parts de fiducie dont ils ont la propriété effective, directement ou indirectement, ou le contrôle, étant donné que ces renseignements ne sont pas connus du Fonds, de EnerMark ni de EMR.

Les fiduciaires du Fonds et les membres de la direction de EMR précités sont globalement les véritables propriétaires, directement ou indirectement, de 2 848 346 parts de fiducie, soit environ 1,1 % des parts de fiducie en circulation au 31 mars 2001.

Certains des fiduciaires, des administrateurs et des membres de la direction nommés ci-dessus agissent à titre d'administrateurs ou de membres de la direction d'autres entités gérées par le groupe de sociétés de Enerplus ou d'émetteurs qui sont des concurrents du Fonds, de EnerMark et de EMR. Ils peuvent donc se trouver dans une situation de conflit d'intérêts dans l'exécution de leurs fonctions à l'égard du Fonds et de EnerMark. Se reporter aux rubriques « Information concernant le Fonds et EnerMark - Gestion du Fonds » et « Facteurs de risque - Conflits d'intérêts éventuels ».

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

Le Fonds fournira à toute personne qui en fait la demande au secrétaire de EMR :

- a) lorsque les titres du Fonds font l'objet d'un placement conformément à un prospectus simplifié ou qu'un prospectus simplifié provisoire a été déposé à l'égard d'un placement de ses titres :
 - (i) une copie de la présente notice annuelle de renouvellement du Fonds, ainsi que de tout document, ou des pages pertinentes de tout document, qui y est intégré par renvoi;
 - (ii) une copie des états financiers comparatifs du Fonds pour son dernier exercice financier terminé, avec le rapport des vérificateurs qui l'accompagne et une copie des états financiers intermédiaires du Fonds postérieurs aux états financiers pour son dernier exercice terminé;
 - (iii) une copie de la circulaire de sollicitation de procurations du Fonds pour sa dernière assemblée annuelle des porteurs de parts au cours de laquelle les fiduciaires du Fonds ont été élus (la « circulaire de sollicitation de procurations ») ou une copie de tout document de dépôt annuel préparé en remplacement de cette circulaire de sollicitation de procurations, selon le cas;
 - (iv) une copie de tout autre document intégré par renvoi dans le prospectus simplifié, provisoire ou définitif, qui n'a pas à être fourni aux termes des alinéas (i) à (iii) ci-dessous;
- b) à tout autre moment une copie de tout autre document auquel il est fait renvoi aux alinéas (i), (ii) et (iii) ci-dessus, moyennant le paiement des frais raisonnables que le Fonds peut exiger si la demande est présentée par une personne qui n'est pas porteur de titres du Fonds.

La circulaire de sollicitation de procurations renferme des renseignements additionnels sur la rémunération des fiduciaires, des administrateurs et de certains membres de la direction, les prêts qui leur sont consentis, les principaux porteurs de parts de fiducie, les options d'achat de parts de fiducie et les initiés intéressés dans des opérations importantes. Les états financiers consolidés comparatifs du Fonds pour l'exercice terminé le 31 décembre 2000 renferment de l'information additionnelle.

Enermark Income Fund
1900, 700-9th Avenue S.W.
Calgary (Alberta)
T2P 3V4

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