FONDS
enerPLUS
RESOURCES

NOTICE ANNUELLE

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008

Le 13 mars 2009

Table des matières

GLOSSAIRE I
ABRÉVIATIONS ET CONVERSIONS IV
PRÉSENTATION DES RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ, DES RESSOURCES ET DES DONNÉES DE PRODUCTION D'ENERPLUS V
PRÉSENTATION DE L'INFORMATION FINANCIÈRE D'ENERPLUS IX
ÉNONCÉS ET RENSEIGNEMENTS PROSPECTIFS IX
STRUCTURE DU FONDS ENERPLUS RESOURCES 1
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DU FONDS ENERPLUS RESOURCES 3
- Généralités 3
- Développement au cours des trois derniers exercices 3

INFORMATION SUR L'EXPLOITATION 6
- Aperçu 6
- Description des principaux terrains et des principales activités 7
- Sommaire des principaux emplacements de production 8
- Frais engagés en 2008 et sommaire des dépenses en immobilisations 9
- Activités d'exploration et de mise en valeur 9
- Puits de pétrole et de gaz naturel et terrains non prouvés 10
- Types de zones de ressources d'Enerplus 11
- Antécédents de production trimestrielle 18
- Antécédents de revenu net trimestriel 19
- Frais d'abandon et de remise en état 20
- Horizon fiscal 21
- Arrangements de commercialisation et contrats à terme 22

RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL 23
- Sommaire des réserves 23
- Variation des réserves 32
- Réserves non mises en valeur 36
- Facteurs ou incertitudes significatifs 36
- Réserves prouvées et probables inexploitées 37

INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE SUR L'EXPLOITATION 38
- Acquisitions et dessaisissements 38
- Participation dans des sociétés 38
- Santé, sécurité et environnement 38
- Assurance 40
- Personnel 40

RENSEIGNEMENTS SUR LE FONDS ENERPLUS RESOURCES 41
- Description des parts de fiducie et de l'acte de fiducie 41
- Description des conventions de redevances et des autres sommes versées au Fonds 48
- Gestion et gouvernance d'entreprise 50
- Régime de droits des porteurs de parts 50

DETTE D'ENERPLUS 51
- Facilité de crédit bancaire 51
- Billets non garantis de premier rang 52

DISTRIBUTIONS AUX PORTEURS DE PARTS 54
- Distributions en espèces 54
- Historique des distributions 55
- Questions de déclarations fiscales canadiennes 55
- Questions de déclarations fiscales américaines 56

CONDITIONS DANS L'INDUSTRIE 57
- Survol 57
- Prix et commercialisation — Pétrole 58
- Prix et commercialisation — Gaz naturel 58
- Accord de libre-échange nord-américain (ALENA) 58
- Redevances et mesures incitatives 59
- Régime foncier 62
- Réglementation environnementale 62
- Sécurité des travailleurs 63

FACTEURS DE RISQUE 64
- Risques liés aux activités et à l'exploitation d'Enerplus 64
- Risques liés à la structure d'Enerplus et à la propriété des parts de fiducie 79
- Risques particuliers aux porteurs de parts des États-Unis et aux autres porteurs de parts non-résidents 84

MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES 86
ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS 86
- Administrateurs d'EnerMark 86
- Dirigeants d'EnerMark 87
- Propriété de parts de fiducie 89
- Conflits d'intérêts 89
- Informations concernant le comité de vérification et de gestion du risque 89

POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI 89
DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES 89
CONTRATS IMPORTANTS ET DOCUMENTS TOUCHANT LES DROITS DES PORTEURS DE TITRES 90
INTÉRÊTS DES EXPERTS 90
AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES 90
RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES 91
ANNEXE A – RAPPORT SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES DE L'ÉVALUATEUR OU DU VÉRIFICATEUR DE RÉSERVES QUALIFIÉ INDÉPENDANT A-1
ANNEXE B – RAPPORT SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES DE L'ÉVALUATEUR OU DU VÉRIFICATEUR DE RÉSERVES QUALIFIÉ INDÉPENDANT B-1
ANNEXE C – RAPPORT DE LA DIRECTION ET DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRE INFORMATION C-1
ANNEXE D – INFORMATIONS SUR LE COMITÉ DE VÉRIFICATION ET DE GESTION DU RISQUE CONFORMÉMENT AU RÈGLEMENT 52-110 D-1
ANNEXE E – INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE SUR LES RÉSERVES EN VERTU DU SFAS NO. 69 E-1
ANNEXE F – INFORMATION CONCERNANT ENERPLUS EXCHANGEABLE LIMITED PARTNERSHIP F-1

Glossaire

Dans la présente notice annuelle, à moins que le contexte n'indique le contraire, les termes et abréviations suivants ont le sens qui leur est donné ci-dessous. **Les termes supplémentaires se rapportant aux réserves de pétrole et de gaz naturel, aux ressources et aux activités ont le sens qui leur est attribué à la rubrique « Présentation des réserves de pétrole et de gaz, des ressources et des données de production d'Enerplus ».**

« **acte de fiducie** » désigne l'acte de fiducie modifié et mis à jour en date du 30 mai 2008 entre EnerMark, ERC et le fiduciaire, en sa version modifiée, étoffée ou mise à jour de temps à autre;

« **AECO** » désigne l'installation de stockage et la plaque tournante du gaz naturel sur le réseau de transport TransCanada Alberta (NOVA) qui est le point de livraison de divers prix de référence de l'Alberta;

« **billets non garantis de premier rang** » désigne le capital de 229 M$ US en billets non garantis de premier rang émis par EnerMark, tel qu'il est décrit à la rubrique « Dette d'Enerplus »;

« **bitume** » désigne un pétrole brut très visqueux qui est trop épais pour couler dans son état naturel et que l'on ne peut produire sans en altérer la viscosité. La densité du bitume est généralement inférieure à 10^{o} API;

« **bourse de New York** » désigne la New York Stock Exchange;

« **Bourse de Toronto** » désigne la Bourse de Toronto;

« **commandité d'EELP** » désigne EnerMark, en tant que société remplaçante par suite de sa fusion avec FET Management;

« **concession Kirby** » désigne, collectivement, sept concessions de sables bitumineux distinctes d'une superficie totale de 43 360 acres dans le secteur de Kirby, dans le nord-est de l'Alberta, dans les cantons 073 à 075, rangs 07 à 10, W4M, qui viennent à échéance à différentes dates allant du 13 décembre 2015 au 27 septembre 2021;

« **contrat d'EELP** » désigne le contrat de société en commandite modifié et mis à jour daté du 13 février 2008 en sa version modifiée le 22 décembre 2008, intervenu entre EnerMark (en tant que société remplaçante par suite de la fusion avec FET Management Ltd.) et Focus Commercial Trust aux termes duquel EELP est créée, qui peut être modifié, complété ou mis à jour de temps à autre;

« **convention de soutien d'EELP** » désigne la convention de soutien modifiée et mise à jour datée du 13 février 2008 intervenue entre le Fonds, EELP et EnerMark (en tant que société remplaçante par suite de la fusion avec FET Management Ltd.), qui peut être modifiée, complétée ou mise à jour de temps à autre;

« **convention de vote et d'échange d'EELP** » désigne la convention de fiducie de vote et d'échange modifiée et mise à jour datée du 30 mai 2008 intervenue entre le Fonds, EELP et Société de fiducie Computershare du Canada, qui peut être modifiée, complétée ou mise à jour de temps à autre;

« **DGMV** » désigne le drainage par gravité au moyen de la vapeur, processus de production *in situ* utilisé pour récupérer le bitume des sables bitumineux;

« **droit de vote spécial** » désigne le droit de vote spécial émis par le Fonds au fiduciaire désigné aux termes de la convention de vote et d'échange donnant au porteur de celui-ci le droit de voter, de donner son consentement ou d'agir autrement à une assemblée ou à l'égard d'une résolution des porteurs de parts du Fonds et correspondant au nombre de votes auquel les porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP auraient droit si les porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP avaient échangé toutes les parts de société en commandite échangeables d'EELP qu'ils détenaient contre des parts de fiducie immédiatement avant la date de référence fixée pour cette assemblée ou à tout autre moment qui pourrait être fixé par les lois applicables afin de déterminer les porteurs du Fonds qui ont le droit de voter, de donner leur consentement ou d'agir autrement à cette assemblée ou à l'égard d'une telle résolution;

« **ECT** » désigne Enerplus Commercial Trust, fiducie constituée sous le régime des lois de l'Alberta (dont le fiduciaire est Enerplus ECT Resources Ltd., société de l'Alberta) et filiale en propriété exclusive indirecte du Fonds;

« **EELP** » désigne Enerplus Exchangeable Limited Partnership (appelée « Focus Limited Partnership » avant le 1er avril 2008), société en commandite constituée en vertu des lois de l'Alberta et filiale du Fonds;

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

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

« **Enerplus Oil & Gas** » désigne Enerplus Oil & Gas Ltd., société constituée en vertu de la *Business Corporations Act* (Alberta) et filiale en propriété exclusive indirecte du Fonds;

« **Enerplus USA** » désigne Enerplus Resources (USA) Corporation, société constituée en vertu des lois du Delaware et filiale en propriété exclusive indirecte du Fonds;

« **ERC** » désigne Enerplus Resources Corporation, société constituée en vertu de la *Business Corporations Act* (Alberta) et filiale en propriété exclusive indirecte du Fonds;

« **facilité de crédit bancaire** » a le sens qui est attribué à cette expression à la rubrique « Dette d'Enerplus »;

« **facilités de crédit** » a le sens qui est attribué à cette expression à la rubrique « Dette d'Enerplus »;

« **fiduciaire** » désigne Société de fiducie Computershare du Canada, ou son remplaçant en qualité de fiduciaire du Fonds;

« **fiduciaire désigné aux termes de la convention de vote et d'échange** » désigne Société de fiducie Computershare du Canada ou son remplaçant à titre de fiduciaire aux termes de la convention de vote et d'échange d'EELP;

« **filiale** » a le sens qui est attribué au mot *subsidiary* dans la *Securities Act* (Alberta);

« **filiales en exploitation** » désigne les filiales directes et indirectes du Fonds qui sont propriétaires, acquièrent et exploitent des actifs pétroliers et gaziers au profit du Fonds (les filiales en exploitation importantes au 31 décembre 2008 étant EnerMark, ERC, ECT, Enerplus USA et FET Operating Partnership);

« **Focus** » désigne Focus Energy Trust, fiducie de revenu du secteur pétrolier et gazier acquise par Enerplus le 13 février 2008;

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

« **GLJ** » désigne GLJ Petroleum Consultants Ltd., conseillers indépendants du secteur du pétrole;

« **Henry Hub** » désigne l'installation de stockage et la plaque tournante en Louisiane qui est le point de livraison du contrat de gaz naturel NYMEX;

« **impôt des EIPD** » a le sens qui est attribué à cette expression à la rubrique « Développement général du Fonds Enerplus Resources — Développement au cours des trois derniers exercices — Changements en matière d'imposition des fiducies de revenu et stratégie d'Enerplus après 2010 »;

« **Laricina** » désigne Laricina Energy Ltd., société fermée de sables bitumineux créée en vertu de la *Business Corporations Act* (Alberta);

« **Loi de l'impôt** » désigne la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada), L.R.C. 1985, c.1 (5e supp.), en sa version modifiée, ce qui comprend tout règlement pris en application de celle-ci, en sa version modifiée de temps à autre;

« **manuel COGE** » désigne le *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* préparé conjointement par The Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary Chapter) et par l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole (Société du pétrole), en sa forme modifiée de temps à autre;

« **MH** » désigne le méthane de houille;

« **NSAI** » désigne Netherland, Sewell & Associates, Inc., conseillers indépendants du secteur du pétrole;

« **NYMEX** » désigne la New York Mercantile Exchange;

« **parts de catégorie A d'EELP** » désigne les parts de société en commandite de catégorie A d'EELP, dont la totalité sont détenues, directement ou indirectement, par le Fonds;

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

« **parts de société en commandite échangeables d'EELP** » désigne les parts de société en commandite de catégorie B d'EELP, qui ne sont pas transférables et qui sont échangeables sans contrepartie supplémentaire contre des parts de fiducie à raison de 0,425 part de fiducie pour chaque part de société en commandite échangeable d'EELP;

« **PCGR** » désigne les principes comptables généralement reconnus;

« **porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP** » désigne les porteurs, de temps à autre, de parts de société en commandite échangeables d'EELP;

« **projet Kirby** » désigne la mise en valeur de la concession Kirby;

« **rapport de GLJ sur les ressources de sables bitumineux** » désigne l'évaluation technique indépendante des ressources éventuelles attribuables à la participation d'Enerplus dans le projet Kirby (avec la participation dans certains projets mineurs de sables bitumineux exploités par des tiers) préparée par GLJ en date du 23 février 2009 avec prise d'effet le 31 décembre 2008;

« **rapport de NSAI** » désigne l'évaluation technique indépendante des avoirs américains de pétrole, de LGN et de gaz naturel classiques d'Enerplus, préparée par NSAI en date du 12 février 2009 avec prise d'effet le 31 décembre 2008 et fondée sur les prévisions de prix des marchandises établies par Sproule (pour favoriser la cohérence interne dans les rapports sur les réserves d'Enerplus) en date du 31 décembre 2008;

« **rapport de Sproule** » désigne l'évaluation technique indépendante des avoirs canadiens de pétrole, de LGN et de gaz naturel classiques d'Enerplus préparée par Sproule en date du 12 février 2009 avec prise d'effet le 31 décembre 2008 et fondée sur les prévisions de prix des marchandises établies par Sproule en date du 31 décembre 2008;

« **Règlement 51-101** » désigne le Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières adopté par les autorités canadiennes en valeurs mobilières;

« **SEC** » désigne la Securities and Exchange Commission des États-Unis;

« **Sproule** » désigne Sproule Associates Limited, conseillers indépendants du secteur du pétrole;

« **WTI** » désigne le pétrole brut West Texas Intermediate qui sert de référence pour le contrat de pétrole brut NYMEX livré à Cushing, en Oklahoma.

Abréviations et conversions

Dans la présente notice annuelle, les abréviations suivantes ont le sens qui leur attribué ci-dessous.

API	American Petroleum Institute
b	barils, dont chacun représente 34,972 gallons impériaux ou 42 gallons américains
b/j	barils par jour
Gpi^3	milliard de pieds cubes
Gpi^3/j	milliard de pieds cubes par jour
bep$^{(1)}$	barils d'équivalent pétrole, 6 kpi^3 de gaz naturel équivalant à un baril d'équivalent pétrole et un baril de liquides de gaz naturel équivalant à un baril d'équivalent pétrole.
bep/j	barils d'équivalent pétrole par jour
kb	mille barils
kbep	mille barils d'équivalent pétrole
kpi^3	mille pieds cubes
kpi^3/j	mille pieds cubes par jour
Mb	un million de barils
Mbep	un million de barils d'équivalent pétrole
MBTU	un million de British Thermal Units
Mpi^3	un million de pieds cubes
Mpi^3/j	un million de pieds cubes par jour
LGN	liquides de gaz naturel

Note :

(1) Un taux de conversion de 6 kpi^3 équivalant à 1 bep est fondé sur un mode de conversion de l'équivalence de l'énergie principalement applicable au bec du brûleur et ne représente pas une équivalence de valeur à la tête de puits.

À moins d'indication contraire, dans la présente notice annuelle, tous les montants en dollars et toutes les mentions de « $ » désignent le dollar canadien.

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

Conversion des	En	Multiplier par
kpi^3	mètres cubes	28,174
mètres cubes	pieds cubes	35,494
b	mètres cubes	0,159
mètres cubes	b	6,293
pieds	mètres	0,305
mètres	pieds	3,281
milles	kilomètres	1,609
kilomètres	milles	0,621
acres	hectares	0,4047
hectares	acres	2,471

Présentation des réserves de pétrole et de gaz, des ressources et des données de production d'Enerplus

NOTE AU LECTEUR SUR L'INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ NATUREL, LES DÉFINITIONS ET LE RÈGLEMENT 51-101

Les renseignements portant sur les réserves et l'exploitation du pétrole et du gaz naturel d'Enerplus figurant dans la présente notice annuelle contiennent l'information requise devant être incluse dans le Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz aux termes du Règlement 51-101 adopté par les autorités canadiennes en valeurs mobilières. Les lecteurs devraient également se reporter au Rapport sur les données relatives aux réserves préparé par Sproule joint aux présentes à l'annexe A, au Rapport sur les données relatives aux réserves préparé par NSAI joint à l'annexe B et au Rapport de la direction et du conseil d'administration sur l'information concernant le pétrole et le gaz joint aux présentes à l'annexe C. La date d'effet pour le Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz contenu dans la présente notice annuelle est le 31 décembre 2008, et l'information contenue dans la notice annuelle a été rédigée en date du 13 mars 2009. La présente notice annuelle contient également certains renseignements portant sur les réserves et l'exploitation relatifs à Enerplus que celle-ci n'est pas tenue de fournir en vertu du Règlement 51-101.

Certaines des définitions et des lignes directrices suivantes sont contenues dans le glossaire relatif au Règlement 51-101 contenu dans l'Avis 51-324 du personnel des autorités canadiennes en valeurs mobilières (l'« **Avis 51-324 des ACVM** »), qui intègre certaines définitions du manuel COGE. Les lecteurs devraient consulter l'Avis 51-324 des ACVM et le manuel COGE pour de plus amples informations et explications.

PRÉSENTATION DES RENSEIGNEMENTS CONCERNANT LES RÉSERVES ET LA PRODUCTION

Présentation de l'information

Dans la présente notice annuelle, toutes les estimations des réserves et de la production de pétrole et de gaz naturel sont présentées selon la « participation de la société » (au sens défini ci-dessous), à moins qu'elles n'aient été présentées explicitement sur une base « brute » ou « nette ». L'expression « participation de la société » n'est ni définie ni reconnue dans le Règlement 51-101 et n'a pas de sens normalisé dans le Règlement 51-101. Par conséquent, les réserves d'Enerplus selon la « participation de la société » peuvent ne pas être comparables à des mesures semblables utilisées par d'autres émetteurs, et les épargnants sont priés de noter que les réserves selon la « participation de la société » ne doivent pas être interprétées comme un autre mode de calculer des réserves conformément au Règlement 51-101.

Les réserves réelles de pétrole et de gaz naturel d'Enerplus et la production future peuvent être supérieures ou inférieures aux estimations qui figurent dans la présente notice annuelle. Les produits d'exploitation nets futurs estimatifs tirés de l'exploitation de ces réserves de pétrole et de gaz naturel ne correspondent pas à la juste valeur marchande de ces réserves. Voir « Réserves de pétrole et de gaz naturel — Aperçu des réserves » pour obtenir de plus amples renseignements.

Avis aux lecteurs des États-Unis

Les données concernant les réserves de pétrole et de gaz naturel contenues dans la présente notice annuelle sont généralement présentées conformément aux normes d'information canadiennes, qui diffèrent à certains égards des normes d'information des États-Unis ou d'autres pays. Par exemple, à l'heure actuelle, la Securities and Exchange Commission des États-Unis (la « **SEC** ») autorise généralement les sociétés de pétrole et de gaz émettrices à présenter, dans les documents qu'elles déposent auprès de la SEC, uniquement l'information relative aux réserves prouvées (définies dans les règles de la SEC). Les lois canadiennes sur les valeurs mobilières exigent des sociétés de pétrole et de gaz émettrices qu'elles présentent, dans les documents qu'elles déposent auprès des autorités canadiennes en valeurs mobilières, non seulement l'information relative aux « réserves prouvées » (définies différemment par rapport aux règles de la SEC), mais aussi l'information relative

aux « réserves probables » (au sens donné à ces deux expressions dans le Règlement 51-101 et décrit ci-dessous). Par conséquent, dans la présente notice annuelle, Enerplus a présenté des réserves désignées comme « réserves probables » ainsi que comme « réserves prouvées et probables ». Les réserves probables présentent un risque plus élevé du fait qu'elles sont en général jugées plus difficiles à évaluer avec précision ou à récupérer que les réserves prouvées. À l'heure actuelle, les directives de la SEC interdisent strictement la présentation des réserves de ces catégories dans les documents déposés auprès de celle-ci et préparés conformément aux exigences d'information américaines. De surcroît, en vertu des exigences d'information canadiennes et des pratiques sectorielles, les réserves et la production sont présentées en volumes bruts (ou, tel qu'il a été noté ci-dessus, par « participation de la société »), soit des volumes calculés avant la déduction des redevances et d'autres paiements similaires. La pratique américaine consiste à présenter les réserves et la production en volumes nets, soit après déduction des redevances et des paiements similaires applicables. En outre, Enerplus a évalué et présenté les produits d'exploitation nets et futurs approximatifs découlant de ses réserves en utilisant des coûts et des prix prévisionnels (de même que certains renseignements complémentaires en utilisant des prix et des coûts constants), alors que la SEC requiert généralement l'utilisation de prix et de coûts constants aux niveaux en vigueur à la date de présentation du rapport sur les réserves. Par conséquent, les estimations des réserves et les volumes de production d'Enerplus peuvent ne pas être comparables à celles des sociétés qui utilisent les normes américaines en matière d'information et de présentation. En outre, la SEC interdit la présentation de ressources en pétrole et en gaz, tandis que les émetteurs canadiens peuvent présenter les volumes de ressources. Les ressources sont différentes des réserves et ne doivent pas être interprétées comme des réserves. Pour obtenir une description de la définition des ressources éventuelles de même que les risques et incertitudes entourant leur présentation, voir « — Information sur les ressources éventuelles » ci-dessous. La SEC a approuvé certains changements à ses obligations d'information relatives au secteur du pétrole et du gaz, ce qui aura une incidence sur certaines des différences décrites ci-dessus, mais ces changements ne prendront pas effet avant le 1er janvier 2010.

Malgré ce qui précède, Enerplus a joint en annexe E à la présente notice annuelle certaines informations concernant les réserves de pétrole et de gaz et les activités d'Enerplus conformément au Statement No. 69 du Financial Accounting Standards Board des États-Unis — *Disclosures About Oil and Gas Producing Activities*, qui sont conformes aux directives de la SEC à l'égard des exigences de divulgation se rapportant aux réserves de pétrole et de gaz.

BARILS D'ÉQUIVALENT PÉTROLE (BEP)

Enerplus a adopté la norme de 6 kpi^3 barils d'équivalent pétrole (bep) pour la conversion du gaz naturel en bep. Les bep peuvent être trompeurs, surtout si on les emploie de façon isolée. Un taux de conversion de 6 kpi^3 à un bep repose sur un mode de conversion de l'équivalence de l'énergie principalement applicable au bec du brûleur et ne représente pas une équivalence de valeur à la tête du puits.

INFORMATION SUR LES RESSOURCES ÉVENTUELLES

Dans la présente notice annuelle, Enerplus a présenté des estimations des volumes de « ressources éventuelles » formulées par GLJ au rapport de GLJ portant sur les ressources de sables bitumineux et qui se rapportent à la concession Kirby.

Les « **ressources** » s'entendent des quantités de pétrole estimées avoir existé à l'origine en tant que gisements d'origine naturelle, ce qui comprend la quantité de pétrole qui, selon les estimations, existe à une date donnée dans des gisements connus, avant la production, additionnées des quantités estimées en gisements à découvrir.

Les « **ressources éventuelles** » s'entendent des quantités de pétrole estimées, à une date donnée, comme pouvant être potentiellement récupérables des gisements connus en utilisant une technologie éprouvée ou une technologie en développement, mais qui ne sont pas actuellement considérées comme récupérables de façon rentable en raison d'autres contraintes. Parmi les contraintes, citons des facteurs tels que des questions économiques, juridiques, environnementales, politiques et réglementaires ou encore une absence de marchés. Il est également approprié de placer parmi les « ressources éventuelles » les quantités récupérables découvertes estimées associées à un projet qui en est à ses débuts.

Les ressources de même que les ressources éventuelles ne sont pas des réserves et ne devraient pas être confondues avec celles-ci. Voir « Information sur l'exploitation — Types de zones pétrolières d'Enerplus —

Sables bitumineux » et « Facteurs de risque — Risques liés aux activités et à l'exploitation d'Enerplus — Les réserves et les ressources réelles d'Enerplus seront différentes de ses estimations de réserves et de ressources et l'écart pourrait être important. »

PARTICIPATION DANS LES RÉSERVES, LA PRODUCTION, LES PUITS ET LES TERRAINS

En plus des termes définis dans l'Avis 51-324 des ACVM, les définitions suivantes s'appliquent à la présente notice annuelle :

« **Participation de la société** » s'entend, en ce qui concerne la participation d'Enerplus dans la production ou les réserves, de sa participation directe (avec ou sans exploitation), avant déduction des redevances, mais compte tenu des droits à redevances d'Enerplus dans la production ou les réserves. Voir « — Présentation des renseignements concernant les réserves et la production » ci-dessus.

« **Brut(e)** » désigne

(i) en ce qui concerne la participation d'Enerplus dans la production ou les réserves, sa participation directe (avec ou sans exploitation), avant déduction des redevances et sans inclure aucun droit à redevances d'Enerplus;

(ii) en ce qui concerne la participation d'Enerplus dans les puits, le nombre total de puits dans lesquels Enerplus a une participation;

(iii) en ce qui concerne les terrains, la superficie totale de terrains dans lesquels Enerplus a une participation.

« **Net(te)** » désigne

(i) en ce qui concerne la participation d'Enerplus dans la production ou les réserves, la participation directe (avec ou sans exploitation), après déduction des redevances à payer, plus les droits à redevances d'Enerplus dans la production ou les réserves;

(ii) en ce qui concerne la participation d'Enerplus dans des puits, le nombre de puits obtenus en additionnant la participation directe d'Enerplus dans chacun de ses puits bruts;

(iii) en ce qui concerne la participation d'Enerplus dans un terrain, la superficie totale dans laquelle Enerplus a une participation, multipliée par la participation directe appartenant à Enerplus.

« **Participation directe** » désigne le pourcentage de participation indivise détenu par Enerplus dans la concession pétrolière et/ou gazière ou dans la concession minière accordée par le propriétaire minier, la Couronne ou le propriétaire exclusif, laquelle participation donne à Enerplus le droit d'effectuer des travaux sur le terrain (la concession) afin d'explorer, de mettre en valeur, d'exploiter et de commercialiser les matières louées.

CATÉGORIES DE RÉSERVES ET NIVEAUX DE CERTITUDE À L'ÉGARD DES RÉSERVES PRÉSENTÉES

« **Réserves** » : quantités restantes estimées de pétrole, de gaz naturel et de substances semblables pouvant être récupérées des gisements connus, à une date donnée, fondées sur l'analyse des données de forage, géologiques, géophysiques et de génie, sur l'utilisation de technologies éprouvées et sur une conjoncture économique particulière, qui sont généralement réputées raisonnables et qui doivent être divulguées. Les réserves peuvent être classées comme réserves prouvées et probables (de même que réserves possibles, cependant Enerplus ne les communique pas) selon le degré de certitude associé aux estimations.

« **Réserves prouvées** » : réserves qu'on estime avec une certitude élevée pouvoir récupérer; il est probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures aux réserves prouvées estimatives;

« **Réserves probables** » : réserves additionnelles pour lesquelles la certitude de récupération est inférieure à celle des réserves prouvées; il est tout aussi probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures ou inférieures à la somme des réserves prouvées et des réserves probables estimatives.

Les niveaux de certitude qualitatifs auxquels font référence les définitions données ci-dessus s'appliquent aux entités de réserves individuelles (qui s'entendent du niveau le plus bas auquel les calculs de réserves sont

effectués) et aux réserves présentées (qui s'entendent de la somme au niveau le plus élevé d'estimations d'entités individuelles pour laquelle les estimations de réserves sont présentées). Les réserves présentées devraient viser les niveaux de certitude suivants selon un ensemble donné de conditions économiques :

- il existe une probabilité d'au moins 90 % que les quantités effectivement récupérées seront égales ou supérieures aux réserves prouvées estimées;
- il existe une probabilité d'au moins 50 % que les quantités effectivement récupérées seront égales ou supérieures à la somme des réserves prouvées et des réserves probables estimées.

STADE DE LA MISE EN VALEUR ET DE LA PRODUCTION

Chacune des catégories de réserves que communique Enerplus (prouvées et probables) peut être subdivisée en deux catégories, soit les réserves mises en valeur et les réserves non mises en valeur.

« **Réserves mises en valeur** » : réserves qu'on prévoit récupérer par l'entremise de puits existants et d'installations actuelles ou, à défaut d'installations déjà montées, dont la mise en production nécessiterait des dépenses peu élevées (par exemple, comparativement au coût du forage d'un puits). Les réserves mises en valeur peuvent être subdivisées selon qu'elles sont exploitées ou inexploitées.

- « **Réserves mises en valeur exploitées** » : réserves qu'on prévoit récupérer d'intervalles d'achèvement ouverts au moment de l'estimation; ou bien ces réserves sont exploitées au moment envisagé, ou bien, si elles sont inutilisées, elles doivent avoir été mises en production antérieurement et la date de reprise de la production doit être connue avec une certitude raisonnable.
- « **Réserves mises en valeur inexploitées** » : réserves qui n'ont pas été mises en production ou qui ont antérieurement été en production, mais qui sont inutilisées et dont la date de reprise de la production est inconnue.

« **Réserves non mises en valeurs** » : réserves qu'on prévoit récupérer à partir de gisements connus dont la mise en production nécessiterait des dépenses considérables (par exemple, comparativement au coût du forage d'un puits); elles doivent respecter pleinement les critères de la catégorie de réserves (prouvées ou probables) à laquelle elles sont attribuées.

DESCRIPTION DES HYPOTHÈSES DE PRIX ET DE COÛTS

« **Prix et coûts prévisionnels** » : prix et coûts futurs

(i) qui sont généralement acceptés comme une perspective raisonnable;

(ii) dans la seule mesure où il existe des prix ou coûts futurs fixes ou actuellement déterminables auxquels Enerplus est lié par un engagement, contractuel ou autre, de livrer un produit, y compris ceux qui se rapportent à une période de prolongation d'un contrat qui sera probablement prolongé, ces prix et coûts plutôt que ceux qui sont visés en (i).

« **Prix et coûts constants** » : à moins d'indication contraire expresse, prix et coûts utilisés dans une estimation et qui sont, selon le cas :

(i) les prix et coûts d'Enerplus au 31 décembre 2008, gardés constants pendant toute la durée estimative des terrains faisant l'objet de l'estimation (soit le prix affiché du pétrole d'Enerplus et le prix au comptant du gaz, après les rajustements historiques pour tenir compte du transport, de la gravité et d'autres facteurs);

(ii) dans la seule mesure où il y a des prix ou coûts futurs fixes ou actuellement déterminables auxquels Enerplus est lié par un engagement, contractuel ou autre, à livrer un produit, y compris ceux qui se rapportent à une période de prolongation d'un contrat qui sera probablement prolongé, ces prix et coûts plutôt que ceux qui sont visés en (i).

Présentation de l'information financière d'Enerplus

L'information financière incluse et intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle a été préparée conformément aux PCGR du Canada. Les PCGR du Canada diffèrent à certains égards importants des PCGR des États-Unis et, par conséquent, il se peut que l'information financière ne soit pas comparable à l'information financière des sociétés américaines. Les principales différences concernant le Fonds sont résumées à la note 15 afférente aux états financiers consolidés vérifiés du Fonds pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 qui sont disponibles dans le profil du Fonds sur SEDAR à www.sedar.com, sur EDGAR à www.sec.gov dans le rapport annuel sur formulaire 40-F déposé auprès de la SEC avec la présente notice annuelle et sur le site Web d'Enerplus à www.enerplus.com.

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

Énoncés et renseignements prospectifs

La présente notice annuelle contient certains énoncés et renseignements prospectifs qui sont fondés sur des attentes, des évaluations, des projections, des hypothèses et des croyances internes actuelles d'Enerplus. L'utilisation de termes tels que « prévoir », « continuer », « estimer », « pouvoir », « projeter », « croire », « planifier », « compter », « stratégie » et d'autres expressions semblables vise à indiquer des énoncés et renseignements prospectifs. Ces énoncés ne devraient pas être considérés comme des garanties quant au rendement futur et sous-entendent des risques connus, des risques inconnus, des incertitudes ainsi que d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats réels ou la suite des événements diffèrent de façon importante de ceux qui sont prévus dans ces énoncés et renseignements prospectifs. Enerplus est d'avis que les prévisions reflétées dans ces énoncés et renseignements prospectifs sont raisonnables, mais rien ne saurait garantir que ces prévisions se révéleront exactes et on ne devrait pas se fier indûment aux énoncés et renseignements prospectifs inclus dans la présente notice annuelle. Ces énoncés et renseignements prospectifs sont valides uniquement à la date de la présente notice annuelle et Enerplus ne s'engage nullement à mettre à jour par voie de communiqués ces énoncés ou renseignements prospectifs, sauf si les lois applicables l'exigent.

Plus particulièrement, la présente notice annuelle renferme des énoncés et des renseignements prospectifs portant sur les questions suivantes :

- la quantité et les produits nets d'exploitation futurs tirés des réserves et/ou des ressources d'Enerplus;
- les niveaux de production du pétrole brut, du liquide de gaz naturel, du gaz naturel et du bitume;
- le cours des marchandises, les taux de change et les taux d'intérêts;
- les programmes de dépenses en immobilisations, les programmes de forage et d'autres dépenses futures;
- l'offre et la demande en pétrole, en LGN et en gaz naturel;
- la stratégie commerciale et la stratégie d'acquisitions et de mise en valeur prévues d'Enerplus;
- les prévisions quant à la capacité d'Enerplus de mobiliser des capitaux et d'accroître continuellement les réserves et/ou les ressources par le biais d'acquisitions et d'activités de mise en valeur;
- les calendriers et la pertinence de certains projets, notamment la mise en valeur du projet Kirby ainsi que de la stratégie de croissance d'Enerplus;
- les résultats d'exploitation et les résultats financiers futurs d'Enerplus;
- les frais d'abandon et de remise en état futurs;

- la structure de fiducie ou de société d'Enerplus et les incidences éventuelles sur l'échéancier et l'imposition de toute modification apportée à la structure d'Enerplus;
- les comptes d'impôt d'Enerplus et le moment où Enerplus peut supporter certaines taxes, notamment sur le revenu;
- le traitement accordé par les régimes de réglementation gouvernementaux et autres ainsi que l'incidence des lois fiscales, environnementales et autres;
- les lois concernant l'impôt sur le revenu et les régimes de redevances futurs.

Les résultats réels d'Enerplus pourraient différer de manière importante des résultats prévus dans ces énoncés prospectifs et dans cette information financière prospective en raison des facteurs de risque connus et inconnus, notamment ceux qui sont énoncés à la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle et ci-dessous :

- la fluctuation des cours du pétrole, du bitume, du liquide de gaz naturel et du gaz naturel;
- les mesures prises par le gouvernement ou les organismes de réglementation, notamment des modifications apportées aux lois concernant l'impôt sur le revenu (y compris celles qui visent les fiducies de fonds commun de placement et les fiducies de revenu ou l'admissibilité aux fins de placement) et aux lois fiscales, aux régimes de redevances ainsi qu'aux programmes incitatifs en ce qui a trait à l'industrie pétrolière et gazière et aux fiducies de revenu;
- les changements et les variations des niveaux de production du pétrole, du liquide de gaz naturel, du gaz naturel et du bitume;
- les variations de taux de change et de taux d'intérêts;
- les modifications apportées aux besoins en ce qui a trait aux dépenses en immobilisations et autres dépenses ainsi qu'au remboursement de la dette;
- les responsabilités ou les événements inattendus inhérents aux activités pétrolières et gazières, notamment les risques de nature géologique et technique ainsi que des risques liés aux activités de forage et de traitement;
- les poursuites intentées par des partenaires du secteur;
- les incertitudes liées à l'estimation des réserves et des ressources;
- la concurrence liée, entre autres, aux capitaux, à l'acquisition de réserves et de ressources, aux terrains non mis en valeur et au personnel compétent;
- les évaluations inexactes de la valeur des acquisitions;
- une capacité limitée de livraison et de transport de la production d'Enerplus aux marchés par pipeline ou d'autres moyens de transport adéquats ou absence de capacité;
- le succès d'Enerplus à acquérir, exploiter et mettre en valeur des réserves et des ressources;
- les changements à la conjoncture économique, boursière (ce qui comprend le marché du crédit) et commerciale au Canada, en Amérique du Nord et à l'échelle mondiale;
- les modifications aux lois et aux réglementations actuelles et futures en matière d'environnement, entre autres, applicables aux activités d'Enerplus et l'aptitude d'Enerplus à se conformer aux exigences actuelles et futures de ces lois et de ces règlements.

De plus, la conjoncture et l'incertitude économiques mondiales actuelles, y compris la volatilité actuelle des marchés financiers, ajoute une part importante de risque à l'économie nord-américaine et mondiale et la

poursuite de ces conditions pourrait avoir une incidence défavorable sur les résultats d'exploitation prévus ou attendus d'Enerplus et pourrait faire en sorte que les résultats réels diffèrent considérablement des énoncés et des renseignements prospectifs contenus dans la présente notice annuelle.

Beaucoup de ces facteurs de risque et d'autres risques particuliers et incertitudes sont présentés plus en détail dans la présente notice annuelle et dans le rapport de gestion d'Enerplus pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, qui sont disponibles dans le profil d'Enerplus sur le site Web de SEDAR à www.sedar.com, sur EDGAR à www.sec.gov dans le rapport annuel sur formulaire 40-F déposé auprès de la SEC avec la présente notice annuelle et sur le site Web d'Enerplus à www.enerplus.com. Le lecteur se doit également de prendre connaissance des facteurs de risque qui sont présentés à la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle et dans d'autres documents qu'Enerplus dépose à l'occasion auprès des autorités en valeurs mobilières. On peut obtenir gratuitement des exemplaires de ces documents en s'adressant à Enerplus ou par voie électronique en consultant le profil d'Enerplus sur le site Web de SEDAR à www.sedar.com, sur le site Web d'EDGAR à www.sec.gov ou sur le site Web d'Enerplus à www.enerplus.com.

FONDS ENERPLUS RESOURCES

Notice annuelle

pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008

Structure du Fonds Enerplus Resources

FONDS ENERPLUS RESOURCES

Le Fonds Enerplus Resources est un fonds du secteur de l'énergie qui a été créé en 1986 en vertu des lois de la province d'Alberta aux termes de l'acte de fiducie. Les actifs du Fonds sont actuellement composés de titres émis par les filiales directes en propriété exclusive du Fonds et de redevances de 95 %, de 99 % et de 99 % sur les terrains de pétrole brut et de gaz naturel d'EnerMark, d'ERC et d'Enerplus Oil & Gas, respectivement. Le siège social et principal bureau d'Enerplus est situé au 3000 The Dome Tower, 333 – 7th Avenue S.W., Calgary (Alberta) T2P 2Z1. Enerplus a également des bureaux aux États-Unis situés au Wells Fargo Center, Suite 1300, 1700 Lincoln Street, Denver, Colorado 80203. Le fiduciaire du Fonds est Société de fiducie Computershare du Canada, située au 600, 530 – 8th Avenue S.W., Calgary (Alberta) T2P 3S8. Le conseil d'administration d'EnerMark est chargé de la gouvernance d'Enerplus.

Le Fonds a pour principal objectif de maximiser à long terme la valeur et les distributions en espèces à ses porteurs de parts provenant des rentrées nettes provenant de l'exploitation et de la mise en valeur des terrains de pétrole brut et de gaz naturel existants de ses filiales en exploitation et d'autres actifs liés au secteur de l'énergie ainsi que de l'acquisition stratégique et de la rationalisation de terrains et d'actifs. Voir « Information sur l'exploitation — Aperçu ».

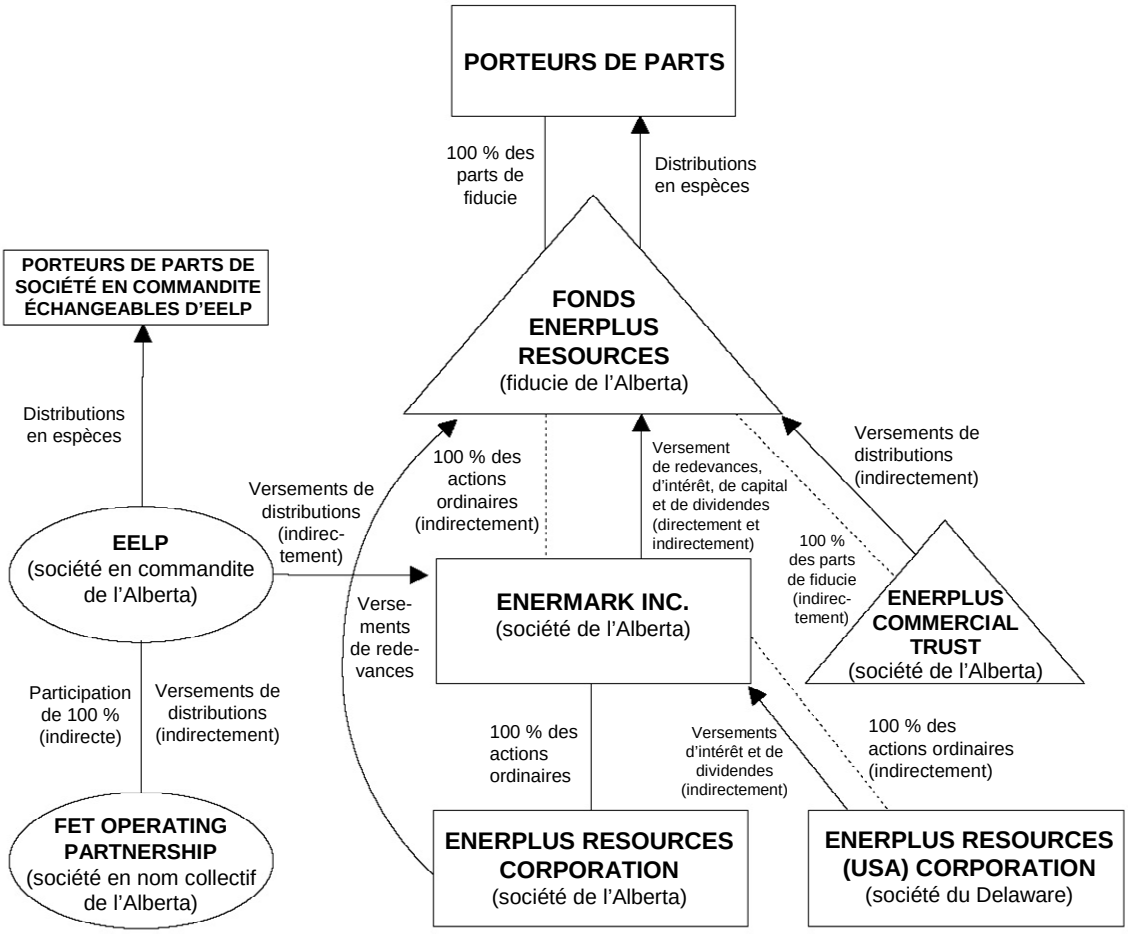
FILIALES EN EXPLOITATION

Les filiales en exploitation du Fonds acquièrent et exploitent des avoirs de pétrole brut et de gaz naturel pour le compte du Fonds. Voir « Information sur l'exploitation », « Réserves de pétrole et de gaz naturel » et « Information supplémentaire sur l'exploitation » pour d'autres renseignements sur l'exploitation et les réserves de pétrole et de gaz naturel ainsi que les ressources éventuelles de bitume d'Enerplus. Au 31 décembre 2008, les filiales en exploitation importantes du Fonds étaient EnerMark, ERC, ECT, Enerplus USA et FET Operating Partnership.

EnerMark et ERC sont des sociétés constituées en vertu de la *Business Corporations Act* (Alberta). ECT est une fiducie constituée en vertu des lois de l'Alberta, FET Operating Partnership est une société en nom collectif constituée en vertu des lois de l'Alberta et Enerplus USA est une société constituée sous le régime des lois du Delaware. Le Fonds est propriétaire indirect de la totalité des titres d'EnerMark, d'ERC, d'ECT, d'Enerplus USA et de FET Operating Partnership émis et en circulation.

STRUCTURE ORGANISATIONNELLE

La structure organisationnelle simplifiée d'Enerplus au 31 décembre 2008, y compris les filiales en exploitation importantes du Fonds, et le mouvement des fonds depuis les filiales en exploitation vers le Fonds et du Fonds vers ses porteurs de parts sont illustrés ci-dessous.



Développement général du fonds Enerplus Resources

GÉNÉRALITÉS

Le Fonds Enerplus Resources a été formé en 1986. Les parts de fiducie du Fonds se négocient actuellement à la Bourse de Toronto sous le symbole « ERF.UN » et à la bourse de New York sous le symbole « ERF ».

DÉVELOPPEMENT AU COURS DES TROIS DERNIERS EXERCICES

Changements en matière d'imposition des fiducies de revenu et stratégie d'Enerplus après 2010

Le 31 octobre 2006, le ministre des Finances du Canada a proposé d'imposer certains types de revenu de fiducies de fonds communs de placement négociées en bourse (une « **fiducie EIPD** ») à des taux comparables aux taux d'imposition combiné fédéral-provincial des sociétés (l'« **impôt des EIPD** »). Il a ainsi été décidé d'éliminer la capacité d'une fiducie de déduire les bénéfices distribués aux porteurs de parts, d'imposer les revenus de la fiducie aux taux des sociétés et de traiter les distributions aux porteurs de parts comme des dividendes imposables. Les dispositions législatives régissant l'impôt des EIPD (les « **dispositions relatives aux EIPD** ») sont entrées en vigueur le 22 juin 2007.

Les dispositions relatives au EIPD ne devraient pas s'appliquer au Fonds avant 2011 pourvu que le Fonds ne connaisse qu'une « croissance normale » pendant la période de transition qui se terminera le 31 décembre 2010. Toutefois, toute « expansion injustifiée » pendant cette période de transition pourrait faire en sorte que l'impôt des EIPD s'applique au Fonds avant le 1er janvier 2011. Pour une fiducie EIPD, la « croissance normale » comprend la croissance des capitaux propres à l'intérieur d'une certaine « zone sûre », mesurée en fonction de la capitalisation boursière d'une fiducie EIPD à la clôture des marchés le 31 octobre 2006. À l'origine, les limites de zones sûres représentaient 40 % de la capitalisation boursière pour la période allant du 1er novembre 2006 au 31 décembre 2007 et 20 % pour chacune des années civiles 2008, 2009 et 2010. Ces limites étaient cumulatives, de sorte qu'une limite inutilisée pour une période était reportée à la période subséquente. Voici d'autres détails sur les paramètres de la « croissance normale » :

- sont comprises parmi les nouveaux capitaux propres à ces fins les parts et les titres de créance convertibles en parts (et peut-être d'autres substituts de capitaux propres, en cas de tentatives d'en mettre au point);
- le fait de remplacer des titres de créance en circulation le 31 octobre 2006 par de nouveaux capitaux propres ne sera pas considéré comme de la croissance à ces fins et n'aura aucune incidence sur la zone sûre;
- l'échange contre des parts de fiducie de parts de société de personnes échangeables ou d'actions échangeables qui étaient en circulation le 31 octobre 2006 ne sera pas considéré comme de la croissance à ces fins et n'aura aucune incidence sur la zone sûre.

La capitalisation boursière combinée du Fonds et de Focus à la clôture des marchés le 31 octobre 2006, compte tenu seulement des parts de fiducie émises et en circulation négociées en bourse à cette date, était d'environ 9,1 G$. Après déduction de la valeur des nouveaux titres de participation émis après le 31 octobre 2006 et l'ajout de la valeur des nouveaux titres de participation qui pourraient être émis pour remplacer les titres de créance qui étaient en circulation le 31 octobre 2006, la limite globale restante d'Enerplus relative à la zone sûre est d'environ 9,5 G$.

Le 4 décembre 2008, le ministère des Finances (Canada) a annoncé des changements aux lignes directrices relatives à la croissance normale afin de permettre à une fiducie EIPD d'accélérer l'utilisation de la limite annuelle relative à la zone sûre d'une fiducie EIPD pour 2009 et 2010 de sorte que la limite globale relative à la zone sûre pour 2009 et 2010 soit disponible à compter du 4 décembre 2008. Ce changement n'a pas d'incidence sur la croissance maximale permise pour une fiducie EIPD, mais il permet à une fiducie EIPD d'utiliser le reste de sa possibilité de croissance normale au 4 décembre 2008 au cours d'une seule année plutôt que de répartir une partie de sa possibilité de croissance normale en 2009 et en 2010.

Par suite de l'adoption des dispositions relatives aux EIPD en 2007, les impôts futurs du Fonds figurant à ces états financiers ont été rajustés pour inclure les écarts temporaires qui existent entre la valeur fiscale et la valeur comptable de l'actif et du passif du Fonds, tel qu'il est décrit plus en détail à la note 11 afférente aux états financiers consolidés vérifiés du Fonds pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008. En outre, la valeur actualisée nette estimative déclarée des produits d'exploitation nets futurs tirés des réserves de pétrole et de gaz naturel d'Enerplus après impôt reflète l'incidence de l'impôt des EIPD sur les réserves d'Enerplus. Enerplus continue d'évaluer des options afin de déterminer la structure optimale pour ses porteurs de parts après 2010. Enerplus hésite actuellement à apporter des changements structurels avant la fin de 2010, à moins que des occasions ne se présentent, car elle estime que cette période de dispense est avantageuse pour ses porteurs de parts. À moins que la situation ne change au sein des marchés financiers actuels ou de l'environnement réglementaire, fiscal ou politique, Enerplus estime à l'heure actuelle qu'elle se convertira probablement en une société versant des dividendes, mais elle n'écarte aucune possibilité à ce moment. Enerplus ne s'attend pas à ce que sa conversion en société ait une incidence majeure sur sa stratégie d'exploitation ou ses activités commerciales sous-jacentes. Elle prévoit que la conversion peut être réalisée sans créer d'événement imposable pour la plupart des porteurs de parts. Toutefois, à l'avenir, le traitement fiscal des distributions ou des dividendes d'Enerplus peut être différent pour ses porteurs de parts ou ses actionnaires, selon le cas, selon le territoire d'imposition du porteur de parts et selon que le porteur détient ou non son investissement dans un compte imposable ou dans un compte à imposition reportée.

Pour plus de renseignements (y compris relativement à l'horizon fiscal prévu d'Enerplus), voir « Information sur l'exploitation — Horizon fiscal » et « Facteurs de risque — Risques liés à la structure d'Enerplus et à la propriété des parts de fiducie » dans la présente notice annuelle.

Acquisition de participations relatives aux redevances dérogatoires brutes aux É.-U.

Le 31 janvier 2007, Enerplus a acquis divers droits de redevances dérogatoires brutes (le « **DRDB** ») dans l'État du Wyoming moyennant une contrepartie totale de 61 M$. Cette acquisition a représenté un ajout modeste aux actifs d'Enerplus aux États-Unis de même qu'une nouvelle région où Enerplus voit un potentiel important de mise en valeur gazière. Les actifs visés produisent du gaz naturel provenant des champs gaziers Jonah situés au Wyoming et exploités par EnCana Corporation, lesquels sont parmi les plus grands champs gaziers aux É.-U. L'acquisition a consisté en une DRDB d'environ 0,5 % sur environ 650 puits producteurs de gaz naturel dans le champ Jonah. Enerplus n'est pas tenue de dépenser de capital de mise en valeur ou d'engager des coûts d'exploitation sur ces actifs.

Acquisition de Kirby Oil Sands Partnership

Le 10 avril 2007, Enerplus a acquis une participation indivise de 90 % dans Kirby Oil Sands Partnership (y compris la participation de 0,01 % de l'associé directeur dans la société de personnes) pour une contrepartie totale de 182,8 M$, dont 128,1 M$ ont été payés en espèces et le reste, par l'émission de 1 104 945 parts de fiducie au prix de 49,55 $ la part de fiducie. Le 22 juin 2007, Enerplus a acquis la participation restante de 10 % dans Kirby Oil Sands Partnership pour une contrepartie en espèces de 20,3 M$, portant le prix d'achat total à 203,1 M$. Dans le cadre de l'opération, Enerplus a également acquis les droits pétroliers et gaziers détenus par les vendeurs sur les terrains touchés par la concession Kirby, à l'exception des droits pétroliers et gaziers sur toute partie de terrain où il existe déjà un puits de pétrole ou de gaz, mais seulement jusqu'à la formation la plus profonde pénétrée par le puits.

Pour obtenir des renseignements supplémentaires sur le projet Kirby, voir « Information sur l'exploitation — Types de zones pétrolières d'Enerplus — Sables bitumineux — Projet Kirby ».

Acquisition de Focus Energy Trust

Le 13 février 2008, le Fonds a réalisé l'acquisition de Focus aux termes d'un plan d'arrangement en vertu de la *Business Corporations Act* (Alberta). Aux termes de l'arrangement, le Fonds a acquis tous les actifs de Focus et a pris en charge toutes les dettes de celle-ci, les porteurs de parts de Focus ont reçu 0,425 part de fiducie d'Enerplus pour chaque part de fiducie de Focus et toutes les parts de fiducie de Focus ont été rachetées. En outre, le Fonds a pris en charge les parts de société en commandite échangeables de Focus Limited Partnership (filiale de Focus rebaptisée depuis EELP), qui sont devenues échangeables contre des parts de fiducie du Fonds. Le Fonds a émis, au total, 30 149 752 parts de fiducie aux anciens porteurs de parts de fiducie de Focus dans le

cadre de l'opération et, au 31 décembre 2008, Enerplus comptait également un total de 7 238 000 parts de société en commandite échangeables d'EELP en circulation, échangeables contre 3 076 000 parts de fiducie. Chaque part de société en commandite échangeable d'EELP est échangeable contre une part de fiducie d'Enerplus à raison de 0,425 part de fiducie d'Enerplus pour chaque part de société en commandite échangeable d'EELP et chaque part de société en commandite échangeable d'EELP comporte des droits de vote ainsi que des droits aux distributions en espèces qui ont été déterminés en fonction de ce ratio d'échange. Pour obtenir une description des parts de société en commandite échangeables d'EELP et des conventions qui s'y rapportent, voir « Information concernant Enerplus Exchangeable Limited Partnership » à l'annexe F de la présente notice annuelle.

Par suite de l'arrangement, Enerplus a acquis toutes les propriétés et tous les actifs de pétrole et de gaz naturel et les installations qui s'y rapportent et le résultat de l'exploitation des propriétés et des actifs d'Enerplus est compris dans les résultats d'exploitation 2008 d'Enerplus à compter du 13 février 2008. Parallèlement à l'arrangement, Enerplus a fait augmenter de 400 M$ sa facilité de crédit bancaire consortiale pour la faire passer à 1,4 G$. Voir « Dette d'Enerplus ».

Le Fonds a déposé une déclaration d'acquisition d'entreprise relativement à l'acquisition de Focus sur le profil SEDAR du Fonds au www.sedar.com le 3 avril 2008 et sur EDGAR au www.sec.gov le 4 avril 2008.

Aliénation du projet Joslyn

Le 31 juillet 2008, Enerplus a vendu sa participation directe de 15 % dans la concession de sables bitumineux Joslyn à Occidental Petroleum Corporation pour un produit net d'environ 502 M$, déduction faite des ajustements et des frais de l'opération. Le produit de la vente a été utilisé pour réduire la dette bancaire. Le projet Joslyn est un projet de sables bitumineux exploité par Total E&P Canada Ltd., filiale en propriété exclusive de Total S.A. Il est situé dans le nord-est de l'Alberta et comprend à la fois un potentiel minier et un potentiel de mise en valeur par DGMV. Enerplus avait investi environ 115 M$ sur sa participation de 15 % dans le projet Joslyn depuis sa création en 2002. Enerplus ne s'attend pas à payer de l'impôt dans le cadre de l'opération et elle prévoit que l'opération aura une incidence minime sur ses impôts à payer à long terme.

Révisions apportées au régime de redevances de l'Alberta

En décembre 2008, le gouvernement de l'Alberta a promulgué une loi relative à un nouveau régime de redevances (« New Royalty Framework »), qui prévoit de nouveaux tarifs de redevances pour le pétrole classique, le gaz naturel et le bitume avec prise d'effet le 1er janvier 2009, qui sont sensibles aux prix et aux niveaux de production et qui s'appliqueront aux projets de sables bitumineux nouveaux et existants ainsi qu'aux activités relatives au pétrole et au gaz naturel classiques. Le gouvernement de l'Alberta a également prévu certains tarifs de transition et certaines mesures incitatives à court terme à l'extérieur du nouveau régime de redevances. En 2008, environ 61 % de la production totale de pétrole brut et de gaz naturel d'Enerplus provenait de l'Alberta. Pour obtenir plus d'information sur les divers territoires où Enerplus exerce ses activités et produit du pétrole et du gaz naturel, on se reportera à la rubrique « Information sur l'exploitation — Sommaire des principaux emplacements de production ». Les volumes des réserves nettes et la valeur actualisée nette estimative des produits nets futurs attribuables aux réserves d'Enerplus situées en Alberta contenues dans les réserves dont il est fait état à la rubrique « Réserves de pétrole et de gaz naturel » dans la présente notice annuelle tiennent compte du nouveau régime de redevances de l'Alberta. Pour de plus amples renseignements, voir « Conditions dans l'industrie — Redevances et mesures incitatives » et « Facteurs de risque — Risques liés aux activités et à l'exploitation d'Enerplus — Le nouveau régime de redevances de l'Alberta peut avoir une incidence défavorable sur Enerplus ainsi que sur ses activités et réserves ».

Positionnement stratégique dans la conjoncture économique et l'environnement industriel actuels

Enerplus prévoit adopter une approche conservatrice en 2009 et réduire ses dépenses en immobilisations et ses distributions en espèces versées à ses porteurs de parts compte tenu de la faiblesse des prix des marchandises et de l'incertitude entourant les marchés des capitaux observées pendant le quatrième trimestre de 2008 et le début de 2009. Enerplus compte conserver sa vigueur financière et sa flexibilité de façon à tirer parti d'occasions futures lui permettant d'ajouter des actifs de qualité dans un marché d'acquisition qui devrait se révéler intéressant à son avis. Enerplus compte reporter un grand nombre de ses projets de développement interne et les conserver en banque en vue de les mettre en œuvre après 2009. En 2009, Enerplus compte maintenir ses

dépenses en immobilisations et les distributions versées à ses porteurs de parts à des niveaux qui minimiseront les augmentations de ses dettes en dehors de son activité d'acquisition.

Enerplus prévoit actuellement employer environ 300 M$ de son capital de mise en valeur en 2009, soit une diminution de 48 % par rapport au capital de mise en valeur employé en 2008. Enerplus prévoit consacrer 240 M$ à ses actifs classiques canadiens, 35 M$ à la région des États-Unis et 25 M$ à ses projets de sables bitumineux. Le programme d'Enerplus est axé sur les projets d'optimisation et de mise en valeur de forte valeur, le maintien de l'intégrité de son infrastructure existante et l'investissement dans de nouvelles régions de mise en valeur, compte tenu de son désir d'ajouter de nouvelles possibilités dans des zones de ressources pétrolières émergentes. Cette prévision des dépenses en immobilisations comprend également une estimation des économies de coûts auxquelles Enerplus s'attend par suite du ralentissement de l'activité industrielle et ne tient pas compte des acquisitions ou des dessaisissements qui peuvent survenir dans le cours normal de son entreprise. Enerplus passera régulièrement en revue son programme de dépenses et ses distributions pour 2009 pendant l'année à la lumière des conditions économiques en vigueur et apportera les ajustements jugés nécessaires. Enerplus s'attend à réaliser jusqu'à concurrence du tiers de ses dépenses en immobilisations au cours du premier trimestre de 2009 en raison des zones d'accès hivernales et de la poursuite de son programme entrepris en 2008.

Dans le cadre de sa stratégie visant à préserver la force de son bilan et à se trouver en meilleure position pour profiter d'occasions éventuelles d'acquisition, Enerplus a également réduit le montant des distributions en espèces mensuelles payables aux porteurs de parts et aux porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP. La distribution versée le 20 février 2009 et la distribution payable le 20 mars 2009 ont été ramenées à 0,18 $ par part de fiducie (0,0765 $ par part de société en commandite échangeable d'EELP), alors que la distribution versée en janvier 2009 s'élevait à 0,25 $ par part de fiducie (0,10625 $ par part de société en commandite échangeable d'EELP). Pour de plus amples renseignements, on se reportera à la rubrique « Distributions aux porteurs de parts ».

Voir « Facteurs de risque — Risques liés aux activités et à l'exploitation d'Enerplus — La stratégie d'Enerplus dans l'environnement industriel et économique actuel peut exposer Enerplus à certains risques ».

Information sur l'exploitation

APERÇU

Les stratégies opérationnelles et les activités d'Enerplus visent à maximiser à long terme la valeur et les distributions en espèces aux porteurs de parts. Enerplus met à profit ses connaissances techniques et en matière d'exploitation afin d'accroître la valeur par l'élaboration d'une stratégie d'acquisition focalisée et disciplinée ciblant les actifs de haute qualité et la mise en œuvre d'activités de mise en valeur et d'optimisation sur des terrains de pétrole, de gaz naturel et de bitume nouveaux et existants. Dans la conjoncture économique actuelle, Enerplus privilégie les acquisitions axées sur la croissance plutôt que l'élargissement de ses actifs existants. Enerplus finance habituellement ses acquisitions par des prélèvements sur sa facilité de crédit existante, par l'émission de parts de fiducie ou par une combinaison de ces deux moyens.

Les activités d'acquisition et de mise en valeur d'Enerplus ciblent généralement des zones pétrolières de ressources qui sont habituellement de grands et vastes gisements, d'un point de vue aérien, de pétrole, de gaz naturel et de bitume découverts et qui comportent des risques géologiques limités. Les zones pétrolières de ressources couvrent habituellement de grandes régions géographiques et de nombreux puits sont nécessaires pour leur mise en valeur au fil du temps. Étant donné le grand nombre de puits dont les profils de production et d'épuisement sont relativement prévisibles, le temps, les frais, les taux de production et les ajouts de réserves associés aux zones pétrolières de ressources peuvent être prévus de façon plus exacte. Les zones pétrolières de ressources présentent généralement des taux de fléchissement de la production inférieurs à long terme et une durée de production supérieure. Enerplus exploite cinq types de zones pétrolières de ressources : (i) le pétrole brut par injection d'eau, Enerplus étant propriétaire de participations dans 12 grands et 15 petits terrains soumis à l'injection d'eau dans l'Ouest canadien; (ii) le gaz naturel peu profond (ce qui comprend les terrains de MH) dans le sud-est et le centre de l'Alberta et le sud-ouest de la Saskatchewan; (iii) le gaz naturel difficilement acidifiable; (iv) le pétrole Bakken/difficilement acidifiable au Montana et dans le sud-est de la Saskatchewan; et (v) le sable

bitumineux dans le nord-est de l'Alberta. De plus, Enerplus détient des participations dans d'autres terrains de pétrole et de gaz classique dans l'Ouest canadien. Chacun de ces types de zones pétrolières et de participations dans des terrains est décrite en détail à la rubrique « Description des principaux terrains et des principales activités — Types de zones pétrolières d'Enerplus » ci-dessous.

Enerplus met en valeur ses terrains par des projets de mise en valeur à faible risque et a typiquement obtenu un succès d'environ 99 % au chapitre des forages en évitant certains forages de type exploratoire à risque plus élevé. Les projets de mise en valeur d'Enerplus comprennent le forage intercalaire, le forage d'extension, les ententes de coentreprise, l'amodiation, l'injection d'eau et d'autres activités. L'optimisation de l'actif existant d'Enerplus se fait au moyen de la remise en production et de la stimulation de fond, de l'amélioration de l'ascension artificielle dans les puits, de l'injection d'eau, de l'optimisation des installations et d'autres activités. Ces activités sont habituellement des projets de moindre envergure dont les taux de rendement sont intéressants compte tenu de l'investissement en capital limité requis et du recouvrement rapide des coûts. Enerplus s'associe généralement à d'autres pour les activités à risque plus élevé dans le cadre d'ententes de coentreprise ou d'amodiation et prend de plus petites participations dans des types de forage à risque plus élevé afin de limiter son exposition à l'égard d'un seul puits sans pour autant sacrifier l'aptitude de participer aux forages dans des régions intéressantes comme les régions de Deep Basin et de Foothills de l'Alberta. De plus, Enerplus axe généralement ses acquisitions sur les terrains de longue durée dont la production et les réserves sont plus prévisibles.

Enerplus compte continuer à mettre en valeur et à optimiser ses actifs de la façon décrite ci-dessus et à acquérir des projets stables de longue durée. Toutefois, comme il est indiqué ci-dessus, Enerplus compte, à l'heure actuelle, accorder davantage d'attention à l'acquisition d'un plus grand nombre d'actifs de haute qualité axés sur la croissance et a l'intention de rechercher de nouveaux terrains d'exploration et de zones pétrolières de ressources à un stade plus précoce qui présentent, de l'avis d'Enerplus, un potentiel de mise en valeur et de forage évolutif et reproductible. De plus, au chapitre de la mise en valeur, Enerplus a consacré environ 25 % de son programme de dépenses en immobilisations de 2009 à des projets de croissance dans ses zones de ressources de gaz naturel et de pétrole difficilement acidifiables puisqu'elle estime que ces zones offriront un plus grand nombre d'occasions de croissance de la valeur à l'avenir. Enerplus compte continuer à atténuer ce risque, comme elle l'a fait par le passé, en gérant activement un programme de gestion du risque lié au prix et en prenant les autres mesures d'atténuation des risques qu'elle juge adéquates.

DESCRIPTION DES PRINCIPAUX TERRAINS ET DES PRINCIPALES ACTIVITÉS

Le texte qui suit est une description des activités pétrolières et gazières d'Enerplus et des principaux types d'activités d'exploitation d'Enerplus ou « types de zones pétrolières ». Toutes les données sur la production représentent la « participation de la société » d'Enerplus dans la production de ces terrains, qui comprend les droits de redevance dérogatoires d'Enerplus, mais qui est calculée avant déduction des droits de redevance dont sont propriétaires des tiers. Les volumes de réserves représentent les réserves estimatives visées par une « participation de la société » d'Enerplus (avant déduction des redevances) contenues dans le rapport de Sproule ou dans le rapport de NSAI, selon le cas, d'après les prix et les coûts prévisionnels. Voir « Présentation des réserves de pétrole et de gaz, des ressources et des données de production d'Enerplus ».

Tous les principaux terrains pétroliers et gaziers dans lesquels Enerplus détient des participations sont situés dans l'Ouest canadien, dans les provinces d'Alberta, de la Colombie-Britannique, de la Saskatchewan et du Manitoba, et aux États-Unis, dans les états du Montana, du Dakota du Nord, du Wyoming et de l'Utah. Tous les principaux terrains d'Enerplus sont dotés des installations connexes de production sur le terrain et de l'infrastructure nécessaires pour faire face à la production d'Enerplus. En bep, le pétrole brut et les LGN comptaient pour environ 41 % des volumes de production tirés des terrains d'Enerplus pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, et le gaz naturel, pour environ 59 %. La production de 2008 d'Enerplus comprenait 34 581 b/j de pétrole brut, 4 627 b/j de LGN et 338,9 Mpi^3/j de gaz naturel, pour un total de 95 687 bep/j, soit une hausse d'environ 16 % en fonction du bep par rapport à la production quotidienne moyenne de 2007 de 34 506 b/j de pétrole brut, de 4 104 b/j de LGN et de 262,2 Mpi^3/j de gaz naturel, pour un total de 82 319 bep/j. Enerplus a terminé l'année 2008 avec une production quotidienne moyenne d'environ 96 400 bep/j, qui a subi les répercussions d'une interruption imprévue dans deux facilités exploitées par des tiers ayant entraîné une perte de production d'environ 1 600 bep/j. Ces problèmes ont été résolus avant la fin de l'année. N'eut été ces interruptions, Enerplus estime que son taux de production à la sortie pour 2008 aurait été d'environ 98 000 bep/j.

En 2008, Enerplus était l'exploitant d'environ 70 % de la production et des partenaires du secteur ont exploité les autres 30 %. Au 31 décembre 2008, on estimait que les terrains de pétrole et de gaz naturel dans lesquels Enerplus détient une participation contenaient des réserves prouvées et probables de 120 694 kb de pétrole brut léger et moyen, de 45 929 kb de pétrole lourd, de 17 817 kb de LGN et de 1 487 668 Mpi^3 de gaz naturel, pour un total de 432 385 Mbep. Voir « Réserves de pétrole et de gaz naturel ».

Le tableau ci-dessous résume la production quotidienne moyenne d'Enerplus en 2008 et ses réserves au 31 décembre 2008, dans chaque cas selon la participation de la société, pour les cinq types de zones pétrolières de ressources et les autres terrains de pétrole et de gaz naturel classiques d'Enerplus.

	Pétrole brut par injection d'eau	Gaz naturel peu profond	Gaz naturel/ difficilement acidifiable	Pétrole Bakken/ difficilement acidifiable	Sables bitumineux	Autres pétrole et gaz classiques	Total
Production quotidienne moyenne en 2008							
Pétrole brut (b/j)	14 210	205	63	9 314	—	10 789	34 581
Gaz naturel (kpi^3/j)	9 976	140 561	77 579	9 106	—	101 647	338 869
LGN (b/j)	409	34	2 077	—	—	2 107	4 627
Total (bep/j)	16 282	23 666	15 070	10 831	—	29 838	95 687
Réserves prouvées et probables au 31 décembre 2008 (Mbep)							
Réserves prouvées							
Prouvées mises en valeur exploitées	67,1	62,4	35,7	27,3	—	74,3	266,8
Prouvées mises en valeur inexploitées	—	0,3	2,0	1,4	—	0,9	4,6
Prouvées non mises en valeur	6,9	23,7	6,7	2,1	—	7,7	47,1
Total des réserves prouvées	74,0	86,4	44,4	30,8	—	82,9	318,5
Réserves probables	21,7	35,6	17,0	9,8	—	29,8	113,9
Total des réserves prouvées et probables	95,7	122,0	61,4	40,6	—	112,7	432,4

SOMMAIRE DES PRINCIPAUX EMPLACEMENTS DE PRODUCTION

En bep, au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2008, environ 61 % de la production d'Enerplus provenait de l'Alberta, 17 % de la Saskatchewan, 11 % du Montana, 8 % de la Colombie-Britannique et 3 % d'autres territoires (principalement du Manitoba, du Wyoming et du Dakota du Nord). Le tableau ci-dessous présente la production quotidienne moyenne des principaux terrains exploités d'Enerplus et leur principal type de zone pétrolière de ressources au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2008. Tous les terrains énumérés dans le tableau (autres que ceux de la ligne « Autres ») sont situés en Alberta à moins d'indication contraire.

Production quotidienne moyenne en 2008

		Produit				
		Pétrole brut				
Terrain	Principal type de zone pétrolière	Lourd	Léger et moyen	LGN	Gaz naturel	Total
		(b/j)	(b/j)	(b/j)	(kpi^3/j)	(bep/j)
Sleeping Giant, Montana, États-Unis	Pétrole Bakken/ difficilement acidifiable	—	9 297	—	9 099	10 814
Shackleton (Saskatchewan)	Gaz peu profond	—	—	—	63 621	10 604
Tommy Lakes (Colombie-Britannique)	Gaz difficilement acidifiable	—	30	653	29 617	5 619
Brooks	Classique	2 565	—	62	11 861	4 604
Pembina 5 Way	Injection d'eau	—	2 126	128	2 339	2 644
Bantry	Gaz peu profond	—	5	—	15 026	2 509
Joarcam	Injection d'eau	—	1 534	76	5 181	2 474
Medicine Hat, gisement glauconieux « C »	Injection d'eau	2 003	—	—	489	2 085
Verger	Gaz peu profond	—	—	—	11 719	1 953
Pine Creek	Gaz difficilement acidifiable	—	15	454	8 815	1 938
Hanna Garden	Gaz peu profond	—	2	4	10 201	1 706
Giltedge	Injection d'eau	1 561	—	—	160	1 588
Elmworth	Gaz difficilement acidifiable	—	—	335	7 097	1 518
Medicine Hat South	Gaz peu profond	—	—	—	8 268	1 378
Benjamin	Gaz difficilement acidifiable	—	—	8	8 109	1 360
Chinchaga	Classique	—	—	17	8 038	1 357
Virden (Manitoba)	Injection d'eau	—	1 143	—	—	1 143

Terrain	Principal type de zone pétrolière	Produit				
		Pétrole brut				
		Lourd	Léger et moyen	LGN	Gaz naturel	Total
		(b/j)	(b/j)	(b/j)	(kpi^3/j)	(bep/j)
Valhalla	Classique	—	229	81	4 548	1 068
Progress	Classique	—	386	77	3 512	1 048
Joffre	Gaz peu profond	—	—	—	6 164	1 027
Mitsue	Injection d'eau	—	744	120	833	1 003
Shorncliff	Classique	927	—	9	228	974
Autres	s.o.	1 287	10 727	2 603	123 944	35 273
TOTAL	s.o.	8 343	26 238	4 627	338 869	95 687

FRAIS ENGAGÉS EN 2008 ET SOMMAIRE DES DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, Enerplus a engagé les dépenses suivantes :

	Frais d'acquisition de terrains			
	Prouvés	Non prouvés	Frais d'exploration	Frais de mise en valeur
		(en millions $)		
Canada	1 733,7	70,1	27,4	449,3
États-Unis	0,1	0,4	5,8	63,7
Total	1 733,8	70,5	33,2	513,0

Le tableau suivant résume les dépenses en immobilisations effectuées par Enerplus en 2008 pour chacun de ses cinq types de zones pétrolières de ressources et pour ses autres terrains de pétrole et de gaz naturel classiques.

	Pétrole brut par injection d'eau	Gaz naturel peu profond	Gaz naturel difficilement acidifiable	Pétrole Bakken / pétrole difficilement acidifiable	Sables bitumineux	Autres pétrole et gaz classiques	Total
				(en millions $)			
Dépenses en immobilisations	84	159	81	99	51	104	578

ACTIVITÉS D'EXPLORATION ET DE MISE EN VALEUR

Le premier objectif d'exploitation d'Enerplus consiste à rechercher des possibilités de croissance qui présentent un dosage avantageux des risques engagés en regard du rendement, par le biais de la mise en valeur des terrains existants et de l'acquisition de nouveaux terrains; voir « Aperçu » ci-dessus. Enerplus poursuivra également son programme courant de rationalisation des terrains de façon sélective, et le produit tiré des ventes pourrait être affecté à l'acquisition de participations dans des zones principales existantes ou de nouveaux terrains présentant des occasions intéressantes d'exploration ou de mise en valeur.

En 2008, Enerplus a participé au forage de 1061 puits bruts de pétrole et de gaz naturel (643 puits nets), dont le taux de réussite net s'établit à 99 %, et de 11 puits bruts de service (3,1 puits nets). La majorité de l'activité de forage d'Enerplus s'est effectuée dans les zones de gaz naturel peu profond de Shackleton, en Saskatchewan, et de Bantry, de Verger et de Medecine Hat, en Alberta. Enerplus a également eu des programmes actifs de forage et d'installations qu'il a exploités dans des zones dominées par le pétrole comme Pembina, Giltedge, le sud-est de la Saskatchewan, Virden (au Manitoba) et le Montana. Les zones de gaz naturel peu profond de Hanna/Badlands, la zone Joffre MH en Alberta, la zone Deep Basin du nord-ouest de l'Alberta et la région des Foothills de l'ouest de l'Alberta ont été le centre de l'activité de forage dont Enerplus n'était pas l'exploitant en 2008. Le tableau ci-dessous résume le nombre et le type de puits qu'Enerplus a forés ou au forage desquels elle a participé au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2008, au Canada et aux États-Unis. Les puits ont été classés conformément aux définitions données dans le Règlement 51-101.

	Canada				États-Unis			
	Puits de développement		Puits d'exploration		Puits de développement		Puits d'exploration	
Catégorie de puits	**Bruts**	**Nets**	**Bruts**	**Nets**	**Bruts**	**Nets**	**Bruts**	**Nets**
Puits de pétrole brut	198	64,0	8	2,7	14	9,7	1	1,0
Puits de gaz naturel	801	553,6	32	9,8	—	—	—	—
Puits de service	11	3,1	—	—	—	—	—	—
Puits secs et abandonnés	6	2,4	1	1,0	—	—	1	0,1
Total	1 016	623,1	41	13,5	14	9,7	2	1,1

Le tableau qui suit résume le nombre et le type de puits qu'Enerplus a forés ou au forage desquels elle a participé au cours de l'exercice 2008 pour chacun de ses cinq types de zone pétrolière et pour ses autres terrains de pétrole et de gaz naturel classiques, en puits bruts et en puits nets.

	Injection d'eau pour le pétrole brut	Gaz naturel peu profond et MH	Gaz naturel difficilement acidifiable en M$	Pétrole Bakken/ difficilement acidifiable	Sables bitumineux	Autres pétrole et gaz classiques	Total
Puits bruts[(1)]	65	637	76	16	—	267	1 061
Puits nets[(1)]	40	520	20	11	—	53	643

Note
(1) Ne comprend pas les puits de service

Enerplus compte actuellement accorder la priorité à ses activités de mise en valeur dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, le bassin de Williston dans le sud-est de la Saskatchewan et sur le terrain Sleeping Giant dans le Montana et dans le Dakota du Nord, bien qu'elle entrevoie également des acquisitions à l'extérieur de ces régions (et des activités de mise en valeur subséquentes sur les terrains acquis). Enerplus prévoit qu'environ 56 % des dépenses pour le pétrole et le gaz naturel classiques en 2009 seront consacrées aux zones de gaz naturel et le reste au pétrole. Le programme de gaz naturel prévu pour 2009 d'Enerplus sera concentré sur les projets de gaz naturel peu profond et difficilement acidifiable qui offrent un rendement intéressant, les prix pour le gaz naturel seront de 5,00 $/kpi^3 au minimum. Le programme de pétrole d'Enerplus vise principalement ses actifs de pétrole Bakken/difficilement acidifiable et ses projets d'optimisation des États-Unis, qui comporteront des rendements intéressants, pour lesquels les prix du pétrole s'établiront à 40,00 $ US/b au minimum. Enerplus prévoit consacrer environ 50 M$ à des projets axés sur la croissance dans la zone de gaz naturel Montney, située au du nord-est de la Colombie-Britannique et au nord-ouest de l'Alberta, la zone de pétrole Bakken du bassin de Williston et quelques autres zones de ressources choisies. Enerplus prévoit forer plusieurs puits pilotes pour tester la qualité et la productivité des réservoirs et acquérir d'autres terrains potentiels dans des régions clés. Enerplus compte également continuer de rechercher des occasions d'acquisition et de coentreprise afin de poursuivre et d'accélérer sa croissance dans des zones de ressources qui ciblent le gaz naturel difficilement acidifiable et le pétrole brut difficilement acidifiable. Enerplus compte financer ses activités de mise en valeur au moyen des rentrées nettes internes, ainsi qu'en contractant des emprunts ou en émettant des parts de fiducie au besoin. Enerplus ne prévoit pas que le coût associé au financement de ces activités de mise en valeur aura un effet important sur ses réserves publiées de pétrole et de gaz ou sur les produits d'exploitation nets futurs attribuables à ces réserves. Les dépenses en immobilisations actuellement prévues d'Enerplus pour 2009 pour chacune de ses zones de ressources et ses autres actifs relatifs au pétrole brut et au gaz naturel classiques sont les suivantes.

	Injection d'eau pour le pétrole brut	Gaz naturel peu profond	Gaz naturel difficilement acidifiable	Pétrole Bakken / difficilement acidifiable	Sables bitumineux	Autres pétrole et gaz classiques	Total
				(en millions $)			
Dépenses en immobilisations prévues pour 2009	45	75	78	42	25	35	300

PUITS DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL ET TERRAINS NON PROUVÉS

Le tableau suivant résume, au 31 décembre 2008, la participation d'Enerplus dans des puits exploités et dans des puits inexploités susceptibles de production, ainsi que la participation d'Enerplus dans les terrains non prouvés (au sens du Règlement 51-101). Bien que de nombreux puits produisent à la fois du pétrole et du gaz

naturel, un puits est considéré comme un puits de pétrole ou de gaz naturel selon que la majeure partie de sa production consiste en du pétrole ou en du gaz naturel.

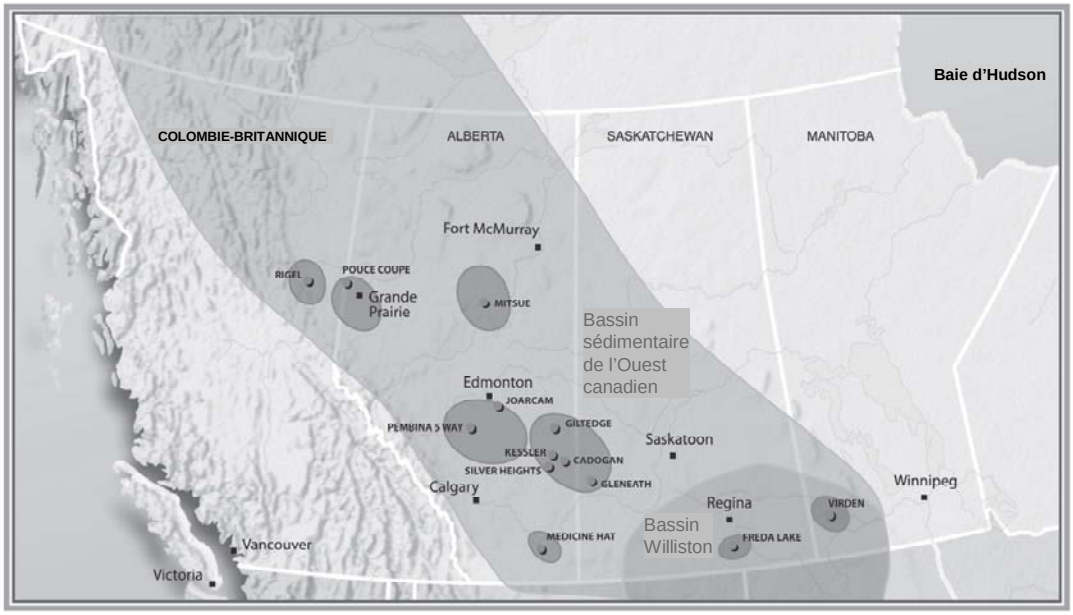
	Puits exploités				Puits inexploités				Terrains non prouvés (milliers d'acres)	
	Pétrole		Gaz naturel		Pétrole		Gaz naturel			
	Brut	Net	Brut	Net	Brut	Net	Brut	Net	Brut	Net
Alberta	3 537	1 376,0	6 982	3 458,7	982	410,4	756	229,2	812,5	330,7
Saskatchewan	2 474	481,8	2 415	2 196,6	447	57,6	211	184,1	468,8	431,8
Colombie-Britannique	212	27,0	306	166,6	57	9,2	106	41,7	260,0	132,4
Manitoba	567	316,0	—	—	40	25,4	—	—	52,3	48,9
Montana	227	131,3	—	—	5	3,5	—	—	49,8	42,2
Dakota du Nord	2	2,0	—	—	—	—	—	—	40,0	25,8
Utah	1	1,0	—	—	—	—	—	—	5,8	3,7
Sables bitumineux (Alberta)	—	—	—	—	—	—	—	—	63,3	50,5
Total	7 020	2 335,1	9 703	5 821,9	1 531	506,1	1 073	455	1 752,5	1 066,0

Enerplus s'attend à ce que ses droits d'exploration, de mise en valeur et d'exploitation à l'égard d'environ 205 200 acres nettes de terrains non prouvés expirent normalement avant le 31 décembre 2009. Enerplus ne s'est engagée à aucuns travaux importants relativement à ces terrains, elle peut, lorsqu'elle le juge approprié, prolonger les concessions venant à échéance en soumettant les demandes de prolongation nécessaires ou en effectuant le travail.

TYPES DE ZONES DE RESSOURCES D'ENERPLUS

Le résumé ci-dessous décrit chacun des cinq types de zones pétrolières d'Enerplus et ses autres terrains de pétrole et de gaz naturel classiques.

Pétrole brut par injection d'eau



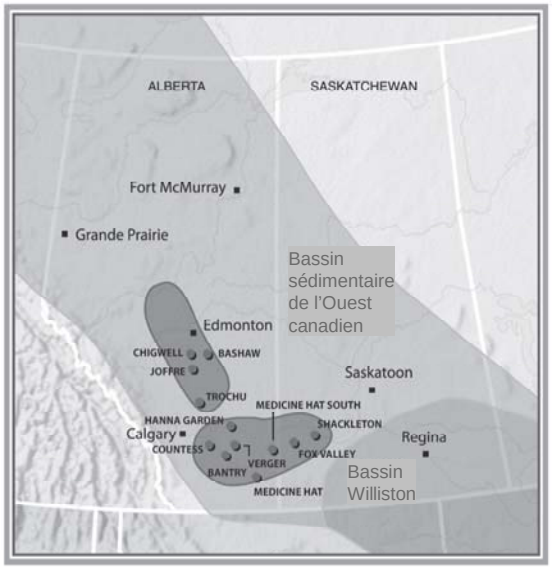
Dans une zone pétrolière de pétrole brut soumise à l'injection d'eau, de l'eau est injectée dans la formation des réserves exploitées afin d'augmenter la pression initiale du réservoir et de fournir un mode de drainage qui déplace davantage de pétrole au puits de production. Le maintien de la pression et la production de pétrole par injection d'eau peuvent entraîner une production dont la diminution est plus facile à prévoir et à stabiliser de même qu'une plus grande récupération des réserves. Le forage intercalaire et l'optimisation de l'injecteur de puits sont deux modes efficaces d'améliorer davantage la récupération des réserves. Les terrains de pétrole brut soumis à l'injection d'eau d'Enerplus sont composés d'environ 12 principaux terrains situés dans le bassin

sédimentaire de l'Ouest canadien. En 2008, les cinq plus grands terrains d'Enerplus exploités par injection d'eau étaient Pembina 5 Way, Joarcam, Giltedge, le gisement glauconieux « C » de Medicine Hat. Giltedge et Virden, toutes situées en Alberta, sauf Virden, qui est située au Manitoba. Enerplus exploite plus de 80 % de sa production de pétrole brut par injection d'eau. Toutes les principales zones soumises à l'injection d'eau d'Enerplus sont équipées d'installations de production de pétrole brut connexes pour la déshydratation et l'injection d'eau ou l'évacuation des eaux. De plus, le terrain Joarcam est équipé d'installations pour la compression, la déshydratation et le traitement du gaz naturel. Environ 17 % de la production d'Enerplus pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 et environ 22 % des réserves prouvées et probables d'Enerplus au 31 décembre 2008 étaient liées aux actifs de pétrole brut soumis à l'injection d'eau.

Enerplus a investi 84 M$ dans cette zone pétrolière en 2008. Les dépenses en immobilisations portaient principalement sur les terrains Giltedge, Pembina et Silver Heights, en Alberta, et le terrain Virden, au Manitoba, où Enerplus a foré 40 puits nets au total. La rentabilité des capitaux dans cette zone de ressources pétrolières a été influencée par le pourcentage que représentent les frais d'entretien continu associés à ces terrains dans un pourcentage des capitaux totaux et au pourcentage accru des investissements dans des projets d'infrastructure pour mettre à jour les installations qui soutiendront le développement à long terme, selon les attentes d'Enerplus.

Enerplus s'attend à diminuer considérablement ses dépenses en immobilisations pour 2009 pour ses actifs relatifs à l'injection d'eau, qui s'établiront à environ 45 M$ en raison de la faible rentabilité économique des projets de pétrole brut aux cours actuels. Toutefois, Enerplus prévoit continuer à relever des perspectives de mise en valeur dans ses projets les plus intéressants afin d'être en mesure de recommencer ces programmes lorsque les prix du pétrole se redresseront et/ou que les structures de coûts s'amélioreront. Enerplus prévoit à l'heure actuelle que les fonds attribués seront utilisés pour des projets d'optimisation de la production continus, qui présentent la rentabilité la plus intéressante ainsi que pour le conditionnement et pour le raccordement des puits, qui ont été forés au cours du quatrième trimestre de 2008.

Gaz naturel peu profond



Le gaz naturel peu profond, ce qui comprend certains terrains de MH, a constitué un élément central de la mise en valeur d'Enerplus depuis la fin des années 1990. Les formations de gaz naturel peu profond dans de sud de l'Alberta et le sud-ouest de la Saskatchewan sont composées de grès massif comprimé qui couvre une région de plus de 10 000 km^2. Ces zones ont habituellement une profondeur de moins de 800 mètres et de l'âge du Crétacé supérieur, dont la plus grande partie de la production provient des zones productrices Milk River, Medicine Hat et Second White Specks.

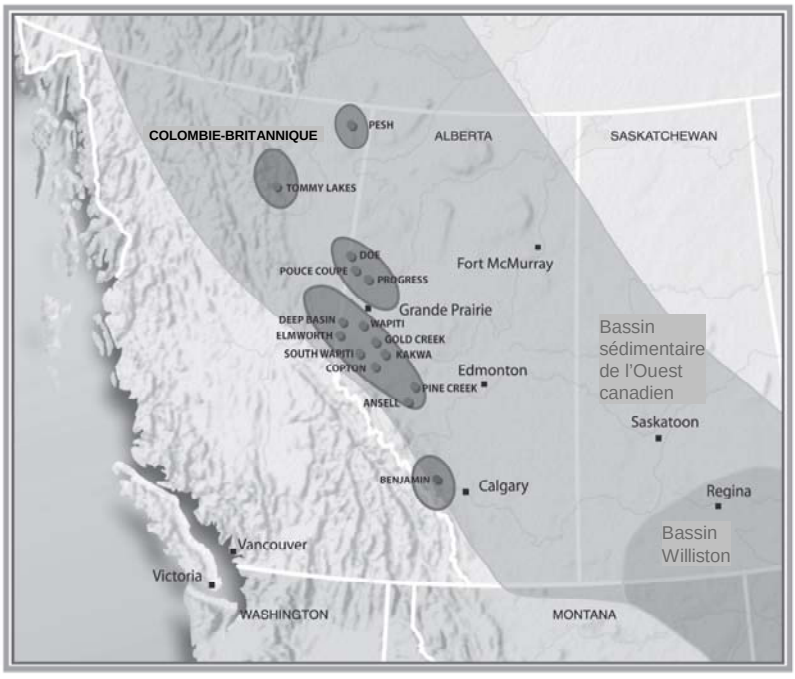
Le principal facteur de succès dans la zone pétrolière de gaz naturel peu profond est la capacité d'exécuter efficacement de vastes programmes de mise en valeur de plusieurs puits et de gérer les opérations d'après forage de ces puits à basse pression.

Le gaz naturel peu profond représentait environ 25 % des volumes quotidiens moyens produits par Enerplus en 2008, ce qui représente une augmentation de 61 % par rapport à 2007, et environ 28 % des réserves prouvées et prouvables d'Enerplus au 31 décembre 2008, soit une augmentation d'environ 21 % par rapport à la fin de l'exercice 2007, ce qui reflète les participations supplémentaires acquises dans le champ Shackleton, que détient Focus. Plus de 80 % de la production de gaz naturel d'Enerplus est exploitée par Enerplus. En 2008, les cinq plus grands terrains de gaz naturel peu profonds exploités étaient le champ Shackleton, qui est situé dans le sud-ouest de la Saskatchewan et les terrains Bantry, Verger, Hanna Garden et Medicine Hat South, en Alberta. Tous ces terrains ont une infrastructure de pipeline et des installations de compression du gaz connexes.

Compte tenu des terrains dont elle est maintenant propriétaire par suite de l'acquisition de Focus et des prix élevés du gaz naturel observés pendant la plus grande partie de 2008, Enerplus a investi 159 M$ dans cette zone pétrolière de ressources en 2008 et a foré 520 puits nets de gaz naturel peu profond en 2008; la plupart des dépenses en immobilisations d'Enerplus visaient les projets de Shackleton, en Saskatchewan, et de Bantry, Verger et Medicine Hat, en Alberta.

En raison du repli des prix du gaz naturel à la fin de 2008 et au début de 2009, Enerplus a réduit ses dépenses prévues pour cette zone pétrolière de ressources pour 2009, qui s'établiront à environ 75 M$, soit environ 25 % du budget de dépenses en immobilisations total d'Enerplus. Enerplus prévoit actuellement forer environ 226 puits nets et continuer de se concentrer sur le forage intercalaire à Shackleton, à Bantry et à Verger, qui représentent les régions les plus intéressantes à son avis. Enerplus prévoit que plus de 80 % de l'ensemble des puits classiques forés en 2009 seront des puits de gaz naturel visant les formations de Milk River et de Medicine Hat.

Gaz naturel difficilement acidifiable



Les zones pétrolières de gaz naturel difficilement acidifiable d'Enerplus représentent un élément en croissance de sa base d'actifs et elles ont presque doublé leur taille depuis 2007 en raison principalement de l'acquisition des terrains de Tommy Lakes (Colombie-Britannique) dans le cadre de l'acquisition de Focus, qu'Enerplus exploite. Cette zone représentait 16 % de la production quotidienne moyenne d'Enerplus en 2008 et 14 % de ses réserves prouvées et probables au 31 décembre 2008. Outre le terrain Tommy Lakes, les terrains d'Enerplus qui produisaient le plus de gaz naturel difficilement acidifiable en 2008 étaient Pine Creek, Elmworth et Benjamin, qui sont tous situés en Alberta. Ce type de zone pétrolière est surtout composé de zones de gaz naturel difficilement acidifiable comme celles de Cardium, de Nikannassin, de Montney, de Bluesky et de Halfway.

Enerplus a plus que doublé ses dépenses en immobilisations consacrées à cette zone pétrolière de ressources en 2008 par rapport à 2007, qui ont atteint 81 M$, et a fait passer le nombre de puits nets forés de 6 à 20. Près

de 40 % de ces dépenses visaient le terrain Tommy Lakes en vue de forer et de raccorder 17 puits au début de 2008. En raison de conditions climatiques favorables, Enerplus a été en mesure d'accélérer ses dépenses en immobilisations pour 2009 dans cette région et a consacré environ 14 M$ en 2008 à son programme hivernal 2008-2009. L'investissement restant dans cette zone pétrolière de ressources en 2008 visait principalement les terrains Ansell et Elmworth d'Enerplus en Alberta.

Enerplus prévoit à l'heure actuelle que ses dépenses en immobilisations pour cette zone pétrolière de ressources en 2009 demeureront relativement constantes par rapport à 2008, à environ 78 M$. Les projets d'Enerplus comprennent la mise en valeur continue du terrain Tommy Lakes par le biais d'un programme de 14 puits, y compris quelques puits d'extension visant à étendre la zone pétrolière et la réalisation d'un projet pilote de puits horizontal. Enerplus prévoit également continuer d'ajouter d'autres positions relatives à du gaz naturel difficilement acidifiable dans d'autres secteurs et commencer à délimiter les nouveaux terrains achetés en 2008.

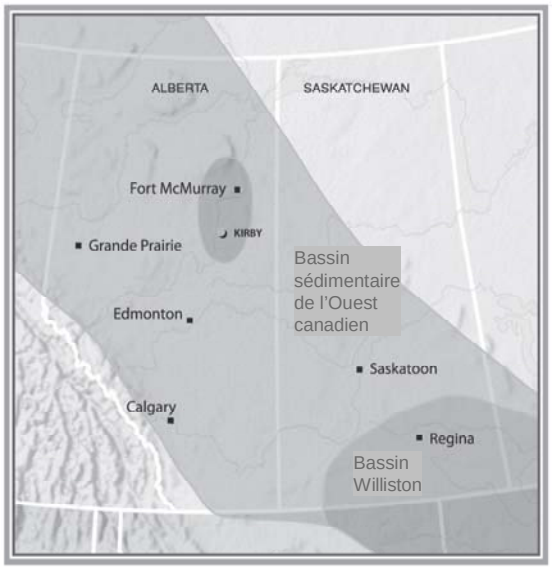
Pétrole Bakken / difficilement acidifiable

Enerplus est propriétaire d'une participation directe moyenne d'environ 70 % dans certains puits de production au gisement de pétrole Bakken Sleeping Giant, dans le comté Richland, au Montana, qui a été acquis grâce aux acquisitions distinctes de Lyco Energy Corporation et de Sleeping Giant LLC en 2005 et qui est l'un des principaux terrains de production d'Enerplus. La production provenant de cette région est tirée de la formation de dolomite Middle Bakken à une profondeur d'environ 10 000 pieds et consiste de pétrole brut léger non corrosif (42^{o} API) et d'un peu de gaz naturel associé. Les zones de pétrole Bakken / difficilement acidifiable d'Enerplus représentaient environ 11 % de sa production quotidienne moyenne en 2008, et la plupart de cette production provenait du projet Sleeping Giant et représentait environ 9 % des réserves prouvées et probables d'Enerplus au 31 décembre 2008. Ces terrains sont exploités principalement par Enerplus.

En 2008, Enerplus a continué d'investir dans le terrain Sleeping Giant et y a consacré environ 70 M$. Enerplus a également accru ses participations dans le pétrole Bakken avec l'achat d'environ 30 000 acres de terrains non mis en valeur dans le sud-est de la Saskatchewan. Au total, Enerplus a investi environ 99 M$ dans cette zone pétrolière de ressources en 2008. En particulier, Enerplus a poursuivi son troisième programme de forage par section au terrain Sleeping Giant en 2008 et a foré 11 puits nets et 16 puits nets « refracturés » (une « refracturation » consiste en la restimulation du gisement en production à l'intérieur d'un trou de forage existant afin d'accroître la production et d'ajouter de nouvelles réserves supplémentaires). Enerplus a également entrepris un programme complet d'optimisation et a testé une variété de techniques pour améliorer la production. Ces efforts ont ajouté environ 8 M$ à ses frais d'exploitation de 2008, ce qui a également fait augmenter la production d'environ 600 bep/j. Enerplus s'attend à réduire ses activités d'optimisation en 2009 et à voir une amélioration de ses frais d'exploitation au fur et à mesure de 2009.

Pour 2009, Enerplus a également consacré environ 42 M$ de ses dépenses en immobilisations à sa zone de pétrole Bakken/difficilement acidifiable dont la majorité seront investis dans le terrain Sleeping Giant. Enerplus prévoit concentrer ses dépenses sur les puits refracturés (24 puits prévus) et à des activités modestes de forage, sous réserve des prix des marchandises et/ou une compression des coûts. Enerplus a également relevé environ 15 emplacements de forage de trois puits par section, environ 40 emplacements de forage de quatre puits par section et 120 puits refracturés à son terrain Sleeping Giant. Enerplus participe également à un projet pilote relatif au dioxyde de carbone (CO_2) visant un puits existant qu'exploite Enerplus de concert avec deux autres partenaires de l'industrie. L'injection a commencé en janvier 2009 et Enerplus s'attend à être en mesure de rendre compte de la progression de ces activités plus tard en 2009. Outre Sleeping Giant, Enerplus réalise également des investissements dans d'autres zones de ressources pétrolières difficilement acidifiables aux États-Unis et au Canada.

Sables bitumineux



Par suite de l'aliénation de sa participation de 15 % dans le projet de sables bitumineux Joslyn pour un produit d'environ 502 M$ le 31 juillet 2008, comme il est décrit ci-dessus à la rubrique « Développement général du Fonds Enerplus Resources — Développement au cours des trois derniers exercices — Aliénation du projet Joslyn », le portefeuille de sables bitumineux d'Enerplus comprend actuellement le projet DGMV Kirby dont Enerplus est l'exploitant ainsi qu'une coentreprise avec Laricina, dans laquelle elle détient une participation. Enerplus a investi 51 M$ au total dans son portefeuille de sables bitumineux en 2008, dont 41 M$ ont été consacrés au projet Kirby et environ 10 M$ ont été consacrés au projet Joslyn avant qu'il ne soit aliéné.

Projet Kirby

Enerplus a acquis la concession Kirby en 2007 pour un prix d'achat total de 203,1 M$. Le projet Kirby est une participation directe de 100 %, un projet de DGMV exploité par Enerplus, qui croit qu'il a une capacité de production potentielle, par une mise en valeur par étapes, de 30 000 à 40 000 b/j de bitume. La concession Kirby couvre 43 360 acres bruts (sur 67 sections de terrain) dans le chenal de sables bitumineux de l'Athabasca près de plusieurs autres importants projets de mise en valeur par DGMV actuellement en production. Enerplus estime que la concession Kirby peut contenir un certain nombre de zones productives éventuelles de sables bitumineux. Bien qu'aucune production ou réserve prouvée ou probable ne soit attribuée à la concession Kirby, le rapport indépendant de GLJ sur les ressources de sables bitumineux en date du 31 décembre 2008 indique une « meilleure estimation » faisant état d'un total de 414 Mb de ressources éventuelles de bitume dans la concession Kirby, comme l'indique le tableau ci-dessous. De ce nombre, 118 Mb de ressources éventuelles sont attribués à la formation Wabiskaw D au sein de la concession Kirby, qu'Enerplus a ciblées pour une mise en valeur initiale. Enerplus prévoit cibler le reste des formations McMurray pour les phases de mise en valeur subséquentes. Les projets de mise en valeur actuels d'Enerplus prévoient que la mise en valeur du terrain

s'effectuera en différentes phases et que la capacité de production de la phase 1 sera de 10 000 b/j de bitume, tandis que la capacité de production supplémentaire de la phase 2 s'établira entre 20 000 et 30 000 b/j de bitume.

En 2008, Enerplus a réalisé son premier programme de forage de délimitation hivernal à la concession Kirby. Un total de 58 puits de délimitation ont été forés, dont deux puits d'eau de source et un puits d'évacuation d'eau. Au terme de ce programme, GLJ a fait état d'une augmentation de 170 Mb des ressources éventuelles estimées contenues dans la concession Kirby, ce qui représente une augmentation de 70 % par rapport à la meilleure estimation des ressources éventuelles réalisée au moment de l'achat en 2007 et qui faisait état de 244 Mb. Enerplus a également confirmé qu'elle possédait une source adéquate d'eau saline (qui est de l'eau non potable) pour la phase 1 du projet Kirby et qu'elle possède un réservoir plus profond pouvant recevoir son eau d'évacuation pendant la durée de vie du projet. Enerplus a soumis la demande de mise en valeur pour la phase 1 aux autorités de réglementation en avance en septembre 2008.

Malgré les progrès importants réalisés au projet Kirby en 2008, le programme de dépenses en immobilisations pour 2009 d'Enerplus pour le projet Kirby a été réduit considérablement en raison de la chute des prix du pétrole brut. Enerplus compte travailler de concert avec les autorités de réglementation et ses parties intéressées dans le but d'obtenir les approbations réglementaires requises d'ici la fin de 2009. Une fois que les approbations réglementaires requises auront été obtenues, le conseil d'administration d'Enerplus décidera alors de sanctionner ou non la poursuite du projet. Compte tenu du repli des cours des marchandises, Enerplus a choisi de reporter toute autre activité supplémentaire de délimitation cette année, mais elle prévoit réaliser un programme sismique en trois dimensions sur plus de 20 sections dans la partie nord de la concession, ce qui devrait permettre à Enerplus de réaliser d'autres travaux de forage de délimitation si elle allait de l'avant avec la phase 2 du projet Kirby. Enerplus prévoit également réaliser un examen géologique plus détaillé de toutes les zones éventuelles de sables bitumineux à la concession Kirby, ce qui devrait entraîner l'identification de ressources éventuelles supplémentaires à la concession Kirby.

GLJ, société fermée d'experts-conseils indépendants du secteur du pétrole située à Calgary, en Alberta, a procédé à une évaluation et à des estimations et par la suite préparé le rapport de GLJ sur les ressources de sables bitumineux, qui contient une estimation des ressources de bitume éventuelles associées à la concession Kirby au 31 décembre 2008, conformément aux normes énoncées dans le manuel COGE. Le rapport de GLJ sur les ressources de sables bitumineux a fourni les estimations de ressources éventuelles pour la concession Kirby en bitume plutôt qu'en pétrole brut synthétique puisqu'il n'existe actuellement aucun plan définitif visant à fournir un produit traité.

L'estimation des ressources éventuelles pour la concession Kirby fournie ci-dessous est présentée comme la « meilleure estimation » de la quantité qui sera réellement récupérée, ce qui signifie qu'il est probable que les quantités restantes réellement récupérées soient supérieures ou inférieures à la meilleure estimation et, si les méthodes de calcul des probabilités sont utilisées, la probabilité que les quantités réellement récupérées soient égales ou supérieures à la meilleure estimation devrait être de 50 %. **Les estimations de ressources et de récupération aux présentes ne sont que des estimations. Les ressources éventuelles réelles (et les volumes qui peuvent être classés en tant que réserves) et la production future provenant de ces ressources éventuelles pourraient être supérieures ou inférieures à ces estimations.**

	Meilleures estimations des ressources de bitume éventuelles au 31 décembre 2008
	(Mb)
Formation Wabiskaw (zone de mise en valeur initiale du projet)	**118**
McMurray Nord	**191**
McMurray Sud	**105**
Estimation totale des ressources éventuelles à la concession Kirby	**414**

Il est impossible de garantir qu'il sera possible du point de vue commercial de produire ou qu'Enerplus produira une partie ou l'ensemble des volumes actuellement catégorisés comme des « ressources éventuelles ». Les principales contraintes qui empêchent actuellement la classification des ressources éventuelles présentées en lien avec le projet Kirby à titre de « réserves » sont les suivantes : de nouvelles études sur les réservoirs, le forage de délimitation, la conception de l'installation, l'élaboration de projets de mise en valeur ferme, y compris la détermination de la portée spécifique et de l'échéancier du projet, la nécessité d'obtenir des approbations

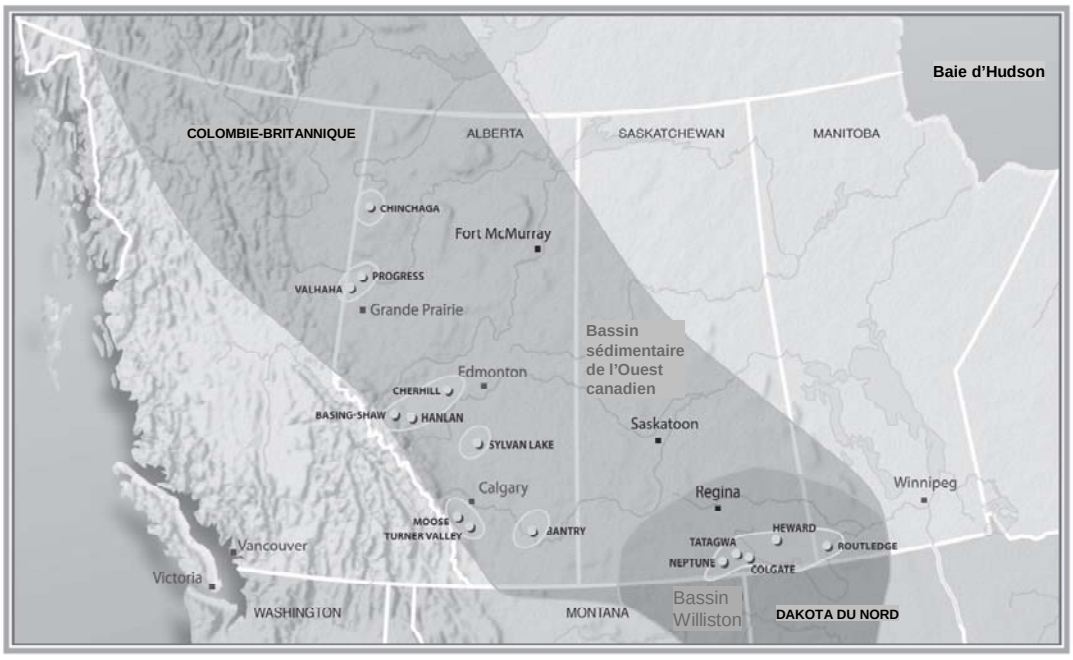
réglementaires, l'incertitude entourant le plan de commercialisation de la production des secteurs concernés, une meilleure estimation des coûts du projet et l'obtention des approbations internes d'Enerplus. La mise en valeur du projet Kirby comporte un certain nombre de risques et de contraintes, y compris la fluctuation des prix des marchandises, les coûts du projet et les autres risques et contraintes décrits ci-dessus et à la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle, particulièrement à la rubrique « Facteurs de risque — Risques liés aux activités et à l'exploitation d'Enerplus — Le projet Kirby en est au stade des travaux préparatoires et est assujetti à de nombreux risques ».

Pour obtenir des renseignements supplémentaires concernant l'Information sur les ressources éventuelles, voir « Présentation des réserves de pétrole et de gaz, des ressources et des données de production d'Enerplus — Information sur les ressources éventuelles ».

Laricina

En 2005, Enerplus a formé une coentreprise avec Laricina, société fermée spécialisée en sables bitumineux qui concentre ses activités dans la mise en valeur par DGMV des sables bitumineux du chenal de l'Athabasca et qui est dirigée par l'ancien chef de la direction de Deer Creek Energy Limited. Dans le cadre de la coentreprise, Enerplus a échangé une participation directe de 1 % dans la concession de sables bitumineux Joslyn contre une participation d'une valeur nette réelle d'environ 20 % dans Laricina. Enerplus estime désormais qu'elle est propriétaire d'environ 12 % du total des titres de participation en circulation de Laricina. Dans le cadre de la vente, une convention d'intérêts communs a été conclue en vue de permettre à Enerplus et à Laricina d'exploiter conjointement des ressources in situ supplémentaires de sables bitumineux. Enerplus a participé à l'acquisition de quatre terrains avec Laricina depuis la vente et la convention a maintenant expiré. En 2008, Enerplus a investi un montant minimal à l'égard de ces propriétés.

Autres actifs pétroliers et gaziers classiques



En plus des types de zones pétrolières décrits ci-dessus, Enerplus est propriétaire d'autres actifs pétroliers et gaziers classiques dans l'Ouest canadien. Les actifs comprennent un portefeuille diversifié de participations directes analogues dans des projets de pétrole brut et de gaz naturel exploités et inexploités qui comportent divers types de réservoirs. Les principaux actifs classiques comprennent les terrains Brooks, Chinchaga, Valhalla, Progress et Shorncliff, en Alberta. La production tirée de ces autres terrains de pétrole et de gaz naturel classiques en 2008 a représenté environ 31 % de la production quotidienne moyenne d'Enerplus et ces autres réserves pétrolières et gazières classiques représentaient environ 26 % des réserves prouvées et probables

totales d'Enerplus estimées au 31 décembre 2008. Enerplus exploite environ 55 % de la production tirée de ces actifs et contrôle environ 70 % des dépenses en immobilisations visant ces actifs.

Les installations importantes faisant partie des terrains de pétrole et de gaz naturel classiques d'Enerplus comprennent : (i) une participation de 22 % dans l'installation de traitement d'émulsion huileuse et d'évacuation d'eau à Hayter, en Alberta, (ii) une participation de 100 % dans l'installation de compression du gaz Pine Creek, (iii) une participation de 11 % dans la raffinerie de gaz acide Progress, (iv) une participation de 15 % dans la raffinerie de gaz Sylvan Lake, (v) une participation de 8 % dans la raffinerie de gaz acide Minnehik Buck Lake, (vi) une participation de 9 % dans la raffinerie de gaz Hanlan-Robb, (vii) une participation de 100 % dans les batteries et les centrales d'évacuation d'eau de Brooks North et de South Oil et (viii) une participation de 2 % dans la centrale d'adoucissement et de réfrigération de Ram River.

Les dépenses en immobilisations consacrées à ces autres terrains de pétrole et de gaz naturel classiques de 104 M$ en 2008 étaient légèrement inférieures à celles réalisées en 2007. Ces dépenses composaient environ 18 % des dépenses en immobilisations totales d'Enerplus en 2008 et 20 % des dépenses relatives au pétrole et au gaz naturel classiques de 2008 d'Enerplus, ce qui représente une baisse de 33 % par rapport aux dépenses enregistrées dans ce secteur en 2007 étant donné qu'Enerplus a accordé davantage d'attention à ses principales zones pétrolières de ressources en 2008.

Étant donné qu'Enerplus continue de concentrer ses dépenses en immobilisations dans ses principales zones pétrolières de ressources et que les cours des marchandises se sont contractés au début de 2009, Enerplus s'attend à ce qu'en 2009 son investissement dans cette catégorie diminue considérablement pour s'établir à environ 35 M$, ce qui représente une réduction de 66 % par rapport à 2008. Enerplus surveillera les conditions économiques au cours de l'année et se tiendra prête à ajuster sa répartition de capitaux entre les divers types de zones pétrolières au besoin.

ANTÉCÉDENTS DE PRODUCTION TRIMESTRIELLE

Le tableau suivant fait état des volumes moyens de production quotidienne, selon la participation de la société, pour chaque trimestre de l'exercice 2008 et pour l'ensemble de l'exercice, de même que pour la production au Canada et aux États-Unis, et pour l'ensemble de la production.

	Exercice terminé le 31 décembre 2008				
	Premier trimestre	**Deuxième trimestre**	**Troisième trimestre**	**Quatrième trimestre**	**Total de l'exercice**
Canada					
Pétrole brut					
léger et moyen (b/j)	16 192	17 429	16 756	17 253	**16 905**
lourd (b/j)	7 542	8 223	8 728	8 869	**8 343**
Total – pétrole brut (b/j)	23 734	25 652	25 484	26 122	**25 248**
Liquides de gaz naturel (b/j)	4 603	4 810	4 557	4 529	**4 627**
Total – liquides (b/j)	28 337	30 462	30 041	30 651	**29 875**
Gaz naturel (kpi^3/j)	295 799	346 554	329 047	333 046	**326 138**
Total au Canada (bep/j)	77 637	88 221	84 883	86 158	**84 232**
États-Unis					
Pétrole brut léger et moyen (b/j)	9 522	9 834	8 635	9 312	**9 333**
Gaz naturel (kpi^3/j)	11 947	12 795	12 756	13 393	**12 731**
Total aux États-Unis (bep/j)	11 513	11 967	10 761	11 544	**11 455**
Total d'Enerplus					
Pétrole brut					
léger et moyen (b/j)	25 714	27 263	25 391	26 565	**26 238**
lourd (b/j)	7 542	8 223	8 728	8 869	**8 343**
Total – pétrole brut (b/j)	33 256	35 486	34 119	35 434	**34 581**
Liquides de gaz naturel (b/j)	4 603	4 810	4 557	4 529	**4 627**
Total – liquides (b/j)	37 859	40 296	38 676	39 963	**39 208**
Gaz naturel (kpi^3/j)	307 746	359 349	341 803	346 439	**338 869**
Total d'Enerplus (bep/j)	89 150	100 188	95 644	97 702	**95 687**

ANTÉCÉDENTS DE REVENU NET TRIMESTRIEL

Les tableaux ci-après illustrent le revenu net moyen perçu par Enerplus pour chaque trimestre de l'exercice 2008 et pour l'ensemble de l'exercice pour la production au Canada et aux États-Unis. Le revenu net est calculé selon les prix reçus avant l'effet des produits dérivés sur marchandises mais après les frais de transport, déduction faite des redevances et des frais de production connexes. Pour les puits à production multiple, les frais de production sont entièrement attribués au principal type de produit du puits. En conséquence, aucuns frais de production n'ont été attribués à la production de LGN d'Enerplus ni à la production de gaz naturel aux États-Unis puisque ces frais ont été attribués au principal type de produit du puits applicable.

	Exercice terminé le 31 décembre 2008				
Pétrole brut léger et moyen ($ par baril)	**Premier trimestre**	**Deuxième trimestre**	**Troisième trimestre**	**Quatrième trimestre**	**Total de l'exercice**
Canada					
Prix de vente[1]	90,19 $	116,75 $	114,10 $	56,83 $	94,41 $
Redevances	(13,25)	(18,34)	(18,17)	(8,62)	(14,60)
Frais de production[2]	(17,23)	(19,41)	(21,20)	(20,99)	(19,75)
Revenu net	59,71 $	79,00 $	74,73 $	27,22 $	60,06 $
États-Unis					
Prix de vente[1]	90,30 $	118,27 $	112,02 $	56,02 $	94,09 $
Redevances[3]	(19,88)	(26,14)	(24,93)	(12,35)	(20,78)
Frais de production[2]	(3,89)	(5,82)	(5,91)	(5,64)	(5,30)
Revenu net	66,53 $	86,31 $	81,18 $	38,03 $	68,01 $
Total d'Enerplus					
Prix de vente[1]	90,23 $	117,30 $	113,39 $	56,55 $	94,30 $
Redevances[3]	(15,70)	(21,15)	(20,47)	(9,93)	(16,80)
Frais de production[2]	(12,29)	(14,51)	(16,00)	(15,61)	(14,61)
Revenu net	62,24 $	81,64 $	76,92 $	31,01 $	62,89 $

	Exercice terminé le 31 décembre 2008				
Pétrole lourd ($ par baril)	**Premier trimestre**	**Deuxième trimestre**	**Troisième trimestre**	**Quatrième trimestre**	**Total de l'exercice**
Canada/Total d'Enerplus					
Prix de vente[1]	74,45 $	99,85 $	101,31 $	46,07 $	80,15 $
Redevances	(14,67)	(18,70)	(19,29)	(9,12)	(15,39)
Frais de production[2]	(12,47)	(17,68)	(14,40)	(16,68)	(15,38)
Revenu net	47,31 $	63,47 $	67,62$	20,27 $	49,38 $

	Exercice terminé le 31 décembre 2008				
Liquides de gaz naturel ($ par baril)	**Premier trimestre**	**Deuxième trimestre**	**Troisième trimestre**	**Quatrième trimestre**	**Total de l'exercice**
Canada/Total d'Enerplus					
Prix de vente[1]	69,75 $	80,55 $	81,20 $	43,55 $	68,93 $
Redevances	(17,83)	(22,66)	(20,95)	(8,90)	(17,64)
Frais de production[2]	—	—	—	—	—
Revenu net	51,92 $	57,89 $	60,25 $	34,65 $	51,29 $

Gaz naturel ($ par kpi³)	Exercice terminé le 31 décembre 2008				
	Premier trimestre	Deuxième trimestre	Troisième trimestre	Quatrième trimestre	Total de l'exercice
Canada					
Prix de vente[1]	7,47 $	9,80 $	8,17 $	7.01 $	8,14 $
Redevances	(1,42)	(1,88)	(1,54)	(1,34)	(1,55)
Frais de production[2]	(1,29)	(1,17)	(1,35)	(1,08)	(1,22)
Revenu net	4,76 $	6,75 $	5,28 $	4,59 $	5,37 $
États-Unis					
Prix de vente[1]	8,95 $	11,80 $	10,39 $	4,81 $	8,93 $
Redevances[3]	(1,28)	(2,11)	(1,76)	(0,86)	(1,50)
Frais de production[2]	—	—	—	—	—
Revenu net	7,67 $	9,69 $	8,63 $	3,95 $	7,43 $
Total d'Enerplus					
Prix de vente[1]	7,52 $	9,87 $	8,25 $	6,92 $	8,17 $
Redevances[3]	(1,41)	(1,89)	(1,54)	(1,32)	(1,55)
Frais de production[2]	(1,24)	(1,12)	(1,30)	(1,04)	(1,17)
Revenu net	4,87 $	6,86 $	5,41 $	4,56 $	5,45 $

Total ($ par bep)	Exercice terminé le 31 décembre 2008				
	Premier trimestre	Deuxième trimestre	Troisième trimestre	Quatrième trimestre	Total de l'exercice
Canada					
Prix de vente[1]	58,85 $	76,58 $	70,00 $	45,97 $	62,97 $
Redevances	(10,65)	(13,98)	(12,65)	(8,30)	(11,42)
Frais de production[2]	(9,72)	(10,06)	(10,90)	(10,09)	(10,20)
Revenu net	38,48 $	52,54 $	46,45 $	27,58 $	41,35 $
États-Unis					
Prix de vente[1]	83,97 $	109,81 $	102,20 $	50,77 $	86,59 $
Redevances[3]	(17,77)	(23,73)	(22,09)	(10,96)	(18,60)
Frais de production[2]	(3,22)	(4,79)	(4,74)	(4,55)	(4,32)
Revenu net	62,98 $	81,29 $	75,37 $	35,26 $	63,67 $
Total d'Enerplus					
Prix de vente[1]	62,10 $	80,56 $	73,62 $	46,54 $	65,79 $
Redevances[3]	(11,57)	(15,14)	(13,71)	(8,61)	(12,27)
Frais de production[2]	(8,88)	(9,43)	(10,21)	(9,44)	(9,50)
Revenu net	41,65 $	55,99 $	49,70 $	28,49 $	44,02 $

Notes

(1) Déduction faite des coûts de transport, mais avant l'effet des produits dérivés sur marchandises.

(2) Les frais de production désignent les frais relatifs à l'exploitation et à l'entretien des puits ainsi que du matériel et des installations connexes, y compris les frais d'exploitation du matériel de soutien utilisé dans les activités pétrolières et gazières et les autres coûts relatifs à l'exploitation et à l'entretien de ces puits ainsi que du matériel et des installations connexes. Les frais de production comprennent, par exemple, les coûts de main-d'œuvre sur le terrain, des matières, des fournitures, des combustibles consommés et des fournitures utilisées dans l'exploitation des puits ainsi que du matériel connexe (tel que l'électricité, les produits chimiques et la location de concessions), les coûts de réparation et d'entretien, les impôts fonciers, les coûts d'assurance, le coût des travaux de reconditionnement, les coûts de traitement nets, les frais généraux, les impositions (autres que l'impôt sur les bénéfices, l'impôt sur le capital, les retenues d'impôt ou les taxes à la production des États des États-Unis) et les autres frais.

(3) Comprend les taxes à la production des États des États-Unis.

FRAIS D'ABANDON ET DE REMISE EN ÉTAT

Dans le cadre de ses activités, Enerplus engagera des frais d'abandon et de remise en état pour les concessions exploitables en surface, les puits, les installations et les pipelines. Enerplus budgétise et constate à titre de passif l'évaluation de la valeur actualisée des obligations futures liées à la mise hors service de ses terrains, de ses installations et de ses équipements. Enerplus estime ces frais à l'aide d'un modèle qui intègre des données tirées des antécédents d'exploitation d'Enerplus, des sources d'information de l'industrie et des formules de calcul des coûts utilisées par l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta, ainsi que d'autres hypothèses

d'exploitation. Enerplus s'attend à ce que tous ses puits nets engagent ces frais. Enerplus prévoit que le montant total de tels coûts, déduction faite de la valeur de récupération estimée pour cet équipement, soit d'environ 644 M$ sur une base non actualisée et de 103 M$ à un taux d'actualisation de 10 %. Les calculs des produits d'exploitation nets futurs figurant à la rubrique « Réserves de pétrole et de gaz naturel » de la présente notice annuelle excluent environ 301 M$ sur une base non actualisée et 29 M$ à un taux d'actualisation de 10 %, puisque ces calculs ne reflètent aucuns frais d'abandon et de remise en état d'installations et de puits pour lesquels aucune réserve n'a été attribuée. Au cours des trois prochains exercices, Enerplus s'attend à ce qu'un total d'environ 52,4 M$ sur une base non actualisée et 45,5 M$ en fonction d'un taux d'actualisation de 10 % seront déboursés quant aux frais d'abandon et de remise en état.

HORIZON FISCAL

Canada

Selon la structure actuelle d'Enerplus, le revenu imposable des filiales en exploitation canadiennes est transféré par l'entremise de versements d'intérêts, de redevances et d'autres distributions au Fonds qui, à son tour, alloue la totalité de son revenu imposable à ses porteurs de parts. Le Fonds et ses filiales en exploitation canadiennes n'ont payé aucun impôt important sur le revenu en espèces au Canada pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008. Toutefois, une obligation de payer de l'impôt sur le revenu de 24 M$ a été déclenchée en 2008 dans le cadre de l'acquisition de Focus, mais a été comprise dans les passifs relatifs au fonds de roulement. Enerplus prévoit que la majorité de ces paiements seront récupérés.

Comme il est mentionné en plus amples détails aux rubriques « Développement général du Fonds Enerplus Resources — Développement au cours des trois derniers exercices — Changements en matière d'imposition des fiducies de revenu et stratégie d'Enerplus après 2010 », et « Facteurs de risque — Risques liés à la structure d'Enerplus et à la propriété des parts de fiducie », le gouvernement fédéral du Canada a mis en place l'impôt des EIPD, qui fera généralement en sorte que les fiducies de revenu seront imposées au même taux d'imposition effectif que les sociétés canadiennes à compter de 2011. Les variables les plus importantes qui détermineront le niveau des impôts payés par Enerplus au cours d'une année donnée seront le prix du pétrole brut et du gaz naturel, les dépenses en immobilisations et le montant des comptes d'impôt au moment de la conversion.

Compte tenu des prix à terme actuels des marchandises et de ses projets actuels en matière de production, de frais et de dépenses en immobilisations, Enerplus ne s'attend pas à ce que se produise un changement important dans ses coûts fiscaux globaux jusqu'en 2013 même si elle devait se convertir en société en 2010. Même après 2013, Enerplus s'attend à ce que ses dépenses en immobilisations l'aideront à se mettre à l'abri de l'impôt et s'attendrait à ce que les impôts représentent environ 15 % des flux de trésorerie, ce qui n'est pas différent de l'imposition des autres sociétés de production de pétrole et de gaz naturel. Si les prix du pétrole et du gaz naturel devaient grimper au-delà des niveaux prévus par le marché à terme actuel, les comptes d'impôt d'Enerplus seraient utilisés plus rapidement et Enerplus pourrait payer des impôts plus élevés que prévu ou payer ces impôts plus tôt que prévu. Toutefois, Enerplus tient à souligner qu'il est difficile de donner des lignes directrices quant à son assujettissement futur à l'impôt puisqu'elle exerce ses activités au sein d'une industrie qui évolue constamment en fonction des acquisitions, des dessaisissements, des dépenses en immobilisations, des distributions et des prix généraux des marchandises. Voir « Facteurs de risque — Risques liés à la structure d'Enerplus et à la propriété des parts de fiducie — Les modifications apportées aux lois fiscales et aux autres lois peuvent nuire aux porteurs de parts ».

États-Unis

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2008, les activités aux États-Unis se sont vues imposer un impôt de 47,8 M$ associé au revenu en espèces aux États-Unis. Les activités d'Enerplus aux États-Unis sont assujetties à l'impôt sur le revenu payable sur le revenu imposable établi selon les règles et les règlements fiscaux des États-Unis. Puisque des fonds sont rapatriés au Canada, la retenue d'impôt qu'exigent les lois fiscales américaines deviendrait payable. Par conséquent, les activités d'Enerplus aux États-Unis devraient continuer de se voir imposer un impôt associé au revenu en espèces aux États-Unis à l'avenir.

Pour plus de renseignements, se reporter aux notes 1(h) et 11 afférentes aux états financiers vérifiés du Fonds pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 et aux renseignements fournis à la rubrique « Impôts » du rapport de gestion du Fonds pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008.

ARRANGEMENTS DE COMMERCIALISATION ET CONTRATS À TERME

Pétrole brut et LGN

La production de pétrole brut et de LGN d'Enerplus est commercialisée auprès de divers intermédiaires et utilisateurs finaux aux termes de contrats de 30 jours à renouvellement continu dont les conditions fluctuent selon les prix mensuels du marché au comptant. Enerplus a touché un prix moyen (déduction faite des coûts de transport, mais avant l'effet des produits dérivés sur marchandises) de 94,30 $/b pour sa production de pétrole brut léger et moyen, de 80,15 $/b pour sa production de pétrole brut lourd et de 68,93 $/b pour sa production de LGN au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2008, comparativement à 70,31 $/b pour sa production de pétrole brut léger et moyen, à 50,14 $/b pour sa production de pétrole brut lourd et à 51,35 $/b pour sa production de LGN au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2007. Enerplus s'est engagée à long terme à livrer 2 480 b/j de la production canadienne au pipeline Plains Marketing Canada Joarcam jusqu'au 31 mars 2010.

Gaz naturel

Lorsqu'elle commercialise sa production de gaz naturel, Enerplus vise à diversifier les contrats et les clients. Enerplus vend environ le cinquième de sa production de gaz naturel aux termes de contrats de regroupeur aux termes desquels une portion importante de la production de gaz naturel est regroupée, gérée et vendue à l'AECO et en aval à divers utilisateurs finaux aux termes de contrats de transport et de vente à long terme. Le total du produit tiré de la vente et celui des coûts de transport sont mis en commun et partagés de façon équitable à tous les producteurs de marchandises. En 2008, ces contrats de regroupement ont permis d'obtenir un prix légèrement inférieur au prix mensuel du marché au comptant de l'Alberta. Avec prise d'effet le 1er janvier 2009, les engagements en matière de regroupeur d'Enerplus ont été ramenés à environ 6 % de la production de gaz naturel d'Enerplus étant donné que deux des trois engagements relatifs au regroupeur ont pris fin.

Le pourcentage des produits d'exploitation d'Enerplus de 2008 attribuables au gaz naturel (déduction faite des coûts de transport, mais avant l'effet des produits dérivés sur marchandises) s'est élevé à 45 % comparativement à 41 % en 2007. Le prix moyen reçu par Enerplus (déduction faite des coûts de transport, mais avant l'effet des produits dérivés sur marchandises) pour son gaz naturel en 2008 était de 8,17 $/kpi^3 comparativement à 6,45 $/kpi^3 au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2007. De son portefeuille de ventes relatif au regroupeur, en aval et au comptant, Enerplus a vendu environ 84 % de son gaz naturel, ventes réparties également entre l'indice quotidien AECO et l'indice mensuel AECO, et 16 % selon les indices des prix mensuels NYMEX.

Au 31 décembre 2008, Enerplus détenait des engagements fermes visant le transport de 5 Mpi^3/j par Alliance Pipeline, en vigueur jusqu'au 31 octobre 2015, aux termes desquels Enerplus livre du gaz naturel dans la région du Midwest. Avec prise d'effet le 1er janvier 2009, Enerplus a fait l'acquisition d'engagements supplémentaires visant le transport direct de 4 Mpi^3/j par Alliance Pipeline jusqu'en 2015, engagements qui étaient détenus auparavant par un regroupeur pour le compte d'Enerplus. Avant leur expiration en 2008, Enerplus détenait également des engagements visant le transport dans la région du Midwest des États-Unis de 10 Mpi^3/j par chacun des pipelines Foothills et Northern Border et de 5 Mpi^3/j par chacun des pipelines TransCanada et Viking. Ces contrats n'ont pas été renouvelés. Le reste de la production de gaz naturel d'Enerplus est vendu principalement dans les provinces de l'Alberta, de la Saskatchewan et de la Colombie-Britannique aux prix au comptant courants. Enerplus détient plusieurs contrats à échéances variables supérieures à un an pour du transport dans les réseaux de pipelines collecteurs de ces provinces. Les contrats comprennent environ 143 Mpi^3/j en Alberta, environ 48 Mpi^3/j en Colombie-Britannique et environ 70 Mpi^3/j en Saskatchewan.

Engagements futurs et contrats à terme

Enerplus peut utiliser divers types de produits financiers dérivés et des contrats de vente à prix fixe pour gérer le risque lié à la fluctuation des prix de marchandises. Sans ces activités de couverture, la totalité de la production de pétrole brut et de LGN et la plus grande partie de la production de gaz naturel d'Enerplus sont vendues sur le marché libre au prix du marché courant, ce qui expose Enerplus aux risques associés aux fluctuations des prix de marchandises et des taux de change. Voir « Facteurs de risque ». On peut lire l'information portant sur les produits financiers d'Enerplus à la note 12 afférente aux états financiers consolidés annuels vérifiés du Fonds pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 et sous les rubriques relatives à l'établissement des prix et à la gestion du risque de prix dans le rapport de gestion du Fonds pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 en consultant le site Web d'Enerplus à www.enerplus.com ainsi que le profil d'Enerplus sur SEDAR à www.sedar.com et sur EDGAR à www.sec.gov.

Réserves de pétrole et de gaz naturel

SOMMAIRE DES RÉSERVES

Toutes les réserves d'Enerplus, y compris les réserves aux États-Unis, ont été évaluées conformément au Règlement 51-101. Sproule, société d'experts-conseils indépendants du secteur du pétrole située à Calgary, en Alberta, a évalué des terrains qui comptent pour environ 93 % de la valeur actualisée nette (calculée au taux d'actualisation de 10 % en utilisant les prix et les coûts prévisionnels) des réserves prouvées et probables de pétrole et de gaz naturel classiques d'Enerplus au Canada. Enerplus a évalué le reste des terrains classiques au Canada à l'aide de paramètres d'évaluation similaires, y compris les mêmes hypothèses quant aux prix prévisionnels et aux taux d'inflation et de change employés par Sproule. Sproule a passé en revue l'évaluation de ces terrains par Enerplus.

NSAI, experts-conseils indépendants dans le secteur du pétrole situé à Dallas, au Texas, a évalué la totalité des réserves de pétrole et de gaz naturel classiques d'Enerplus aux États-Unis. Pour favoriser la cohérence interne dans les rapports sur les réserves d'Enerplus, NSAI a utilisé les prix prévisionnels et les taux d'inflation et de change utilisés par Sproule.

Les rubriques et tableaux suivants présentent, au 31 décembre 2008, un résumé des réserves de pétrole, de LGN et de gaz naturel d'Enerplus, et l'estimation de la valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs liés à ces réserves, ainsi que certaines informations, estimations et hypothèses associées aux estimations de réserves. Toute l'information relative aux réserves canadiennes figure dans le rapport Sproule et toute l'information relative aux réserves américaines, dans le rapport NSAI. Les données contenues dans les tableaux sont un résumé des évaluations; en raison de l'arrondissement, les chiffres figurant dans les tableaux peuvent être légèrement différents de ceux figurant dans les évaluations elles-mêmes et les totaux ne correspondent pas nécessairement à la somme des éléments.

Toutes les estimations des produits d'exploitation nets futurs sont indiquées avant la provision pour les intérêts et les dépenses générales et administratives et après la déduction des redevances et des dépenses en immobilisations futures estimatives, tant avant qu'après impôts. Les activités d'Enerplus aux États-Unis sont assujetties à l'impôt sur le revenu en espèces; par conséquent, les réserves d'Enerplus aux États-Unis sont présentées après la déduction de l'impôt qui, selon l'estimation d'Enerplus, sera payable compte tenu de la dette intersociétés dans la structure d'Enerplus. Le gouvernement fédéral canadien a mis en place l'impôt des EIPD qui vise généralement à imposer les fiducies de revenu comme Enerplus au même taux d'imposition effectif que les sociétés canadiennes, et ce, à compter de l'année d'imposition 2011. Les estimations après impôts de la valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs des réserves d'Enerplus tiennent compte de l'incidence estimée de l'impôt des EIPD. La valeur actualisée nette estimée des produits d'exploitation nets futurs attribuables aux réserves d'Enerplus en Alberta est fondée sur le nouveau régime de redevances de l'Alberta, qui a force de loi depuis décembre 2008 ainsi que sur les tarifs de redevances de transition s'appliquant aux producteurs de pétrole et de gaz naturel relativement à certains nouveaux puits forés par battage à compter du 19 novembre 2008, mais elle ne tient pas compte des effets des mesures incitatives à court terme relativement aux redevances qui ont été annoncées par le gouvernement de l'Alberta le 3 mars 2009. Pour obtenir de plus amples renseignements à cet égard, voir « Développement général du Fonds Enerplus Resources — Développement au cours des trois derniers exercices », « Information sur l'exploitation — Horizon fiscal », « Conditions dans l'industrie » et « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle.

À l'égard de l'information quant au prix dans les renseignements suivants sur les réserves, les prix du pétrole à la tête de puits sont rajustés en fonction de la qualité et du transport d'après les prix réels passés. Les prix du gaz naturel ont été rajustés, au besoin, d'après les prix passés en fonction de la valeur thermique et des coûts de service différents qu'appliquent les divers acheteurs. Les prix des LGN ont été rajustés afin de refléter les prix moyens passés obtenus.

On ne saurait supposer que l'estimation de la valeur actualisée des rentrées nettes futures indiquée ci-après reflète la juste valeur marchande des réserves. Rien ne garantit que les hypothèses relatives aux prix et aux coûts se concrétiseront, et les écarts entre la situation réelle et celle reflétée par les hypothèses pourraient être importants. Les estimations de la récupération et des réserves de pétrole

brut, de LGN et de gaz naturel d'Enerplus indiquées dans les tableaux ne constituent que des estimations. Les réserves réelles peuvent être supérieures ou inférieures aux estimations indiquées dans les tableaux. Les lecteurs devraient examiner les définitions et l'information contenues dans « Présentation des réserves de pétrole et de gaz, des ressources et des données de production d'Enerplus » en tenant compte des tableaux et des notes qui suivent.

Sommaire des réserves de pétrole et de gaz au 31 décembre 2008

Prix et coûts prévisionnels

	RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL								
	Pétrole léger et moyen			Pétrole brut			Gaz naturel		
CATÉGORIE DE RÉSERVES	**Participation de la société**	**Brut**	**Net**	**Participation de la société**	**Brut**	**Net**	**Participation de la société**	**Brut**	**Net**
	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(Mpi^3)	(Mpi^3)	(Mpi^3)
Prouvées mises en valeur exploitées									
Canada	64 043	63 348	55 873	26 979	26 944	22 273	813 021	794 745	675 720
États-Unis	23 159	23 101	19 369	—	—	—	33 928	25 044	29 765
Total	87 202	86 449	75 242	26 979	26 944	22 273	846 949	819 789	705 485
Prouvées mises en valeur inexploitées									
Canada	243	243	211	—	—	—	15 355	15 352	11 625
États-Unis	1 216	1 216	1 011	—	—	—	1 532	991	1 366
Total	1 459	1 459	1 222	—	—	—	16 887	16 343	12 991
Prouvées non mises en valeur									
Canada	4 139	4 129	3 660	6 160	6 160	4 859	197 490	195 947	171 020
États-Unis	1 753	1 753	1 473	—	—	—	5 208	1 936	4 897
Total	5 892	5 882	5 133	6 160	6 160	4 859	202 698	197 883	175 917
Total des réserves prouvées	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Canada	68 425	67 720	59 744	33 139	33 104	27 132	1 025 866	1 006 044	858 365
États-Unis	26 128	26 070	21 853	—	—	—	40 668	27 971	36 028
Total	94 553	93 790	81 597	33 139	33 104	27 132	1 066 534	1 034 015	894 393
Réserves probables									
Canada	19 274	19 045	16 017	12 790	12 765	10 148	397 651	391 623	331 274
États-Unis	6 867	6 850	5 748	—	—	—	23 483	17 702	20 557
Total	26 141	25 895	21 765	12 790	12 765	10 148	421 134	409 325	351 831
Total des réserves prouvées et probables									
Canada	87 699	86 765	75 761	45 929	45 869	37 280	1 423 517	1 397 667	1 189 639
États-Unis	32 995	32 920	27 601	—	—	—	64 151	45 673	56 585
Total	120 694	119 685	103 362	45 929	45 869	37 280	1 487 668	1 443 340	1 246 224

(suite à la page suivante)

	RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL					
	Liquides de gaz naturel			Total		
CATÉGORIE DE RÉSERVES	**Participation de la société**	**Brut**	**Net**	**Participation de la société**	**Brut**	**Net**
Prouvées mises en valeur exploitées						
Canada	11 416	11 222	8 101	237 942	233 972	198 867
États-Unis	80	—	80	28 894	27 275	24 410
Total	11 496	11 222	8 181	266 836	261 247	223 277
Prouvées mises en valeur inexploitées						
Canada	360	359	259	3 162	3 160	2 408
États-Unis	4	—	4	1 475	1 380	1 244
Total	364	359	263	4 637	4 540	3 652
Prouvées non mises en valeur						
Canada	1 163	1 157	877	44 377	44 104	37 899
États-Unis	29	—	29	2 650	2 076	2 318
Total	1 192	1 157	906	47 027	46 180	40 217
Total des réserves prouvées						
Canada	12 939	12 738	9 237	285 481	281 236	239 174
États-Unis	113	—	113	33 019	30 731	27 972
Total	13 052	12 738	9 350	318 500	311 967	267 146
Réserves probables						
Canada	4 714	4 648	3 368	103 053	101 729	84 745
États-Unis	51	—	51	10 832	9 801	9 225
Total	4 765	4 648	3 419	113 885	111 530	93 970
Total des réserves prouvées et probables						
Canada	17 653	17 386	12 605	388 534	382 965	323 919
États-Unis	164	—	164	43 851	40 532	37 197
Total	17 817	17 386	12 769	432 385	423 497	361 116

Relevé de la valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs attribuables aux réserves de pétrole et de gaz au 31 décembre 2008

Prix et coûts prévisionnels

	VALEUR ACTUALISÉE NETTE DES PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS CALCULÉE AU TAUX D'ACTUALISATION DE (%/AN)										
	avant impôts					après impôts					Valeur unitaire[1]
CATÉGORIE DE RÉSERVES	**0 %**	**5 %**	**10 %**	**15 %**	**20 %**	**0 %**	**5 %**	**10 %**	**15 %**	**20 %**	
	(en millions $)										($/bep)
Prouvées mises en valeur exploitées											
Canada	9 018	5 817	4 359	3 521	2 972	7 560	5 055	3 880	3 190	2 730	21,92 $
États-Unis	1 348	914	685	548	459	1 013	693	523	420	352	28,06 $
Total	10 366	6 731	5 044	4 069	3 431	8 573	5 748	4 403	3 610	3 082	22,59 $
Prouvées mises en valeur inexploitées											
Canada	107	75	57	45	38	89	64	50	40	34	23,67 $
États-Unis	66	45	32	25	18	38	26	17	13	10	25,72 $
Total	173	120	89	70	56	127	90	67	53	44	24,37 $
Prouvées non mises en valeur											
Canada	1 102	662	414	260	157	897	518	313	186	101	10,92 $
États-Unis	75	42	24	12	5	55	32	19	10	4	20,35 $
Total	1 177	704	438	272	162	952	550	332	196	105	10,89 $
Total des réserves prouvées											
Canada	10 227	6 554	4 830	3 826	3 167	8 546	5 637	4 243	3 416	2 865	20,19 $
États-Unis	1 489	1 001	741	585	482	1 106	751	559	443	366	26,49 $
Total	11 716	7 555	5 571	4 411	3 649	9 652	6 388	4 802	3 859	3 231	20,85 $
Probables											
Canada	4 625	2 083	1 197	789	565	3 484	1 581	914	607	438	14,12 $
États-Unis	644	279	155	101	73	412	174	94	59	41	16,80 $
Total	5 269	2 362	1 352	890	638	3 896	1 755	1 008	666	479	14,39 $
Réserves prouvées et probables											
Canada	14 852	8 637	6 027	4 615	3 732	12 030	7 218	5 157	4 023	3 303	18,61 $
États-Unis	2 133	1 280	896	686	555	1 518	925	653	502	407	24,09 $
Total	16 985	9 917	6 923	5 301	4 287	13 548	8 143	5 810	4 525	3 710	19,17 $

Note :

(1) Calculée au moyen de la valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs avant impôts au taux d'actualisation de 10 % par année. Les valeurs unitaires sont fondées sur les volumes de réserves nettes.

Relevé des réserves de pétrole et de gaz au 31 décembre 2008

Prix et coûts constants

	RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL								
	Pétrole léger et moyen			Pétrole lourd			Gaz naturel		
CATÉGORIE DE RÉSERVES	**Participation de la société**	**Brut**	**Net**	**Participation de la société**	**Brut**	**Net**	**Participation de la société**	**Brut**	**Net**
	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(Mpi^3)	(Mpi^3)	(Mpi^3)
Prouvées mises en valeur exploitées									
Canada	55 649	54 957	51 833	21 975	21 940	19 458	781 856	763 647	670 709
États-Unis	21 002	20 948	17 568	—	—	—	30 731	21 895	27 096
Total	76 651	75 905	69 401	21 975	21 940	19 458	812 587	785 542	697 805
Prouvées mises en valeur inexploitées									
Canada	207	207	188	—	—	—	15 273	15 270	12 335
États-Unis	1 215	1 215	1 011	—	—	—	1 533	991	1 366
Total	1 422	1 422	1 199	—	—	—	16 806	16 261	13 701
Prouvées non mises en valeur									
Canada	3 610	3 600	3 360	5 569	5 569	4 890	176 047	174 687	155 073
États-Unis	610	610	524	—	—	—	3 880	628	3 793
Total	4 220	4 210	3 884	5 569	5 569	4 890	179 927	175 315	158 866
Total des réserves prouvées									
Canada	59 466	58 764	55 381	27 544	27 509	24 348	973 176	953 604	838 117
États-Unis	22 827	22 773	19 103	—	—	—	36 144	23 514	32 255
Total	82 293	81 537	74 484	27 544	27 509	24 348	1 009 320	977 118	870 372
Probables									
Canada	18 256	18 029	16 733	10 771	10 746	9 416	392 021	385 903	340 234
États-Unis	6 386	6 370	5 350	—	—	—	20 061	15 335	17 534
Total	24 642	24 399	22 083	10 771	10 746	9 416	412 082	401 238	357 768
Total des réserves prouvées et probables									
Canada	77 722	76 793	72 114	38 315	38 255	33 764	1 365 197	1 339 507	1 178 351
États-Unis	29 213	29 143	24 453	—	—	—	56 205	38 849	49 789
Total	106 935	105 936	96 567	38 315	38 255	33 764	1 421 402	1 378 356	1 228 140

(suite à la page suivante)

	RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL					
	Liquides de gaz naturel			Total		
CATÉGORIE DE RÉSERVES	**Participation de la société**	**Brut**	**Net**	**Participation de la société**	**Brut**	**Net**
	(kb)	(kb)	(kb)	(kbep)	(kbep)	(kbep)
Prouvées mises en valeur exploitées						
Canada	10 914	10 719	7 747	218 848	214 891	190 823
États-Unis	79	—	79	26 203	24 597	22 163
Total	10 993	10 719	7 826	245 051	239 488	212 986
Prouvées mises en valeur inexploitées						
Canada	357	357	259	3 108	3 108	2 502
États-Unis	6	—	6	1 476	1 380	1 245
Total	363	357	265	4 584	4 488	3 747
Prouvées non mises en valeur						
Canada	1 147	1 141	864	39 668	39 425	34 960
États-Unis	28	—	28	1 285	715	1 184
Total	1 175	1 141	892	40 953	40 140	36 144
Total des réserves prouvées						
Canada	12 418	12 217	8 870	261 624	257 424	228 285
États-Unis	113	—	113	28 964	26 692	24 592
Total	12 531	12 217	8 983	290 588	284 116	252 877
Probables						
Canada	4 514	4 449	3 230	98 878	97 541	86 085
États-Unis	41	—	41	9 771	8 926	8 313
Total	4 555	4 449	3 271	108 649	106 467	94 398
Total des réserves prouvées et probables						
Canada	16 932	16 666	12 100	360 502	354 965	314 370
États-Unis	154	—	154	38 735	35 618	32 905
Total	17 086	16 666	12 254	399 237	390 583	347 275

Relevé de la valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs attribuables aux réserves de pétrole et de gaz au 31 décembre 2008

Prix et coûts constants

	VALEUR ACTUALISÉE NETTE DES PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS CALCULÉE AU TAUX D'ACTUALISATION DE (%/AN)										
	avant impôts					après impôts					Valeur unitaire[1]
CATÉGORIE DE RÉSERVES	**0 %**	**5 %**	**10 %**	**15 %**	**20 %**	**0 %**	**5 %**	**10 %**	**15 %**	**20 %**	
	(en millions $)										($/bep)
Prouvées mises en valeur exploitées											
Canada	3 816	2 881	2 355	2 011	1 767	3 597	2 763	2 283	1 964	1 734	12,34 $
États-Unis	553	428	351	299	262	464	378	318	275	243	15,84 $
Total	4 369	3 309	2 706	2 310	2 029	4 061	3 141	2 601	2 239	1 977	12,71 $
Prouvées mises en valeur inexploitées											
Canada	67	51	41	34	28	60	46	36	31	26	16,39 $
États-Unis	29	19	12	8	5	32	20	14	10	7	9,64 $
Total	96	70	53	42	33	92	66	50	41	33	14,14 $
Prouvées non mises en valeur											
Canada	336	181	83	18	(26)	283	146	59	1	(39)	2.37 $
États-Unis	19	12	8	5	3	22	14	9	5	3	6,76 $
Total	355	193	91	23	(23)	305	160	68	6	(36)	2,52 $
Total des réserves prouvées											
Canada	4 219	3 113	2 479	2 063	1 769	3 940	2 955	2 378	1 995	1 721	10,86 $
États-Unis	601	459	371	312	270	518	412	341	290	253	15,09 $
Total	4 820	3 572	2 850	2 375	2 039	4 458	3 367	2 719	2 285	1 974	11,27 $
Probables											
Canada	1 674	912	574	396	289	1 280	706	451	315	233	6,67 $
États-Unis	209	118	77	55	42	197	104	62	42	30	9,26 $
Total	1 883	1 030	651	451	331	1 477	810	513	357	263	6,90 $
Prouvées et probables											
Canada	5 893	4 025	3 053	2 459	2 058	5 220	3 661	2 829	2 310	1 954	9,71 $
États-Unis	810	577	448	367	312	715	516	403	332	283	13,61 $
Total	6 703	4 602	3 501	2 826	2 370	5 935	4 177	3 232	2 642	2 237	10,08 $

Note :

(1) Calculée au moyen de la valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs avant impôts au taux d'actualisation de 10 % par année. Les valeurs unitaires sont fondées sur les volumes de réserves nettes.

Prix et coûts prévisionnels

Le scénario fondé sur des prix et des coûts prévisionnels suppose l'absence de modifications législatives ou réglementaires et comprend les effets de l'inflation. L'estimation des produits d'exploitation nets futurs qui seront tirés de la production des réserves est fondée sur les prix prévisionnels suivants fournis par Sproule et sur les hypothèses suivantes relatives aux taux d'inflation et de change :

	PÉTROLE BRUT				GAZ NATUREL		LIQUIDES DE GAZ NATUREL				
							Prix au pair à Edmonton				
Année	WTI à Cushing Oklahoma	Prix au pair à Edmonton 40° API[1]	Lourd de Hardisty 12° API	Moyen de Cromer 29,3° API	Prix au comptant 30 jours @ AECO	Prix Henry Hub	Propane	Butane	Pentane plus	Taux d'inflation	Taux de change
	($ US/b)	($ CA/b)	($ CA/b)	($ CA/b)	($ CA/ MBTU)	($ US/ MBTU)	($ CA/b)	($ CA/b)	($ CA/b)	(%/an)	($ US/ $ CA)
2009	53,73	65,35	47,05	58,16	6,82	6,30	40,70	51,15	66,93	2,0	0,80
2010	63,41	72,78	54,58	66,23	7,56	7,32	43,16	54,25	75,54	2,0	0,85
2011	69,53	79,95	59,96	72,76	7,84	7,56	47,42	59,59	81,88	2,0	0,85
2012	79,59	86,57	67,53	79,65	8,38	8,49	51,34	64,53	88,66	2,0	0,90
2013	92,01	94,97	74,08	87,38	9,20	9,74	56,33	70,79	97,27	2,0	0,95
Ensuite	**	**	**	**	**	**	**	**	**	**	0,95

Notes :

(1) Prix affichés des raffineries d'Edmonton pour le pétrole brut à 40º API et d'une teneur en soufre de 0,4 %.
(2) L'indexation varie après 2013.

En 2008, Enerplus a obtenu un prix moyen pondéré (déduction faite des coûts de transport, mais avant couverture) de 80,15 $/b pour le pétrole brut lourd, de 94,30 $/b pour le pétrole brut léger et moyen, de 68,93 $/b pour les LGN et de 8,17 $/kpi^3 pour le gaz naturel.

Prix et coûts constants

Le scénario fondé sur des prix et des coûts constants suppose le maintien du prix des produits au 31 décembre 2008 et des coûts d'exploitation prévus pour 2009 et le maintien des lois et des règlements actuellement en vigueur. Les prix des produits n'ont pas été indexés après cette date, et les coûts d'exploitation et coûts en capital n'ont pas été rajustés à la hausse pour tenir compte de l'inflation. Les produits d'exploitation nets futurs devant être tirés de la production des réserves étaient fondés sur les prix suivants en vigueur au 31 décembre 2008 et sur les hypothèses suivantes relatives aux taux d'inflation et de change :

	PÉTROLE BRUT				GAZ NATUREL		LIQUIDES DE GAZ NATUREL				
							Prix au pair à Edmonton				
Année	WTI à Cushing Oklahoma	Prix au pair à Edmonton 40° API[1]	Lourd de Hardisty 12° API	Moyen de Cromer 29,3° API	Prix au comptant 30 jours @ AECO	Prix Henry Hub	Propane	Butane	Pentane plus	Taux d'inflation	Taux de change
	($ US/b)	($ CA/b)	($ CA/b)	($ CA/b)	($ CA/ MBTU)	($ US/ MBTU)	($ CA/b)	($ CA/b)	($ CA/b)	(%/an)	($ US/ $ CA)
Constant	44,60	45,51	26,11	39,59	6,34	5,63	41,67	38,11	56,19	—	0,821

Note :

(1) Prix affichés des raffineries d'Edmonton pour le pétrole brut à 40º API et d'une teneur en soufre de 0,4 %.

Produits d'exploitation nets futurs non actualisés par catégorie de réserves

Les produits d'exploitation nets futurs non actualisés par catégorie de réserves au 31 décembre 2008, selon des prix et des coûts constants et prévisionnels, sont présentés ci-après :

Catégorie de réserves	Produits d'exploitation	Redevances et taxe à la production	Frais d'exploitation	Frais de mise en valeur	Frais d'abandon et de remise en état	Produits d'exploitation nets futurs avant impôts	Impôts	Produits d'exploitation après impôts
				(en millions $)				
Réserves prouvées								
Canada	20 323	3 209	5 943	713	231	10 227	1 681	8 546
États-Unis	2 703	674	454	60	26	1 489	383	1 106
Total	23 026	3 883	6 397	773	257	11 716	2 064	9 652
Réserves prouvées et probables								
Canada	29 313	4 784	8 535	866	276	14 852	2 822	12 030
États-Unis	3 847	956	666	60	32	2 133	615	1 518
Total	33 160	5 740	9 201	926	308	16 985	3 437	13 548

Valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs par catégorie de réserves

La valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs avant impôts par catégorie de réserves et groupe de production au 31 décembre 2008, selon des prix et des coûts constants et prévisionnels, et calculée au taux d'actualisation de 10 % par année, est présentée ci-après :

Catégorie de réserve	Groupe de production	Valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs avant impôts (calculée au taux d'actualisation de 10 %/an)	Valeur unitaire[3]
		(en millions $)	($/b/$ / kpi^3)
Canada			
Réserves prouvées	Pétrole brut léger et moyen[1]	1 510	25,27 $
	Pétrole lourd[1]	707	26.06 $
	Gaz naturel[2]	2 613	3,27 $
Réserves prouvées et probables	Pétrole brut léger et moyen[1]	1 817	23,98 $
	Pétrole lourd[1]	885	23,74 $
	Gaz naturel[2]	3 324	2,99 $
États-Unis			
Réserves prouvées	Pétrole brut léger et moyen[1]	692	31,67 $
	Pétrole lourd[1]	—	—
	Gaz naturel[2]	49	3,88 $
Réserves prouvées et probables	Pétrole brut léger et moyen[1]	830	30,07 $
	Pétrole lourd[1]	—	—
	Gaz naturel[2]	66	3,59 $

Notes :

(1) Inclut la valeur actualisée nette du gaz en solution et des autres sous-produits.
(2) Inclut la valeur actualisée nette des sous-produits, mais exclut le gaz en solution et les sous-produits tirés des puits de pétrole.
(3) Calculée au moyen des réserves de pétrole net et de gaz net et d'hypothèses de prix et de coûts prévisionnels.

Production estimée pour l'estimation des réserves brutes

Le volume de production estimé pour 2009 au moment de la préparation des estimations des réserves prouvées brutes et des réserves probables brutes est exposé ci-après. Sproule a estimé la production au Canada et NSAI a estimé la production aux États-Unis.

	Réserves prouvées brutes							
	Canada				États-Unis			
Type de produit	Production totale estimée – 2009		Production quotidienne moyenne estimée – 2009		Production totale estimée – 2009		Production quotidienne moyenne estimée – 2009	
Pétrole brut								
Pétrole brut léger et moyen	5 771	kb	15 812	b/j	2 989	kb	8 188	b/j
Pétrole lourd	3 330	kb	9 123	b/j	—	kb	—	b/j
Total – pétrole brut	9 101	kb	24 935	b/j	2 989	kb	8 188	b/j
Liquides de gaz naturel	1 508	kb	4 131	b/j	—	kb	—	b/j
Total – liquides	10 609	kb	29 066	b/j	2 989	kb	8 188	b/j
Gaz naturel	114 668	Mpi^3	314 160	kpi^3/j	2 834	Mpi^3	7 763	kpi^3/j
Total	29 721	kbep	81 426	bep/j	3 461	kbep	9 482	bep/j

	Réserves probables brutes							
	Canada				États-Unis			
Type de produit	Production totale estimée – 2009		Production quotidienne moyenne estimée – 2009		Production totale estimée – 2009		Production quotidienne moyenne estimée – 2009	
Pétrole brut								
Pétrole brut léger et moyen	235	kb	644	b/j	142	kb	389	b/j
Pétrole lourd	87	kb	238	b/j	—	kb	—	b/j
Total – pétrole brut	322	kb	882	b/j	142	kb	389	b/j
Liquides de gaz naturel	88	kb	241	b/j	—	kb	—	b/j
Total – liquides	410	kb	1 123	b/j	142	kb	389	b/j
Gaz naturel	6 014	Mpi^3	16 474	kpi^3/j	406	Mpi^3	1 112	kpi^3/j
Total	1 412	kbep	3 869	bep/j	210	kbep	575	bep/j

Frais de mise en valeur futurs

Les frais de mise en valeur déduits de l'estimation de la valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs est présentée ci-après (voir également « Information sur l'exploitation — Activités d'exploration et de mise en valeur ») :

	CANADA				ÉTATS-UNIS			
	Réserves prouvées		Réserves prouvées et probables		Réserves prouvées		Réserves prouvées et probables	
Année	Non actualisés	Calculés au taux d'actualisation de 10 %/an	Non actualisés	Calculés au taux d'actualisation de 10 %/an	Non actualisés	Calculés au taux d'actualisation de 10 %/an	Non actualisés	Calculés au taux d'actualisation de 10 %/an
	(en millions $)							
2009	297	286	338	325	57	55	57	55
2010	197	170	234	203	3	2	3	2
2011	148	117	176	138	—	—	—	—
2012	50	36	74	53	—	—	—	—
2013	15	10	25	16	—	—	—	—
Par la suite	6	2	19	10	—	—	—	—
Total	713	621	866	745	60	57	60	57

VARIATION DES RÉSERVES

Enerplus a remplacé environ 78 % de ses réserves produites en 2008 et le total de ses réserves prouvées et probables à la fin de 2008 est essentiellement similaire aux résultats obtenus à la fin de 2007. Grâce à l'acquisition de Focus et aux activités de mise en valeur d'Enerplus, Enerplus a ajouté plus de 90 Mbep de réserves prouvées et probables. Toutefois, la vente du projet de sables bitumineux Joslyn et la production de 2008 d'Enerplus ont plus que contrebalancé ces ajouts. Le pourcentage des réserves prouvées d'Enerplus par rapport aux réserves totales a augmenté de 8 % (passant de 66 % au 31 décembre 2007 à 74 % au 31 décembre 2008) étant donné le pourcentage plus élevé des réserves prouvées attribuables aux actifs de Focus tandis que la majorité des réserves associées à la concession de sables bitumineux Joslyn appartenaient à la catégorie des réserves probables.

En 2008, Enerplus a ajouté environ 20,0 Mbep de réserves prouvées et probables par l'entremise de son programme de mise en valeur classique, ce qui comprend les éléments qui suivent : (i) 3,4 Mbep de réserves prouvées et probables ajoutées par suite de la révision des prévisions de prix par ses évaluateurs de réserves indépendants externes étant donné que les prix à long terme plus élevés prolongeaient la durée de vie et les réserves prévues dans certaines régions même si les perspectives relatives aux prix à court terme étaient inférieures à celles de 2007; (ii) 6,0 Mbep de réserves prouvées et probables ont été ajoutées aux actifs de Focus, principalement au terrain Shackleton et à d'autres terrains mineurs et (iii) 3,0 Mbep de réserves prouvées et probables ont été ajoutées au terrain Sleeping Giant. Depuis l'acquisition de ce terrain en 2005, les réserves ont augmenté de 48 % grâce à l'ajout de 17,4 Mbep de réserves prouvées et probables, y compris le remplacement de 13,3 Mbep de réserves produites.

Toutefois, Enerplus a également connu des révisions négatives des réserves totalisant 13,6 Mbep, notamment celles qui suivent : (i) 5,6 Mbep ont été éliminés en raison de problèmes de rendement associés à ses terrains de gaz naturel peu profond de Verger, de Hanna Garden et de Medicine Hat South ainsi qu'à son terrain de pétrole non exploité Mitsue; (ii) environ 5,0 Mbep de réserves ont été éliminés des emplacements non mis en valeur de gaz naturel peu profond d'Enerplus, dont la majorité étaient situés sur ses terrains de gaz naturel peu profond de Medicine Hat North et de Verger où des résultats inférieurs aux résultats prévus associés à un budget des dépenses en immobilisations réduit ont entraîné une baisse des projets de dépenses futures associées à ces terrains et (iii) 2,5 Mbep de réserves ont été éliminés du terrain Mount Benjamin d'Enerplus étant donné que l'exploitant ne prévoit pas procéder à des travaux de forage compte tenu des prix actuels des marchandises.

Les tableaux suivants présentent les variations des réserves de pétrole et de gaz naturel d'Enerplus (selon à la fois la participation de la société et les réserves brutes) du 31 décembre 2007 au 31 décembre 2008, par pays et au total, calculées au moyen de prix et de coûts prévisionnels. Dans certaines colonnes, le total peut ne pas correspondre à la somme des éléments en raison de l'arrondissement.

Variation des réserves selon la participation de la société

CANADA	Pétrole léger et moyen			Pétrole lourd			Bitume		
Facteurs	**Prouvées**	**Probables**	**Prouvées et probables**	**Prouvées**	**Probables**	**Prouvées et probables**	**Prouvées**	**Probables**	**Prouvées et probables**
	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)
31 décembre 2007	67 386	17 837	85 223	31 215	10 948	42 163	8 568	54 930	63 498
Acquisitions	3 585	944	4 529	—	—	—	—	—	—
Dessaisissements	—	—	—	—	—	—	(8 568)	(54 930)	(63 498)
Découvertes	114	37	151	—	—	—	—	—	—
Extensions et récupération améliorée	2 922	1 072	3 994	1 899	486	2 385	—	—	—
Facteurs économiques	604	303	907	200	171	371	—	—	—
Révisions techniques	1	(919)	(918)	2 879	1 185	4 064	—	—	—
Production	(6 187)	—	(6 187)	(3 054)	—	(3 054)	—	—	—
31 décembre 2008	68 425	19 274	87 699	33 139	12 790	45 929	—	—	—

CANADA	Liquides de gaz naturel			Gaz associé et non associé (gaz naturel)			Total		
Facteurs	**Prouvées**	**Probables**	**Prouvées et probables**	**Prouvées**	**Probables**	**Prouvées et probables**	**Prouvées**	**Probables**	**Prouvées et probables**
	(kb)	(kb)	(kb)	(Mpi^3)	(Mpi^3)	(Mpi^3)	(kbep)	(kbep)	(kbep)
31 décembre 2007	11 673	3 797	15 470	829 122	308 276	1 137 398	257 029	138 891	395 920
Acquisitions	2 714	831	3 545	337 623	119 352	456 975	62 570	21 667	84 237
Dessaisissements	—	—	—	—	—	—	(8 568)	(54 930)	(63 498)
Découvertes	6	1	7	635	212	847	226	73	299
Extensions et récupération améliorée	331	168	499	24 953	7 976	32 929	9 311	3 055	12 366
Facteurs économiques	94	32	126	7 961	4 070	12 031	2 225	1 184	3 409
Révisions techniques	(186)	(115)	(301)	(55 062)	(42 235)	(97 297)	(6 484)	(6 887)	(13 371)
Production	(1 693)	—	(1 693)	(119 366)	—	(119 366)	(30 828)	—	(30 828)
31 décembre 2008	12 939	4 714	17 653	1 025 866	397 651	1 423 517	285 481	103 053	388 534

ÉTATS-UNIS	Pétrole léger et moyen			Pétrole lourd			Bitume		
Facteurs	**Prouvées**	**Probables**	**Prouvées et probables**	**Prouvées**	**Probables**	**Prouvées et probables**	**Prouvées**	**Probables**	**Prouvées et probables**
	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)
31 décembre 2007	26 637	6 719	33 356	—	—	—	—	—	—
Acquisitions	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Dessaisissements	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Découvertes	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Extensions et récupération améliorée	2 429	521	2 950	—	—	—	—	—	—
Facteurs économiques	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Révisions techniques	465	(373)	92	—	—	—	—	—	—
Production	(3 403)	—	(3 403)	—	—	—	—	—	—
31 décembre 2008	26 128	6 867	32 995	—	—	—	—	—	—

(suite à la page suivante)

ÉTATS-UNIS	Liquides de gaz naturel			Gaz associé et non associé (gaz naturel)			Total		
Facteurs	**Prouvées**	**Probables**	**Prouvées et probables**	**Prouvées**	**Probables**	**Prouvées et probables**	**Prouvées**	**Probables**	**Prouvées et probables**
	(kb)	(kb)	(kb)	(Mpi^3)	(Mpi^3)	(Mpi^3)	(kbep)	(kbep)	(kbep)
31 décembre 2007	112	30	142	36 955	27 938	64 893	32 908	11 406	44 314
Acquisitions	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Dessaisissements	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Découvertes	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Extensions et récupération améliorée	16	11	27	3 940	1 952	5 892	3 102	857	3 959
Facteurs économiques	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Révisions techniques	(2)	10	8	4 433	(6 407)	(1 974)	1 202	(1 431)	(229)
Production	(13)	—	(13)	(4 660)	—	(4 660)	(4 193)	—	(4 193)
31 décembre 2008	113	51	164	40 668	23 483	64 151	33 019	10 832	43 851

TOTAL D'ENERPLUS	Pétrole léger et moyen			Pétrole lourd			Bitume		
Facteurs	**Prouvées**	**Probables**	**Prouvées et probables**	**Prouvées**	**Probables**	**Prouvées et probables**	**Prouvées**	**Probables**	**Prouvées et probables**
	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)
31 décembre 2007	94 023	24 556	118 579	31 215	10 948	42 163	8 568	54 930	63 498
Acquisitions	3 585	944	4 529	—	—	—	—	—	—
Dessaisissements	—	—	—	—	—	—	(8 568)	(54 930)	(63 498)
Découvertes	114	37	151	—	—	—	—	—	—
Extensions et récupération améliorée	5 351	1 593	6 944	1 899	486	2 385	—	—	—
Facteurs économiques	604	303	907	200	171	371	—	—	—
Révisions techniques	466	(1 292)	(826)	2 879	1 185	4 064	—	—	—
Production	(9 590)	—	(9 590)	(3 054)	—	(3 054)	—	—	—
31 décembre 2008	94 553	26 141	120 694	33 139	12 790	45 929	—	—	—

TOTAL D'ENERPLUS	Liquides de gaz naturel			Gaz associé et non associé (gaz naturel)			Total		
Facteurs	**Prouvées**	**Probables**	**Prouvées et probables**	**Prouvées**	**Probables**	**Prouvées et probables**	**Prouvées**	**Probables**	**Prouvées et probables**
	(kb)	(kb)	(kb)	(Mpi^3)	(Mpi^3)	(Mpi^3)	(kbep)	(kbep)	(kbep)
31 décembre 2007	11 785	3 827	15 612	866 077	336 214	1 202 291	289 937	150 297	440 234
Acquisitions	2 714	831	3 545	337 623	119 352	456 975	62 570	21 667	84 237
Dessaisissements	—	—	—	—	—	—	(8 568)	(54 930)	(63 498)
Découvertes	6	1	7	635	212	847	226	73	299
Extensions et récupération améliorée	347	179	526	28 893	9 928	38 821	12 413	3 912	16 325
Facteurs économiques	94	32	126	7 961	4 070	12 031	2 225	1 184	3 409
Révisions techniques	(188)	(105)	(293)	(50 629)	(48 642)	(99 271)	(5 282)	(8 318)	(13 600)
Production	(1 706)	—	(1 706)	(124 026)	—	(124 026)	(35 021)	—	(35 021)
31 décembre 2008	13 052	4 765	17 817	1 066 534	421 134	1 487 668	318 500	113 885	432 385

Variation des réserves brutes

CANADA	Pétrole léger et moyen			Pétrole lourd			Bitume		
Facteurs	**Prouvées**	**Probables**	**Prouvées et probables**	**Prouvées**	**Probables**	**Prouvées et probables**	**Prouvées**	**Probables**	**Prouvées et probables**
	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)
31 décembre 2007	66 672	17 645	84 317	31 175	10 924	42 099	8 568	54 930	63 498
Acquisitions	3 582	942	4 524	—	—	—	—	—	—
Dessaisissements	—	—	—	—	—	—	(8 568)	(54 930)	(63 498)
Découvertes	114	37	151	—	—	—	—	—	—
Extensions et récupération améliorée	2 863	1 038	3 901	1 896	486	2 382	—	—	—
Facteurs économiques	604	303	907	200	171	371	—	—	—
Révisions techniques	(27)	(920)	(947)	2 861	1 184	4 045	—	—	—
Production	(6 088)	—	(6 088)	(3 028)	—	(3 028)	—	—	—
31 décembre 2008	67 720	19 045	86 765	33 104	12 765	45 869	—	—	—

(suite à la page suivante)

CANADA	Liquides de gaz naturel			Gaz associé et non associé (gaz naturel)			Total		
Facteurs	**Prouvées**	**Probables**	**Prouvées et probables**	**Prouvées**	**Probables**	**Prouvées et probables**	**Prouvées**	**Probables**	**Prouvées et probables**
	(kb)	(kb)	(kb)	(Mpi^3)	(Mpi^3)	(Mpi^3)	(kbep)	(kbep)	(kbep)
31 décembre 2007	11 481	3 730	15 211	804 128	301 400	1 105 528	251 917	137 462	389 379
Acquisitions	2 714	831	3 545	337 591	119 332	456 923	62 561	21 662	84 223
Dessaisissements	—	—	—	—	—	—	(8 568)	(54 930)	(63 498)
Découvertes	6	1	7	617	209	826	223	73	296
Extensions et récupération améliorée	322	165	487	24 701	7 875	32 576	9 198	3 001	12 199
Facteurs économiques	94	32	126	7 961	4 070	12 031	2 225	1 184	3 409
Révisions techniques	(217)	(111)	(328)	(53 112)	(41 263)	(94 375)	(6 235)	(6 723)	(12 958)
Production	(1 662)	—	(1 662)	(115 842)	—	(115 842)	(30 085)	—	(30 085)
31 décembre 2008	12 738	4 648	17 386	1 006 044	391 623	1 397 667	281 236	101 729	382 965

ÉTATS-UNIS	Pétrole léger et moyen			Pétrole lourd			Bitume		
Facteurs	**Prouvées**	**Probables**	**Prouvées et probables**	**Prouvées**	**Probables**	**Prouvées et probables**	**Prouvées**	**Probables**	**Prouvées et probables**
	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)
31 décembre 2007	26 588	6 703	33 291	—	—	—	—	—	—
Acquisitions	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Dessaisissements	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Découvertes	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Extensions et récupération améliorée	2 429	521	2 950	—	—	—	—	—	—
Facteurs économiques	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Révisions techniques	435	(374)	61	—	—	—	—	—	—
Production	(3 382)	—	(3 382)	—	—	—	—	—	—
31 décembre 2008	26 070	6 850	32 920	—	—	—	—	—	—

ÉTATS-UNIS	Liquides de gaz naturel			Gaz associé et non associé (gaz naturel)			Total		
Facteurs	**Prouvées**	**Probables**	**Prouvées et probables**	**Prouvées**	**Probables**	**Prouvées et probables**	**Prouvées**	**Probables**	**Prouvées et probables**
	(kb)	(kb)	(kb)	(Mpi^3)	(Mpi^3)	(Mpi^3)	(kbep)	(kbep)	(kbep)
31 décembre 2007	—	—	—	24 676	24 551	49 227	30 701	10 795	41 496
Acquisitions	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Dessaisissements	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Découvertes	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Extensions et récupération améliorée	—	—	—	2 387	818	3 205	2 827	657	3 484
Facteurs économiques	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Révisions techniques	—	—	—	4 242	(7 667)	(3 425)	1 141	(1 651)	(510)
Production	—	—	—	(3 334)	—	(3 334)	(3 938)	—	(3 938)
31 décembre 2008	—	—	—	27 971	17 702	45 673	30 731	9 801	40 532

TOTAL D'ENERPLUS	Pétrole léger et moyen			Pétrole lourd			Bitume		
Facteurs	**Prouvées**	**Probables**	**Prouvées et probables**	**Prouvées**	**Probables**	**Prouvées et probables**	**Prouvées**	**Probables**	**Prouvées et probables**
	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)
31 décembre 2007	93 260	24 348	117 608	31 175	10 924	42 099	8 568	54 930	63 498
Acquisitions	3 582	942	4 524	—	—	—	—	—	—
Dessaisissements	—	—	—	—	—	—	(8 568)	(54 930)	(63 498)
Découvertes	114	37	151	—	—	—	—	—	—
Extensions et récupération améliorée	5 292	1 559	6 851	1 896	486	2 382	—	—	—
Facteurs économiques	604	303	907	200	171	371	—	—	—
Révisions techniques	408	(1 294)	(886)	2 861	1 184	4 045	—	—	—
Production	(9 470)	—	(9 470)	(3 028)	—	(3 028)	—	—	—
31 décembre 2008	93 790	25 895	119 685	33 104	12 765	45 869	—	—	—

(suite à la page suivante)

TOTAL D'ENERPLUS	Liquides de gaz naturel			Gaz associé et non associé (gaz naturel)			Total		
Facteurs	**Prouvées**	**Probables**	**Prouvées et probables**	**Prouvées**	**Probables**	**Prouvées et probables**	**Prouvées**	**Probables**	**Prouvées et probables**
	(kb)	(kb)	(kb)	(Mpi^3)	(Mpi^3)	(Mpi^3)	(kbep)	(kbep)	(kbep)
31 décembre 2007	11 481	3 730	15 211	828 804	325 951	1 154 755	282 618	148 257	430 875
Acquisitions	2 714	831	3 545	337 591	119 332	456 923	62 561	21 662	84 223
Dessaisissements	—	—	—	—	—	—	(8 568)	(54 930)	(63 498)
Découvertes	6	1	7	617	209	826	223	73	296
Extensions et récupération améliorée	322	165	487	27 088	8 693	35 781	12 025	3 658	15 683
Facteurs économiques	94	32	126	7 961	4 070	12 031	2 225	1 184	3 409
Révisions techniques	(217)	(111)	(328)	(48 870)	(48 930)	(97 800)	(5 094)	(8 374)	(13 468)
Production	(1 662)	—	(1 662)	(119 176)	—	(119 176)	(34 023)	—	(34 023)
31 décembre 2008	12 738	4 648	17 386	1 034 015	409 325	1 443 340	311 967	111 530	423 497

RÉSERVES NON MISES EN VALEUR

Les tableaux suivants font état des volumes des réserves non mises en valeur prouvées et des réserves non mises en valeur probables d'Enerplus qui ont été attribuées d'abord aux années indiquées.

Réserves prouvées non mises en valeur

	Pétrole brut					
Année[(1)]	**Lourd**	**Léger et moyen**	**Bitume**	**LNG**	**Gaz naturel**	**Total**
	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(Gpi^3)	(kbep)
Total avant 2006	3 797	5 381	9 308	1 274	196,0	52 427
2006	282	2 551	—	150	31,0	8 150
2007	858	4 782	—	215	24,1	9 865
2008	1 100	3 496	—	173	13,6	7 036

Réserves probables non mises en valeur

	Pétrole brut					
Année[(1)]	**Lourd**	**Léger et moyen**	**Bitume**	**LNG**	**Gaz naturel**	**Total**
	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(Gpi^3)	(kbep)
Total avant 2006	126	4 791	47 747	471	103,7	70 427
2006	39	1 052	6 935	90	13,0	10 283
2007	1 007	1 214	4 064	101	17,7	9 342
2008	665	1 246	—	169	10,8	3 880

Note :

(1) Les volumes d'abord attribués comprennent les ajouts au cours de l'année et ne comprennent pas les révisions apportées aux réserves non mises en valeur antérieures.

Enerplus attribue des réserves non mises en valeur prouvées et probables selon les pratiques en matière d'ingénierie et de géologie acceptées telles qu'elles sont définies dans le Règlement 51-101. Ces pratiques comprennent la détermination de réserves selon des coefficients de contrôle commerciaux provenant soit de tests de production ou d'essais aux tiges, des extensions de gisements connus fondées sur des renseignements géologiques ou géophysiques, et l'optimisation des champs existants. Enerplus a procédé activement au cours des dernières années au forage et à la mise en valeur de ces réserves non mises en valeur. Selon les estimations quant aux dépenses en immobilisations futures, Enerplus s'attend à ce que cela se poursuive.

FACTEURS OU INCERTITUDES SIGNIFICATIFS

À l'exception des facteurs communiqués ou décrits dans les tableaux ci-dessus, Enerplus n'a connaissance d'aucun autre facteur économique important ou d'aucune autre éventualité importante qui pourraient avoir une incidence sur l'une ou l'autre des composantes de ses données sur les réserves.

Pour obtenir d'autres renseignements, voir « Facteurs de risque — Les réserves et les ressources réelles d'Enerplus seront différentes de ses estimations de réserves et de ressources et l'écart pourrait être important ».

RÉSERVES PROUVÉES ET PROBABLES INEXPLOITÉES

Enerplus a environ 7 450,0 kbep de réserves prouvées et probables susceptibles de production mais qui, au 31 décembre 2008, étaient inexploitées. Ces réserves ont en général été inexploitées pendant des périodes allant de quelques mois à plus de cinq ans. En général, ces réserves sont liées à des volumes exploitables commercialement qui sont inexploités en raison des besoins au chapitre de la production d'autres formations ou zones de réserves du même puits de forage, ou elles sont liées à des volumes dont la production ne peut commencer avant la réalisation d'infrastructures.

Information supplémentaire sur l'exploitation

ACQUISITIONS ET DESSAISISSEMENTS

En 2008, Enerplus a acquis une participation de société dans des réserves de pétrole et de gaz naturel classiques prouvées et probables d'environ 84,0 Mbep et une production d'environ 20 000 bep/j (18 000 bep/j annualisés à compter de la date de clôture) par l'acquisition de Focus, réalisée le 13 février 2008, comme il est décrit à la rubrique « Développement général du Fonds Enerplus Resources — Développement au cours des trois derniers exercices — Acquisition de Focus Energy Trust ». Le 31 juillet 2008, Enerplus a vendu sa participation directe de 15 % dans la concession de sables bitumineux Joslyn à Occidental Petroleum Corporation pour un produit net d'environ 502 M$, après ajustements et déduction faite des frais d'opération, comme il est décrit à la rubrique « Développement général du Fonds Enerplus Resources — Développement au cours des trois derniers exercices — Dessaisissement du projet Joslyn ». Le tableau suivant résume les acquisitions et les dessaisissements d'Enerplus en 2008.

Sommaire des acquisitions et des dessaisissements en 2008

	Coût/produit	Réserves prouvées et probables estimées	Production	Coût des réserves prouvées et probables	Coût par baril quotidien produit
Pétrole et gaz naturel classiques	(M$)	(kbep)	(bep/j)	($/bep)	(K$)
Acquisitions, déduction faite des dessaisissements	1 770,0[(1)]	84 237	20 668	21,01	85 640
Dessaisissements de sables bitumineux	502,0	63 498	—	14,36[(2)]	s.o.

Notes :

(1) Compte tenu du fonds de roulement et compte non tenu de la mise en valeur future.
(2) Comprend le capital de mise en valeur futur.

PARTICIPATION DANS DES SOCIÉTÉS

Au cours de 2008, Enerplus a poursuivi sa stratégie d'investissement dans de petites entreprises du secteur de l'énergie ayant un potentiel stratégique pour Enerplus. Jusqu'à présent, Enerplus a investi dans des sociétés d'exploration et de production classiques au Canada et à l'étranger, de mise en valeur des sables bitumineux et d'infrastructures de sables bitumineux. Les liens découlant de ces investissements ont permis de découvrir de nouvelles technologies et zones pétrolières potentiellement intéressantes, d'accroître les opérations, d'obtenir des avantages concurrentiels liés aux acquisitions et d'améliorer la monétisation des actifs autres que les actifs principaux.

Enerplus peut poursuivre sa stratégie en 2009 de façon sélective. Depuis la mise en application de cette stratégie, Enerplus a investi environ 82 M$ dans plus de 10 investissements, a obtenu des produits de vente de plus de 59 M$ et détient actuellement un portefeuille d'une valeur d'environ 47 M$ au 31 décembre 2008.

SANTÉ, SÉCURITÉ ET ENVIRONNEMENT

Enerplus donne une grande priorité à la protection de son environnement et à la santé et sécurité de ses employés, de ses entrepreneurs et du public dans les collectivités où des personnes vivent et travaillent. Enerplus participe activement aux programmes reconnus de l'industrie aux niveaux les plus élevés dans un effort d'appuyer une amélioration continue.

Santé et sécurité

Le rendement d'Enerplus en matière de sécurité en 2008 a reculé légèrement par rapport à 2007, mais est demeuré légèrement supérieur à la moyenne si on le compare à la moyenne de l'industrie enregistrée par l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP). En 2008, Enerplus a enregistré un taux de blessure des employés de 0,42 blessure par 200 000 heures-personnes comparativement à 0,17 blessure par 200 000 heures-personnes en 2007. En outre, la fréquence des pertes de temps des entrepreneurs d'Enerplus à

la suite de blessures est passée de 0,10 blessure par 200 000 heures-personnes en 2007 à 0,25 blessure en 2008. Même si la majorité des incidents survenus étaient mineurs, Enerplus s'efforce d'être proactive dans la prévention des incidents.

Les risques relatifs à la santé, à la sécurité et à l'environnement (« **SSE** ») ont une incidence sur les pratiques en milieu de travail, sur les coûts d'exploitation et sur la mise en place de normes réglementaires. Enerplus maintien un système complet de gestion de la SSE conçu pour :

- accroître la sensibilisation à la sécurité et promouvoir l'amélioration continue et l'excellence en matière de sécurité;
- dispenser au personnel la formation et les ressources nécessaires à l'exercice sécuritaire des fonctions;
- intégrer l'évaluation des dangers et la gestion des risques dans les activités quotidiennes;
- contrôler le rendement pour que les activités soient conformes aux obligations légales et aux normes internes.

Enerplus continue d'élaborer et de mettre en œuvre des mesures de prévention proactive et de mener des recherches à ce sujet et d'apporter des améliorations au programme de gestion de la sécurité en vue de soutenir sa priorité et son engagement continus visant à établir un lieu de travail sans blessure. La direction d'Enerplus maintient son engagement à améliorer son rendement en matière de santé et de sécurité en soutenant une culture où tous les employés et entrepreneurs placent la sécurité au cœur de leurs activités quotidiennes.

Environnement

Enerplus est engagée à respecter ses obligations en matière de protection de l'environnement grâce à divers programmes et elle voit activement à se conformer aux exigences de tous les organismes de réglementation. En particulier, Enerplus exerce les activités suivantes :

- Enerplus participe au niveau le plus élevé (platine) au programme de gestion organisé par l'ACPP. La participation d'Enerplus à ce programme nécessite son engagement envers l'amélioration continue de son système de gestion de SSE, notamment une bonne planification et mise en œuvre, des communications ouvertes, un rendement démontré et une vérification externe exhaustive de ses activités au moins une fois tous les cinq ans;
- Les dépenses associées à la remise en état et à l'abandon des sites ont augmenté de 20 % par rapport à l'exercice précédent pour atteindre 24,6 M$ en 2008. Les dépenses associées à la remise en état et à l'abandon des sites pour 2008 ont atteint 10,3 M$ au total, une hausse de 2,1 M$ par rapport à 2007 surtout attribuable à une hausse du nombre de puits abandonnés au cours de l'année. Les dépenses de remise en état pour 2008 ont atteint 14,3 M$ au total, en hausse par rapport à 12,3 M$ en 2007. La remise en état d'un site se produit lorsque les zones sont remises dans leur état original une fois les opérations terminées;
- En 2008, Enerplus a continué de rehausser ses efforts visant l'intégrité de son réseau collecteur de pipelines en appliquant surtout des inhibiteurs de corrosion. Comme c'est souvent le cas avec la mise en œuvre de nouveaux programmes d'inhibiteurs, on a observé une augmentation initiale des bris de pipeline en 2008, alors que le taux de défaillance par millier de kilomètres de pipelines (45 défaillances sur 7 270 kilomètres de pipeline de collecte exploité) a crû d'environ 35 % par rapport à 2007 pour atteindre des niveaux comparables aux niveaux enregistrés par Enerplus en 2005 et en 2006. Enerplus s'attend à ce que la hausse du taux de défaillance observée en 2008 s'amenuise en 2009.
- Enerplus applique un programme d'inspection des sites et un programme de gestion des risques de corrosion pour assurer la conformité aux lois et règlements sur la SSE. Enerplus a une assurance couvrant une partie de ses pertes de biens, de sa responsabilité et de l'interruption des activités. Les nouvelles et les risques liés à la SSE sont revus régulièrement par le comité de la SSE du conseil d'administration d'EnerMark.

Enerplus s'efforce d'exercer ses activités et son exploitation conformément à tous les règlements applicables et pertinents en matière d'environnement et selon les bonnes pratiques de l'industrie. Actuellement, Enerplus est d'avis qu'elle respecte toutes les lois et tous les règlements environnementaux importants en vigueur et elle compte continuer de s'y conformer à l'avenir et elle estime qu'elle a inclus les montants appropriés dans son budget de dépenses en immobilisations pour continuer à respecter ses obligations continues en matière d'environnement. Les coûts engagés par Enerplus pour assurer la conformité continue en matière d'environnement et les coûts liés à la restauration de sites équivalent à environ 4 % des dépenses totales de mise en valeur engagées par Enerplus en 2008. Des règlements portant spécifiquement sur les gaz à effet de serre ont été adoptés en Alberta et en Colombie-Britannique. En Alberta, même si Enerplus n'exploite pas d'installations considérées comme de grands émetteurs (voir « Conditions dans l'industrie — Réglementation environnementale »), elle est tenue de payer sa quote-part des coûts associés aux installations de grands émetteurs exploitées par des tiers et ces coûts étaient tout juste inférieurs à 0,1 M$ en 2008. En Colombie-Britannique, Enerplus est soumise à la taxe sur le carbone introduite au milieu de l'année 2008. Le coût de cette taxe est estimé à 0,5 MM $ annuellement. Avant que la réglementation fédérale en matière de gaz à effet de serre ne soit déterminée avec plus de certitude, Enerplus n'est pas en mesure d'estimer ses coûts éventuels futurs dans ce domaine. Voir « Conditions dans l'industrie — Réglementation environnementale » et « Facteurs de risque ».

Dans l'ensemble, Enerplus estime que ses activités relatives à la SSE confirment son engagement continu envers la gestion de l'environnement et la santé et sécurité de ses employés, de ses entrepreneurs et du grand public dans les collectivités où elle exerce ses activités.

ASSURANCE

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

PERSONNEL

Au 31 décembre 2008, Enerplus employait un total de 811 personnes.

Renseignements sur le Fonds Enerplus Resources

DESCRIPTION DES PARTS DE FIDUCIE ET DE L'ACTE DE FIDUCIE

Le texte qui suit est un résumé de certaines dispositions de l'acte de fiducie et des parts de fiducie. Pour obtenir une description complète, on doit se référer à l'acte de fiducie, que l'on peut consulter aux bureaux du fiduciaire ou en obtenir un exemplaire auprès de celui-ci. Une copie de l'acte de fiducie a été déposée dans le profil du Fonds sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com le 30 mai 2008 et sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov le 11 juin 2008.

Généralités

Le Fonds a été constitué, et les parts de fiducie sont émises, aux termes de l'acte de fiducie. L'acte de fiducie prévoit notamment l'administration du Fonds, l'investissement des actifs du Fonds, le calcul et le versement des distributions aux porteurs de parts, la convocation et la tenue des assemblées des porteurs de parts, la nomination et la destitution du fiduciaire, le rachat des parts de fiducie et le versement des distributions par le Fonds à ses porteurs de parts. Certaines questions, notamment des modifications importantes apportées à l'acte de fiducie, la dissolution anticipée du Fonds et la vente ou la cession des biens du Fonds en totalité ou en quasi-totalité, nécessitent l'approbation des porteurs de parts par voie de résolution extraordinaire (c'est-à-dire $66^2/_3$ % des voix exprimées) des porteurs de parts. Voir « — Assemblées des porteurs de parts et droits de vote » et « — Modifications apportées à l'acte de fiducie » ci-après.

Parts de fiducie et autres titres du Fonds

Le Fonds est autorisé à émettre un nombre illimité de parts de fiducie et un nombre illimité de droits de vote spéciaux. Chaque part de fiducie représente une participation véritable indivise et égale dans le Fonds et toutes les parts de fiducie donnent droit de façon égale à toutes les distributions provenant du Fonds et à tous les actifs du Fonds à la dissolution ou à la liquidation de celui-ci. Chaque part de fiducie donne droit à son porteur à une voix lors des assemblées des porteurs de parts. Aucun porteur de parts n'est tenu de payer de sommes supplémentaires ni de faire de cotisations subséquentes à l'égard des parts de fiducie. Les parts de fiducie ne sont assorties d'aucun droit de conversion ou droit préférentiel de souscription.

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

Pour une description du droit de vote spécial émis le 13 février 2008 relativement à la part de société en commandite échangeable d'EELP prise en charge par Enerplus dans le cadre de son acquisition de Focus, se reporter à l'annexe F — Information concernant Enerplus Exchangeable Limited Partnership.

Le fiduciaire

Société de fiducie Computershare du Canada est le fiduciaire du Fonds et agit également à titre d'agent des transferts et d'agent chargé de la tenue des registres pour les parts de fiducie. Aux termes de l'acte de fiducie, sous réserve des limites déterminées et de l'attribution des pouvoirs à EnerMark prévus dans l'acte de fiducie, le fiduciaire a la compétence, l'autorité et le contrôle complets, absolus et exclusifs à l'égard des terrains et des activités du Fonds au même titre que s'il était lui-même le propriétaire unique des terrains et peut prendre toutes les mesures et exercer toutes les actions, selon son jugement et à son gré, qu'il juge nécessaires, accessoires ou souhaitables dans l'exercice de ses fonctions de fiduciaire, comme l'établit l'acte de fiducie. En particulier, le fiduciaire est notamment responsable de verser des distributions aux porteurs de parts ou de leur remettre d'autres biens, de tenir certains registres du Fonds et de fournir certains rapports aux porteurs de parts.

Toutefois, certains pouvoirs, compétences et obligations ont été attribués à EnerMark dans l'acte de fiducie, y compris la responsabilité relative à l'administration générale et à la gestion au quotidien des affaires et des activités du Fonds. D'autres pouvoirs et responsabilités peuvent être délégués à d'autres personnes si le fiduciaire le juge nécessaire ou souhaitable. Voir « Responsabilités d'EnerMark et délégation à EnerMark » ci-après.

Le fiduciaire peut être destitué au moyen d'un avis écrit délivré par EnerMark au fiduciaire si ce dernier ne respecte pas certains critères énoncés dans l'acte de fiducie ou avec l'approbation des porteurs de parts représentant au moins $66^2/_3$ % des voix exprimées à une assemblée des porteurs de parts convoquée à cette fin. Le fiduciaire ou tout successeur peut remettre sa démission en donnant un préavis de 60 jours à EnerMark. Cette démission ou destitution entre en vigueur lorsque le fiduciaire remplaçant accepte sa nomination. Si le fiduciaire est destitué par EnerMark, cette dernière peut nommer un fiduciaire remplaçant. Si le fiduciaire démissionne ou est destitué par les porteurs de parts, EnerMark ou les porteurs de parts devront nommer son remplaçant. Si le fiduciaire remplaçant n'accepte pas sa nomination à titre de fiduciaire, un fiduciaire remplaçant peut être nommé par le tribunal.

L'acte de fiducie prévoit que le fiduciaire doit exercer ses pouvoirs et s'acquitter des fonctions afférentes à son poste honnêtement, de bonne foi et dans l'intérêt du Fonds et de ses porteurs de parts et déployer le degré de soin, de diligence et d'habileté dont une personne raisonnablement prudente ferait preuve dans des circonstances comparables. Si l'exécution de certaines fonctions et activités a été attribuée, allouée ou déléguée à EnerMark dans l'acte de fiducie ou si le fiduciaire a fait appel à EnerMark afin d'acquitter ses fonctions, le fiduciaire est réputé avoir respecté les normes de diligence qui s'appliquent à lui.

Aux termes de l'acte de fiducie, le fiduciaire ne sera responsable (i) d'aucune mesure prise de bonne foi sur le fondement de documents paraissant à première vue dûment signés ni d'aliénation des fonds ou des titres, (ii) d'aucune diminution ou perte de valeur subie par suite de la vente de tout titre ou de tout élément d'actif (iii) d'aucune inexactitude quant à une évaluation ou un conseil fournis par EnerMark ou par un expert ou autre conseiller dont on a retenu les services ni d'aucun recours à une telle évaluation ou à un tel conseil (iv) d'aucune aliénation de fonds ou de titres ni (v) d'aucune action ou omission d'agir de la part d'EnerMark ou de toute autre personne à qui le fiduciaire a dûment délégué ses fonctions. Cependant, ces dispositions ne protégeront aucunement le fiduciaire en cas d'inconduite volontaire, de mauvaise foi, de négligence ou de mépris de ses obligations et de ses devoirs, ni dans les cas où il omet d'agir avec le degré de soin décrit ci-dessus. Le fiduciaire peut retenir les services d'un expert ou d'un conseiller dans l'exécution des fonctions qui lui incombent aux termes de l'acte de fiducie et peut agir ou refuser d'agir sur les conseils de cet expert ou de ce conseiller, sans engager sa responsabilité.

Si le fiduciaire respecte les normes de diligence qui s'appliquent à lui, il sera indemnisé par le Fonds, EnerMark et ERC de tous coûts ou de toutes obligations qui lui sont imposés en conséquence de l'exécution de ses fonctions, mais il n'aura aucun autre recours contre les porteurs de parts du Fonds. L'acte de fiducie renferme en outre d'autres dispositions habituelles limitant la responsabilité du fiduciaire. Le fiduciaire a le droit de recevoir du Fonds les honoraires dont peuvent convenir par écrit EnerMark, pour le compte du Fonds, et le fiduciaire, et d'être remboursé par le Fonds des dépenses qu'il a engagées dans le cadre de son mandat de fiduciaire.

Responsabilités d'EnerMark et délégation à EnerMark

Aux termes de l'acte de fiducie, outre les fonctions d'EnerMark décrites ailleurs dans la présente notice annuelle, EnerMark est responsable de l'administration générale et de la gestion des affaires et des opérations au quotidien du Fonds. Le fiduciaire est également autorisé à déléguer les pouvoirs et les fonctions qui lui sont attribués (dans la mesure permise par la loi) à toute personne s'il le juge souhaitable ou désirable. Toutes les questions d'exploitation et les questions stratégiques d'importance concernant le Fonds ont été soit attribuées soit déléguées à EnerMark dans l'acte de fiducie, notamment la responsabilité (i) de déterminer le moment et les conditions de placements ou de rachats de parts de fiducie et d'autres titres du Fonds, (ii) de prendre en charge toutes les questions relatives aux emprunts du Fonds, dont les ententes d'attribution de titres et les conventions de subordination du Fonds, (iii) d'exercer les droits de vote se rattachant à tous les titres détenus par le Fonds (sous réserve des restrictions prévues dans l'acte de fiducie), (iv) d'approuver les documents d'information du Fonds, (v) de se charger de toutes les questions concernant une offre publique d'achat, une fusion, un arrangement, une acquisition substantielle d'actifs ou une opération similaire touchant le Fonds, (vi) de veiller à ce que le Fonds respecte ses obligations d'information continue en vertu des lois applicables en matière de

valeurs mobilières, (vii) de fournir des services de relations avec les investisseurs, (viii) de préparer et de faire en sorte que soit fournie aux porteurs de parts toute l'information à laquelle ils ont droit aux termes de l'acte de fiducie et des lois applicables; (ix) de convoquer et de tenir des assemblées de porteurs de parts ainsi que de préparer, d'approuver et d'organiser la distribution des documents requis, y compris les avis de convocation aux assemblées et les circulaires de sollicitation de procurations concernant de telles assemblées, (x) de calculer, de déterminer et d'approuver le versement de distributions aux porteurs de parts ainsi que de donner la directive au fiduciaire de procéder aux distributions et (xi) de faire de son mieux afin de veiller à ce que le Fonds maintienne son statut de fiducie de fonds commun de placement aux termes de la Loi de l'impôt. L'acte de fiducie permet à EnerMark de déléguer ses responsabilités, mais une telle délégation ne dégagera pas EnerMark de ses obligations aux termes de l'acte de fiducie. Si, toutefois, EnerMark délègue ses responsabilités à une tierce partie et, de ce fait, ne se soustrait pas aux normes de diligence qui s'appliquent à lui, EnerMark ne sera pas responsable des actions ou des omissions du délégataire.

Dans l'exercice de ses pouvoirs et lorsqu'il délègue ses fonctions aux termes de l'acte de fiducie, EnerMark est tenue d'agir honnêtement, de bonne foi et en tenant compte des meilleurs intérêts du Fonds et des porteurs de parts, et devra déployer le degré de soin, de diligence et d'habileté dont une personne raisonnablement prudente, qui aurait des responsabilités analogues à celles exposées dans l'acte de fiducie, ferait preuve dans des circonstances comparables. L'acte de fiducie prévoit également certains droits, restrictions et limites concernant l'exercice par EnerMark des fonctions qui lui sont attribuées aux termes de l'acte de fiducie ou qui lui ont été déléguées par le fiduciaire. L'acte de fiducie stipule que le fiduciaire ne sera aucunement responsable envers un porteur de parts ou une autre personne par suite de l'attribution et de l'allocation de certains pouvoirs et responsabilités à EnerMark aux termes de l'acte de fiducie ou de la délégation par le fiduciaire de l'un de ses pouvoirs ou de l'une de ses fonctions à EnerMark.

Certaines restrictions des pouvoirs du fiduciaire et d'EnerMark

L'acte de fiducie prévoit que ni le fiduciaire ni EnerMark peuvent, sans l'approbation des porteurs de parts du Fonds par voie de résolution ordinaire (c'est-à-dire l'approbation par une majorité des voix exprimées), exercer les droits de vote se rattachant aux actions d'EnerMark afin de nommer, de démettre de leurs fonctions ou de remplacer les administrateurs d'EnerMark ou de nommer ou de changer les vérificateurs du fonds, sauf pour combler une vacance au bureau des vérificateurs. De plus, l'acte de fiducie stipule que ni le fiduciaire ni EnerMark peuvent, sans l'approbation des porteurs de parts par voie de résolution extraordinaire (c'est-à-dire l'approbation par au moins $66^2/_3$ % des voix exprimées) :

(i) modifier l'acte de fiducie (sauf dans les circonstances décrites à la rubrique « — Modifications apportées à l'acte de fiducie » ci-après);

(ii) vendre, céder, louer, échanger ou aliéner autrement, ou accepter de le faire, la totalité ou la quasi-totalité des biens et des actifs du Fonds, sauf (A) parallèlement à une restructuration interne des actifs directs et indirects du Fonds par suite de laquelle le Fonds a la même participation directe ou indirecte dans tels biens ou actifs qu'avant la restructuration ou (B) aux termes d'un nantissement relatif aux emprunts contractés par le Fonds ou ses filiales;

(iii) autoriser la dissolution ou la liquidation du Fonds;

(iv) autoriser le regroupement, la fusion ou une autre opération similaire entre le Fonds et toute autre personne qui n'est pas un membre de son groupe ou une personne ayant un lien avec le Fonds, sauf dans le cadre d'une restructuration interne du Fonds et des membres de son groupe (précisons qu'une offre publique d'achat réalisée par le Fonds ou pour le compte de celui-ci, une acquisition réalisée par le Fonds ou pour le compte de celui-ci au moyen d'un plan d'arrangement ou de l'acquisition par le Fonds de tous ou de presque tous les actifs d'une autre personne ne sont pas soumises à l'approbation des porteurs de parts).

De plus, ni le fiduciaire ni EnerMark ne devraient prendre, ou omettre de prendre, de mesures qui feraient en sorte que le Fonds ne serait pas admissible en tant que *fiducie de fonds commun de placement* en vertu de la Loi de l'impôt.

Le fiduciaire a délégué l'exercice des droits de vote se rattachant aux titres détenus par le Fonds (soit principalement les actions ordinaires d'EnerMark) à EnerMark, sous réserve des restrictions à l'égard de

l'exercice des droits de vote se rattachant à ces titres prévues dans l'acte de fiducie. Dans certaines circonstances, y compris celles décrites ci-dessus, avant que le Fonds (par l'entremise d'EnerMark) puisse exercer les droits de vote se rattachant à ces titres, les porteurs de parts du Fonds doivent d'abord procéder à un vote sur la question, conformément aux dispositions de l'acte de fiducie. EnerMark est alors tenue d'exercer les droits de vote se rattachant à tous les titres applicables détenus par le Fonds pour ou contre la question dans une proportion équivalente aux voix exprimées par les porteurs de parts du Fonds pour ou contre la question, selon le cas.

Dispositions relatives à la propriété par des non-résidents

Tant et aussi longtemps que le Fonds peut se prévaloir de l'exception relative aux BCI décrite à « Facteurs de risque — Risques liés à la structure d'Enerplus et à la propriété des parts de fiducie — Les modifications apportées aux lois fiscales et aux autres lois peuvent nuire aux porteurs de parts », la Loi de l'impôt ne contient pas de limite précise quant au niveau de propriété des parts de fiducie que peuvent avoir les non-résidents du Canada. Toutefois, lorsque le Fonds ne pourra plus s'en prévaloir, afin que le Fonds maintienne son statut de fiducie de fonds commun de placement aux termes de la Loi de l'impôt, il peut être nécessaire qu'il s'assure qu'il n'a pas été établi ou qu'il n'est pas maintenu essentiellement à l'avantage de non-résidents du Canada (les *non-résidents*) au sens de la Loi de l'impôt ou bien qu'il restreigne par ailleurs le nombre de parts de fiducie détenues par des non-résidents. Par conséquent, l'acte de fiducie prévoit qu'EnerMark peut restreindre à l'occasion le nombre de parts de fiducie dont les non-résidents sont propriétaires et prendre toutes les mesures nécessaires pour surveiller la propriété des parts de fiducie de sorte que le Fonds maintienne son statut de fiducie d'investissement à participation unitaire et de fiducie de fonds commun de placement aux fins de la Loi de l'impôt. L'acte de fiducie prévoit également que si EnerMark a, à un moment quelconque, connaissance du fait que le nombre de parts de fiducie dont les non-résidents sont propriétaires est supérieur à un nombre restreint de parts de fiducie qu'EnerMark a établi ou que cette situation est imminente, Enerplus, au nom du Fonds, fera une annonce publique de cette situation et prendra des mesures pour s'assurer qu'aucune part de fiducie supplémentaire ne soit émise ou cédée à des non-résidents, et il peut exiger de non-résidents (choisis généralement dans l'ordre inverse de l'acquisition ou de l'inscription des parts de fiducie) qu'ils vendent leurs parts de fiducie, ou une partie de celles-ci, afin d'abaisser le niveau de propriété des non-résidents sous le seuil établi. L'agent des transferts du Fonds peut exiger des déclarations relativement au lieu de résidence afin d'appliquer ces dispositions.

En raison de l'incertitude liée à la méthodologie employée en vue de déterminer la proportion de propriété par des non-résidents, tout exercice raisonnable et de bonne foi par EnerMark de son pouvoir discrétionnaire dans la détermination de la proportion de propriété par des non-résidents est obligatoire et ne rend le fiduciaire, EnerMark ou l'agent des transferts du Fonds responsable d'aucune violation des restrictions en matière de propriété par des non-résidents prévues par la Loi de l'impôt. Sans égard aux autres dispositions de l'acte de fiducie, les non-résidents n'ont pas le droit de voter sur les résolutions visant à modifier les dispositions relatives à la propriété par des non-résidents contenues dans l'acte de fiducie.

Pour de plus amples renseignements sur les restrictions et les faits nouveaux relatifs à la propriété par des non-résidents, voir « Facteurs de risque — Risques liés à la structure d'Enerplus et à la propriété des parts de fiducie ».

Placements du Fonds

Le Fonds est une fiducie à vocation limitée dont les activités sont restreintes, comme le précise le paragraphe 132(6)b) de la Loi de l'impôt, aux investissements dans des placements ou des biens, notamment à tous placements ou biens acquis directement ou indirectement par suite de l'émission de parts de fiducie. Toutefois, le Fonds ne peut détenir des placements ou des biens qui feraient en sorte qu'il ne soit plus une *fiducie à participation unitaire* ou une *fiducie de fonds commun de placement* pour l'application de la Loi de l'impôt. À l'heure actuelle, les actifs que le Fonds détient directement sont des titres de certaines de ses filiales en exploitation en propriété exclusive et les redevances qu'EnerMark, ERC et Enerplus Oil & Gas ont émises en faveur du Fonds. Le Fonds peut aliéner tous ses placements ou biens, et il peut également investir les liquidités qu'il n'utilise pas immédiatement aux fins décrites dans l'acte de fiducie dans des effets financiers à court terme garantis par une banque à charte canadienne ou par le gouvernement fédéral ou un gouvernement provincial du Canada.

Distributions aux porteurs de parts

Le Fonds effectue des distributions aux porteurs de parts des montants en espèces que lui versent, directement ou indirectement, ses filiales en exploitation. Il reçoit un revenu sous forme de redevances, d'intérêts, de dividendes et de distributions que lui versent, directement ou indirectement, ses filiales en exploitation. Ces filiales en exploitation peuvent retenir une portion de leurs rentrées nettes tirées de l'exploitation afin de rembourser des dettes ou de financer des dépenses en immobilisations et pour les besoins en matière de fonds de roulement. Afin d'établir la proportion de son revenu qui est distribuable, le Fonds déduit tous les impôts (y compris la retenue d'impôt) et toutes ses dépenses et obligations qui sont exigibles ou payables et qui sont imputables au revenu. L'acte de fiducie prévoit que le montant des distributions en espèces qui sont à verser aux porteurs de parts du Fonds au cours de toute période, ainsi que le moment de ces distributions, est laissé à l'appréciation d'EnerMark.

Aux termes de l'acte de fiducie, EnerMark a le pouvoir de fixer le moment et le nombre de dates de clôture des registres pour les distributions au cours de l'année. Actuellement, le Fonds a établi une distribution mensuelle ayant le dixième jour de chaque mois civil comme date de clôture des registres pour les distributions et le vingtième jour du mois comme date de versement des distributions correspondantes. La date de versement qui tombe le 20 janvier est une exception tout comme la date de clôture des registres pour la distribution correspondante qui tombe le 31 décembre de l'année précédente. Dans certaines circonstances, notamment lorsque le Fonds ne dispose pas de liquidités suffisantes pour payer intégralement la distribution qui doit être effectuée à une date de versement des distributions, la distribution payable aux porteurs de parts peut, au gré d'EnerMark, inclure une distribution de parts de fiducie d'une valeur égale à l'insuffisance de liquidités.

Une fois qu'une date de clôture des registres pour les distributions a été fixée, le Fonds doit déclarer le montant des distributions en espèces, le cas échéant, qu'il paiera au plus tard à cette date et peut payer la distribution à la date de versement des distributions correspondantes. L'acte de fiducie prévoit qu'EnerMark, pour le compte du fiduciaire, peut déclarer payable aux porteurs de parts, sur une base proportionnelle, la totalité ou une partie du « bénéfice net » et des « gains en capital réalisés nets » du Fonds (comme ils sont définis dans l'acte de fiducie et non comme ils sont calculés conformément aux PCGR) et de tout autre montant qu'EnerMark peut fixer, pour la période se terminant à la date de clôture des registres pour les distributions dans la mesure où ces montants n'avaient pas déjà été déclarées payables. Il a été délégué à EnerMark le pouvoir de fixer le montant des distributions en espèces, le cas échéant, qui sera versé à une date de distribution donnée et de gérer ces paiements. Le 31 décembre de chaque exercice, un montant égal au revenu net du Fonds pour cet exercice (généralement établi conformément à la Loi de l'impôt), majoré de tous gains en capital réalisés nets du Fonds, dans la mesure où ils n'ont pas déjà été déclarés payables par le Fonds à ses porteurs de parts au cours de cet exercice, sera payable aux porteurs de parts immédiatement avant la fin de cet exercice. Malgré ce qui précède, le Fonds peut retenir le montant des espèces qu'il juge nécessaire pour payer les impôts du Fonds et cette somme ne sera pas payable à titre de distributions aux porteurs de parts par le Fonds. Voir « Distributions aux porteurs de parts » pour obtenir des renseignements supplémentaires concernant les distributions en espèces versées par le Fonds aux porteurs de parts.

Pour une description des versements mensuels qui seront effectués sur la part de société en commandite échangeable d'EELP, se reporter à l'annexe F — Information concernant Enerplus Exchangeable Limited Partnership de la présente notice annuelle.

Assemblées des porteurs de parts et droits de vote

L'acte de fiducie prévoit qu'une assemblée annuelle des porteurs de parts du Fonds (qui peut inclure tous détenteurs de droits de vote alors en circulation) aura lieu à un moment et à un endroit déterminés par EnerMark afin de (i) présenter les états financiers vérifiés du Fonds pour l'exercice antérieur, (ii) donner des directives au Fonds quant à la manière dont il (par l'entremise d'EnerMark) doit exercer les droits de vote se rattachant aux actions d'EnerMark détenues par le Fonds en ce qui a trait à l'élection des administrateurs d'EnerMark; (iii) nommer les vérificateurs du Fonds pour l'exercice suivant et (iv) traiter de toutes autres affaires qu'EnerMark ou le fiduciaire peut déterminer ou qui peuvent être dûment présentées à l'assemblée.

L'acte de fiducie stipule que des assemblées extraordinaires des porteurs de parts peuvent être convoquées en tout temps et à n'importe quelle fin par le fiduciaire ou EnerMark et doivent être convoquées si les porteurs d'au

moins 20 % des parts de fiducie alors en circulation en font la demande par écrit. Une demande devra présenter les détails raisonnables des affaires que l'on se propose de traiter à l'assemblée.

À toutes les assemblées des porteurs de parts du Fonds, chaque porteur a droit à une voix pour chaque part de fiducie qu'il détient. Les porteurs de parts peuvent assister et voter à toutes les assemblées des porteurs de parts en personne ou par procuration; dans ce dernier cas, leurs fondés de pouvoir ne sont pas tenus d'être des porteurs de parts. Deux personnes présentes ou représentées par procuration et représentant au moins 5 % des voix rattachées à toutes les parts de fiducie en circulation constituent un quorum aux fins des délibérations à ces assemblées. Si un quorum n'est pas constitué à une assemblée, celle-ci sera ajournée pour être tenue au moins un jour plus tard, à l'heure et à l'endroit que fixe son président, et les porteurs de parts présents en personne ou représentés par procuration à l'assemblée de reprise constitueront un quorum aux fins des délibérations sur toute question qui aurait pu être traitée à l'assemblée originale, selon l'avis de convocation à l'assemblée originale. Pourvu qu'un avis soit dûment donné aux porteurs de parts en conformité avec l'acte de fiducie, une résolution signée par des porteurs de parts détenant le nombre requis de parts de fiducie en circulation et ayant le droit de vote a le même effet que si elle avait été adoptée à ce pourcentage des voix exprimées à une assemblée des porteurs de parts.

L'acte de fiducie contient des dispositions quant à l'avis nécessaire et les autres procédures concernant la convocation et la tenue des assemblées des porteurs de parts et des porteurs des autres titres du Fonds. Toutes les activités nécessaires à l'organisation d'une telle assemblée seront entreprises par EnerMark.

Droit de rachat

Chaque porteur de parts a le droit d'exiger du Fonds qu'il rachète en tout temps ou à l'occasion, à sa demande et sur réception par le Fonds d'un avis de rachat des parts dûment rempli et signé, la totalité ou une partie des parts de fiducie inscrites à son nom, au prix par part de fiducie correspondant au moindre des deux montants suivants :

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

(ii) le cours de clôture sur le principal marché où les parts de fiducie sont inscrites aux fins de négociation à la date où elles ont été remises en vue de leur rachat.

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

Il est prévu que le droit de rachat ne sera pas le principal mécanisme permettant aux porteurs de parts de se départir de leurs parts de fiducie. Les billets et les autres actifs du Fonds pouvant être distribués en espèces 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 ces billets ou les autres actifs du Fonds. Il est prévu que les billets et les autres actifs du Fonds distribués de cette façon seront soumis à des restrictions sur la revente en vertu des lois applicables sur les valeurs mobilières et qu'ils ne constitueront pas des placements admissibles pour les régimes enregistrés d'épargne-retraite, les régimes enregistrés d'épargne-études, les fonds enregistrés de revenu de retraite, les régimes enregistrés d'épargne-invalidité, les comptes d'épargne libre d'impôt ou les régimes de participation différée aux bénéfices, au sens qui leur est attribué dans la Loi de l'impôt.

Rachat de parts de fiducie

Le fonds a le droit, à l'occasion, d'acheter des parts de fiducie pour annulation ou autre fin, à un prix par part de fiducie et sur une base déterminés par EnerMark. Ces achats devront être faits conformément aux lois en valeurs mobilières applicables et aux règles prescrites par les lignes directrices de la bourse concernée ou les politiques de réglementation applicables. Ces achats constitueront une *offre de rachat* aux termes de la législation en valeurs mobilières provinciale du Canada et, s'ils ne sont pas dispensés, ils devront être faits conformément aux exigences applicables.

Durée et dissolution du Fonds

Le fiduciaire devra entreprendre la liquidation des affaires du Fonds lorsqu'il n'y aura plus de parts de fiducie en circulation. Cependant, le Fonds peut être dissous plus tôt si les porteurs de parts choisissent de le faire en adoptant (à $66^2/_3$ % des voix) une résolution spéciale à cet effet à toute assemblée des porteurs de parts dûment convoquée à cette fin, à la suite de laquelle le fiduciaire entreprendra la liquidation des affaires du Fonds. Toutefois, un scrutin ne peut être tenu à l'égard d'une telle résolution qu'à la demande de porteurs représentant au moins 25 % des parts de fiducie ou à la demande du fiduciaire suivant son refus ou le refus d'EnerMark de racheter des parts de fiducie. Le quorum aux fins d'une telle assemblée est fixé à au moins 20 % des parts de fiducie émises et en circulation représentées en personne ou par procuration.

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

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

Rapports aux porteurs de parts

Les comptes du Fonds sont vérifiés au moins annuellement par un cabinet reconnu d'experts comptables indépendants que choisissent les porteurs de parts; le Fonds envoie par la poste aux porteurs de parts inscrits et aux porteurs de parts qui font le choix de recevoir cette information en vertu des lois sur les valeurs mobilières applicables les états financiers du Fonds accompagnés du rapport des vérificateurs connexe dans les délais réglementaires chaque année civile. La date de clôture de l'exercice du Fonds est le 31 décembre.

L'acte de fiducie prévoit qu'un porteur de parts a le droit d'obtenir un exemplaire de l'acte de fiducie sur paiement des frais de reproduction raisonnables, d'examiner la liste des porteurs inscrits des parts de fiducie et, sur paiement des frais raisonnables exigés par l'agent chargé de la tenu des registres, d'en obtenir un exemplaire, à des fins relatives au Fonds.

Vérificateurs

L'acte de fiducie reprend généralement les dispositions de la loi intitulée *Business Corporations Act* (Alberta) en ce qui a trait à la nomination, à la destitution et à la démission des vérificateurs. L'acte de fiducie indique que la nomination ou la destitution des vérificateurs du Fonds (ainsi que la nomination de nouveaux vérificateurs si les vérificateurs précédents sont destitués) doit être approuvée par les porteurs de parts du Fonds. Toutefois, si les vérificateurs du Fonds démissionnent ou sont destitués par les porteurs de parts sans qu'un remplaçant ait été dûment nommé, le conseil d'administration d'EnerMark a le pouvoir de nommer de nouveaux vérificateurs pour combler le poste laissé vacant par la démission ou la destitution des vérificateurs. Les nouveaux vérificateurs seront en fonction jusqu'à l'assemblée annuelle suivante des porteurs de parts du Fonds. Les vérificateurs actuels du Fonds sont Deloitte & Touche s.r.l., comptables agréés inscrits indépendants.

Modifications apportées à l'acte de fiducie

L'acte de fiducie peut être modifié à l'occasion par le fiduciaire, EnerMark et ERC. Les modifications importantes apportées à l'acte de fiducie doivent être approuvées au moins à $66^2/_3$ % des voix exprimées à une assemblée

des porteurs de parts convoquée à cette fin. Toutefois, le fiduciaire, EnerMark et ERC peuvent, sans l'approbation des porteurs de parts, apporter des modifications à l'acte de fiducie aux fins suivantes :

(i) faire en sorte que le Fonds se conforme à toutes les lois ou exigences applicables de tout organisme gouvernemental ou autorité similaire du Canada ou d'une province du Canada;

(ii) faire en sorte que le Fonds maintienne son statut de *fiducie à participation unitaire* ou de *fiducie de fonds commun de placement* au sens de la Loi de l'impôt;

(iii) faire en sorte que cette protection supplémentaire s'applique aux intérêts des porteurs de parts, selon ce que le fiduciaire ou EnerMark estiment opportun;

(iv) supprimer tout conflit ou toute incompatibilité entre les dispositions de l'acte de fiducie ou de tout acte complémentaire et tout prospectus déposé auprès des autorités de réglementation ou des organismes gouvernementaux relativement au Fonds, ou de toute loi ou de tout règlement applicable d'un ressort quelconque, si, de l'avis du fiduciaire, cette modification ne porte pas atteinte aux intérêts des porteurs de parts;

(v) ajouter aux dispositions de l'acte de fiducie les stipulations et dispositions d'exécution supplémentaires qui sont, de l'avis des conseillers, nécessaires ou souhaitables, ou faire en sorte que ces dispositions ne soient pas incompatibles avec l'acte de fiducie selon ce qui est nécessaire ou souhaitable en ce qui a trait aux questions soulevées aux termes de l'acte de fiducie, à la condition que ces questions, de l'avis du fiduciaire, ne portent pas atteinte aux intérêts des porteurs de parts;

(vi) modifier toute disposition de l'acte de fiducie, y compris libérer EnerMark d'une de ses obligations, conditions ou restrictions, à la condition que cette modification ou cette libération ne soit en vigueur ou ne prenne effet que si, de l'avis du fiduciaire, elle ne porte pas atteinte aux intérêts des porteurs de parts; et

(vii) à toute autre fin qui n'est pas incompatible avec les conditions de l'acte de fiducie, y compris la correction ou la rectification d'ambiguïtés, de dispositions nulles ou incompatibles, d'erreurs ou d'omissions de toute sorte qui y sont contenues, à la condition que, de l'avis du fiduciaire, ces faits ne portent pas atteinte aux droits des porteurs de parts.

Les décisions que doit prendre le fiduciaire et le pouvoir d'appréciation du fiduciaire à l'égard des dispositions précédentes ont été déléguées à EnerMark, à la condition qu'une telle modification ne porte pas atteinte aux droits du fiduciaire.

DESCRIPTION DES CONVENTIONS DE REDEVANCES ET DES AUTRES SOMMES VERSÉES AU FONDS

Les principales sources directes d'espèces sont les paiements reçus des droits de redevances nettes de 95 %, 99 % et de 99 % émis par EnerMark, ERC et Enerplus Oil & Gas, respectivement, au Fonds sur la production de leurs terrains de pétrole et de gaz naturel et les versements de dividendes et de distributions que le Fonds reçoit de certaines de ses filiales. De plus, le Fonds reçoit indirectement des versements d'intérêt sur les titres d'emprunt subordonnés non garantis émis entre certaines des filiales du Fonds, y compris par EnerMark. On trouve ci-après une description des redevances octroyées par EnerMark, ERC et Enerplus Oil & Gas au Fonds et de la dette intersociétés subordonnée émise par certaines filiales du Fonds.

Conventions de redevances

Aux termes de conventions de redevances distinctes conclues par le Fonds avec EnerMark, ERC et Enerplus Oil & Gas, ont octroyé au Fonds des redevances de 95 %, de 99 % et de 99 %, respectivement, sur le revenu tiré de leurs terrains et activités de pétrole et de gaz naturel. Le Fonds reçoit ces redevances vers le 20^{e} jour du deuxième mois suivant celui auquel ce revenu se rapporte. Les rentrées nettes perçues par le Fonds d'EnerMark, d'ERC et d'Enerplus Oil & Gas aux termes des conventions de redevances sont équivalentes au revenu de production brut tiré de leurs exploitations de pétrole et de gaz naturel, moins certaines déductions permises (généralement, ce sont les coûts d'exploitation, les redevances dues à des tiers, les dépenses générales et administratives, les frais du service de la dette, les taxes foncières et les coûts liés à la restauration et à l'abandon de sites). Les porteurs de parts peuvent également recevoir des distributions à l'égard du produit net

touché à la vente de terrains, mais il est prévu que ce produit servira généralement au remboursement de dettes ou à l'achat de terrains et d'actifs supplémentaires.

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

Aux termes des conventions de redevances respectives, EnerMark, ERC et Enerplus Oil & Gas ont le droit d'aliéner des terrains et les redevances connexes. Les conventions de redevances demeurent en vigueur aussi longtemps que la société en exploitation concernée a une participation dans les terrains visés par sa convention de redevances respective. Les conventions de redevances et l'acte de redevance (décrit ci-après) peuvent être modifiés par écrit à l'occasion. Toutes les décisions relatives à ces modifications sont prises par le conseil d'administration d'EnerMark pour le compte de toutes les parties à ces conventions.

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

Billets subordonnés non garantis

Certaines des filiales directes et indirectes du Fonds ont émis des billets et des titres de créance subordonnés non garantis à d'autres filiales du Fonds afin de faciliter le versement d'espèces des filiales en exploitation au Fonds pour une distribution subséquente aux porteurs de parts. Par exemple, EnerMark a émis des billets subordonnés non garantis à une autre filiale du Fonds qui verse par la suite des distributions au Fonds. Les billets subordonnés portent intérêt à divers taux annuels, ils viennent à échéance à diverses dates et le capital des billets varie au fur et à mesure que des fonds supplémentaires sont prêtés et que des remboursements de capital sont effectués à l'égard des billets. Le remboursement du capital et le versement de l'intérêt sur les billets sont subordonnés au remboursement intégral préalable de toutes les autres dettes d'EnerMark, sauf les dettes qui, selon leurs conditions ou l'opération de la loi, ont un rang égal aux billets subordonnés. Le Fonds et la filiale du Fonds qui détient directement les billets d'EnerMark ont chacun conclu une convention de subordination aux termes de laquelle le paiement fait par EnerMark des obligations aux termes des billets subordonnés est subordonné et a un rang inférieur à celui de la dette d'EnerMark envers ses prêteurs et les porteurs de ses billets de premier rang non garantis. D'autres titres de créance intersociétés au sein de la structure du Fonds ont des conditions semblables.

Versements sur les titres détenus par le Fonds

Le Fonds reçoit des distributions et des dividendes sur certains titres dont il est propriétaire direct, y compris des distributions en espèces sur les parts de société en commandite d'Enerplus Finance Limited Partnership et d'Enerplus Limited Partnership II, qui reçoivent directement ou indirectement des versements en espèces des filiales en exploitation.

Subordination des paiements de redevances, d'intérêts, de distributions et de dividendes provenant des filiales du Fonds

Tel qu'il est mentionné ci-dessus, les conditions des conventions de redevances existantes et de la dette subordonnée émise par EnerMark, ainsi que les conditions des facilités de crédit et des billets de premier rang d'EnerMark, font que les paiements de redevances, d'intérêts, de distributions et de dividendes des filiales du Fonds effectués directement ou indirectement au Fonds sont subordonnés aux paiements effectués, ou devant être effectués, sur la dette envers des tiers. Par conséquent, si EnerMark ou d'autres filiales du Fonds ne remboursent pas la dette à ces tiers ou s'il existe des variations aux conditions des dettes contractées envers des tiers, y compris quant aux taux d'intérêt ou aux délais ou aux remboursements du capital, cela risque d'avoir une

incidence négative sur les versements au Fonds par les filiales du Fonds de redevances, d'intérêts, de distributions et de dividendes effectués directement ou indirectement, et sur les distributions connexes en espèces par le Fonds aux porteurs de parts. Voir « Facteurs de risque ».

GESTION ET GOUVERNANCE D'ENTREPRISE

Aux termes de l'acte de fiducie, sous réserve de certains pouvoirs laissés au fiduciaire, la responsabilité de l'administration générale et de la gestion des affaires et des activités quotidiennes du fonds a été imputée à EnerMark. Voir « Renseignements sur le Fonds Enerplus Resources — Description des parts de fiducie et de l'acte de fiducie — Responsabilités d'EnerMark et délégation à EnerMark » et « Administrateurs et dirigeants ».

Les renseignements concernant la gouvernance d'entreprise du Fonds ainsi que les devoirs et les procédures du conseil d'administration d'EnerMark et de ses comités sont contenus à la rubrique « Déclaration des pratiques en matière de gouvernance » dans la circulaire de sollicitation de procurations du Fonds datée du 13 mars 2009. Enerplus se conforme entièrement au Règlement 58-101 sur l'information concernant les pratiques en matière de gouvernance, au Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs et au Règlement 52-110 sur le comité de vérification adoptés par les autorités canadiennes en valeurs mobilières et a l'intention de se conformer entièrement à toutes les autres exigences des autorités en valeurs mobilières ou des bourses ayant trait à la gouvernance d'entreprise. Tel qu'il est mentionné ci-dessus, toutes les fonctions de gouvernance et de gestion pour Enerplus sont exercées au sein de la filiale en exploitation en propriété exclusive indirecte du Fonds, EnerMark.

RÉGIME DE DROITS DES PORTEURS DE PARTS

Le 5 mars 1999, le Fonds a adopté une convention relative au régime de droits des porteurs de parts (le *régime de droits*), convention que les porteurs de parts d'Enerplus ont approuvée le 23 avril 1999 et qu'ils ont renouvelée pour trois années supplémentaires aux assemblées générales annuelles et extraordinaires de 2002, de 2005 et de 2008 des porteurs de parts. Le régime de droits doit ensuite être renouvelé et approuvé par les porteurs de parts du Fonds lors de l'assemblée générale et extraordinaire annuelle de 2011. Le régime de droits, aux termes duquel Société de fiducie Computershare du Canada agit à titre d'agent chargé des droits, prévoit, en général, que, à l'acquisition d'au moins 20 % des parts de fiducie émises et en circulation (sauf dans le cadre de certaines opérations permises ou exonérées) par une personne ou entité et à la survenance de certains autres événements, chaque porteur de parts de fiducie autre que cette personne ou entité acquérante aura le droit d'acquérir des parts de fiducie à un prix réduit. Le régime de droits ressemble à d'autres régimes de droits d'actionnaires ou de porteurs de parts adoptés dans le secteur énergétique. Une copie du régime de droits (version anglaise) a été déposée en tant que document des porteurs de titres le 12 mai 2008 dans le profil du Fonds sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com et le 13 mai 2008 sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov et est disponible sur le site Web du Fonds à l'adresse www.enerplus.com sous l'onglet « Corporate Governance ».

Dette d'Enerplus

Le Fonds ou ses filiales peuvent, avec l'approbation du conseil d'administration d'EnerMark, emprunter des fonds, contracter des dettes, donner des garanties ou conclure des conventions de subordination ou donner en gage ou grever un terrain du Fonds ou de ses filiales ou consentir une autre sûreté sur un terrain du Fonds ou de ses filiales. À l'heure actuelle, toute la dette d'Enerplus envers des tiers est contractée directement par sa principale filiale en exploitation, EnerMark. Au 31 décembre 2008, EnerMark avait des facilités d'emprunt de premier rang composées d'une facilité de crédit bancaire de 1,4 G$, (la **facilité de crédit bancaire**), et de billets non garantis de premier rang de 229 M$ US (les **billets non garantis de premier rang**) (collectivement, les **facilités de crédit**). Les facilités de crédit sont l'obligation juridique d'EnerMark et sont garanties par les autres filiales importantes du Fonds. Les paiements sur les facilités de crédit ont priorité sur les paiements au Fonds et sur les réclamations des porteurs de parts et sur les distributions futures aux porteurs de parts. En cas de violation ou de défaut, ou d'un défaut de refinancement, les distributions du Fonds aux porteurs de parts peuvent être réduites ou suspendues. Toutefois, les porteurs de parts n'ont aucune obligation directe à l'égard des facilités de crédit.

La description suivante porte sur les conditions importantes de la facilité de crédit bancaire et des billets non garantis de premier rang. Une copie de la facilité de crédit bancaire (y compris toutes les modifications à celle-ci) et d'un billet de chacune des séries de billets non garantis de premier rang (y compris toutes les modifications à ceux-ci) a été déposée le 18 mars 2008 à titre de document important sur le profil SEDAR du Fonds à l'adresse www.sedar.com et sur formulaire 6-K sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov.

FACILITÉ DE CRÉDIT BANCAIRE

La facilité de crédit bancaire de 1,4 G$ est une convention de crédit non garanti assortie de clauses restrictives conclue avec un syndicat d'institutions financières qui vient actuellement à échéance en novembre 2010, sous réserve de prolongation par les prêteurs. Au 31 décembre 2008, une somme de 380,9 M$ était impayée aux termes de cette facilité. Cette dette bancaire porte intérêt à des taux variables qui se situeront, selon Enerplus, entre 55,0 et 110,0 points de base au-dessus des taux des acceptations bancaires suivant le ratio de la dette de premier rang consolidée (définie ci-après) au BAIIA consolidé (défini ci-après) d'Enerplus.

En plus des déclarations, garanties et engagements standards figurant habituellement dans une facilité de crédit de cette nature, on trouve les engagements financiers suivants :

- le ratio de la dette de premier rang consolidée au BAIIA consolidé à la fin de tout trimestre ne doit pas dépasser 3:1; toutefois, au moment de la réalisation d'une acquisition importante (définie ci-après) et pour une période s'étendant jusqu'à la fin du deuxième trimestre complet qui suit, cette limite est portée à 3,5:1;

- le ratio de la dette totale consolidée (définie ci-après) au BAIIA consolidé à la fin de tout trimestre ne doit pas dépasser 4:1;

- le ratio de la dette de premier rang consolidée à la capitalisation totale (définie ci-après) ne doit pas dépasser 50 %; toutefois, au moment de la réalisation d'une acquisition importante et pour une période s'étendant jusqu'à la fin du deuxième trimestre complet qui suit, cette limite est portée à 55 %.

À l'égard de ces engagements financiers, les définitions suivantes s'appliquent au Fonds et à ses filiales sur une base consolidée :

BAIIA consolidé :	La somme pour les quatre derniers trimestres de ce qui suit : • les bénéfices nets; • les intérêts débiteurs; • toutes les provisions pour impôts sur le revenu et taxes sur le capital fédéraux, provinciaux ou autres; • la déplétion, l'amortissement et la désactualisation; • d'autres montants hors caisse.
Dette de premier rang consolidée :	Toutes les dettes et les obligations à l'égard des sommes empruntées, à l'exclusion de la dette subordonnée.
Dette totale consolidée :	Le total de la dette de premier rang consolidée et de la dette subordonnée.
Acquisition importante :	Une acquisition ou une série d'acquisitions qui fait croître l'actif corporel d'Enerplus de plus de 5 %.
Dette subordonnée :	La dette qui, par ses conditions, est subordonnée à la facilité de crédit bancaire (mais excluant les débentures convertibles qui permettent au Fonds d'émettre des parts de fiducie ou d'autres titres du Fonds en règlement de l'intérêt ou du capital).
Capitalisation totale :	Le total de la dette de premier rang consolidée et des capitaux propres du Fonds (calculés conformément au PCGR comme l'indique le bilan consolidé du Fonds).

BILLETS NON GARANTIS DE PREMIER RANG

Enerplus a émis des billets non garantis de premier rang d'une durée de douze ans (dont la durée moyenne est de dix ans) qui totalisent 229 M$ US dans le cadre d'une émission de 175 M$ US le 19 juin 2002 et d'une émission de 54 M$ US le 1er octobre 2003, qui sont résumées ci-après :

Conditions des billets	**175 M$ US**	**54 M$ US**
Émis :	19 juin 2002	1er octobre 2003
Échéance :	19 juin 2014	1er octobre 2015
Taux du coupon :	6,62 %	5,46 %
Intérêt semestriel payé annuellement les :	19 juin et 19 décembre	1er avril et 1er octobre
Paiements de capital en cinq versements annuels égaux commençant le :	19 juin 2010	1er octobre 2011

En plus des déclarations, garanties et engagements standard, les billets non garantis de premier rang contiennent également les principaux engagements financiers suivants :

- le ratio du BAIIA consolidé (défini ci-après) des quatre trimestres précédents aux intérêts débiteurs consolidés ne doit pas être inférieur à 4,0 à 1,0;
- la dette consolidée (définie ci-après) est limitée à 60 % de la valeur des réserves prouvées d'Enerplus (actualisée au taux de 10 % et d'après des prix et des coûts prévisionnels);
- le ratio de la dette consolidée au BAIIA consolidé pour chaque période de quatre trimestres consécutifs ne doit pas dépasser 3,0 à 1,0 mais peut aller jusqu'à 3,5 à 1,0 pour un maximum de six mois.

Aux fins des engagements ci-dessus, *dette consolidée* et *BAIIA consolidé* ont le même sens que *dette de premier rang consolidée* et *BAIIA consolidé*, respectivement, dans les définitions ayant trait à la facilité de crédit bancaire.

Simultanément à l'émission de 175 M$ US de billets le 19 juin 2002, Enerplus a conclu un swap de devises par lequel le montant des billets a été fixé, aux fins de l'intérêt et des remboursements de capital, à un montant

nominal de 268 328 000 $ CA. Les versements d'intérêt sont faits selon un taux variable, fixé au taux des acceptations bancaires canadiennes de trois mois, plus 1,18 %. En septembre 2007, Enerplus a conclu des swaps de devises qui établissent les cinq paiements de capital sur les 54 M$ US de billets au montant théorique global de 55,1 M$.

On trouvera des renseignements supplémentaires sur les ententes de crédit d'EnerMark à la note 7 afférente aux états financiers consolidés annuels vérifiés du Fonds pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 et à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement — Dette à long terme » du rapport de gestion d'Enerplus pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008. Bien qu'elle ne soit pas garantie, la dette d'Enerplus envers ses prêteurs et les détenteurs de billets de premier rang a priorité de rang sur les versements de redevances, d'intérêts, de distribution et de dividendes qui sont faits au Fonds par ses filiales en exploitation et d'autres filiales et, par conséquent, a priorité sur les distributions du Fonds à ses porteurs de parts. Voir « Renseignements sur le Fonds Enerplus Resources — Description des conventions de redevances et des autres sommes versées au Fonds » et « Facteurs de risque ».

Distributions aux porteurs de parts

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

Par suite de son acquisition de Focus avec prise d'effet le 13 février 2008, au 31 décembre 2008, Enerplus comptait par ailleurs un total de 7 238 000 parts de société en commandite échangeables d'EELP, chacune étant échangeable sans autre contrepartie contre 0,425 part de fiducie (pour un total de 3 076 000 parts de fiducie). Par conséquent, chaque part de société en commandite échangeable d'EELP donne le droit de recevoir 0,425 du montant des distributions versées par le Fonds sur les parts de fiducie. Voir l'annexe F — Information concernant Enerplus Exchangeable Limited Partnership.

DISTRIBUTIONS EN ESPÈCES

Le Fonds peut, à toute date de clôture des registres pour les distributions ou avant celle-ci, déclarer payable des distributions en espèces aux porteurs de parts. Voir « Renseignements sur le Fonds Enerplus Resources — Description des parts de fiducie et de l'acte de fiducie — Distributions aux porteurs de parts ».

Bien que le Fonds compte effectuer des distributions en espèces mensuelles à ses porteurs de parts, ces distributions en espèces ne sont pas garanties. Le montant dont dispose le Fonds pour verser les distributions est tributaire du niveau des rentrées nettes qu'il reçoit de ses filiales en exploitation aux termes des conventions de redevances, directement ou indirectement, et à titre de versements d'intérêts, de remboursements du capital et de paiements de dividendes et de distributions. Les distributions pour une période représentent en règle générale les rentrées nettes des filiales en exploitation pour la période d'environ deux mois précédant la période au cours de laquelle la distribution est effectuée.

Le montant des distributions en espèces versé par le Fonds aux porteurs de parts dépend du montant des rentrées nettes versées au Fonds par ses filiales en exploitation et peut varier de façon importante d'une période à l'autre en raison de plusieurs facteurs, notamment (i) la performance d'exploitation et la performance financière des filiales en exploitation (y compris les variations de la quantité produite de pétrole, de LGN et de gaz naturel d'Enerplus et du prix de vente qu'Enerplus touche pour cette production (compte tenu des sommes touchées et payées aux termes des contrats de couverture)), (ii) des fluctuations du coût de production du pétrole, du LGN et du gaz naturel, ce qui comprend des charges liées aux redevances, et d'administration et de gestion du Fonds et de ses filiales, (iii) du montant des espèces requis ou conservé pour le service ou le remboursement de la dette, (iv) des montants nécessaires au financement des dépenses en immobilisations et du fonds de roulement et (v) des taux de change et d'intérêt. Certains de ces montants sont, en partie, soumis à l'appréciation du conseil d'administration d'EnerMark, lequel évalue régulièrement les versements de distributions du Fonds eu égard aux rentrées nettes prévues, aux niveaux d'endettement, aux projets de dépenses en immobilisations et aux montants à conserver pour financer les acquisitions et les dépenses. De plus, le niveau des distributions par part de fiducie sera touché par le nombre de parts de fiducie et d'autres titres en circulation qui pourraient donner soit le droit de recevoir des distributions en espèces, comme les parts de société en commandite échangeables d'EELP. Par le passé, le niveau des espèces conservées fluctuait historiquement entre 10 % et 40 % environ du total des rentrées nettes annuelles d'Enerplus provenant des activités d'exploitation. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, environ 38 % des rentrées nettes provenant des activités d'exploitation ont été conservées.

Le rendement après impôt d'un placement dans les parts de fiducie du Fonds qu'obtiennent les porteurs de parts assujettis à l'impôt sur le revenu au Canada peut être constitué du rendement du capital investi et d'un remboursement de capital. Cette composition pourrait changer avec le temps, ce qui aurait un effet sur le rendement après impôt d'un investisseur. Pour les porteurs de parts qui sont des résidents canadiens, le rendement du capital investi est généralement imposé comme un revenu ordinaire dans les mains d'un porteur de parts. L'impôt sur le remboursement du capital est généralement reporté (le remboursement réduit le prix de base

des parts de fiducie aux fins fiscales pour le porteur). Pour les porteurs de parts qui ne sont pas des résidents canadiens, une retenue d'impôt de 15 % est prélevée sur le remboursement du capital par le Fonds.

Un placement dans les parts de fiducie est assujetti à un certain nombre de risques qui devraient être pris en considération par un investisseur. La valeur marchande des parts de fiducie peut se détériorer si le Fonds est incapable de respecter ses objectifs de distribution d'encaisse dans le futur, et cette détérioration peut être importante. Voir « Facteurs de risque ».

HISTORIQUE DES DISTRIBUTIONS

Le tableau suivant fait état des distributions en espèces qu'Enerplus a déclaré payables ou a versées à ses porteurs de parts depuis le début de 2005.

Mois de clôture des registres et date du versement	2009	2008	2007	2006	2005
janvier[(1)]	0,25 $	0,42 $	0,42 $	0,42 $	0,35 $
février	0,18	0,42	0,42	0,42	0,35
mars	0,18	0,42	0,42	0,42	0,35
avril	s.o.	0,42	0,42	0,42	0,35
mai	s.o.	0,42	0,42	0,42	0,35
juin	s.o.	0,42	0,42	0,42	0,35
juillet	s.o.	0,42	0,42	0,42	0,35
août	s.o.	0,42	0,42	0,42	0,37
septembre	s.o.	0,47	0,42	0,42	0,37
octobre	s.o.	0,47	0,42	0,42	0,37
novembre	s.o.	0,38	0,42	0,42	0,42
décembre	s.o.	0,38	0,42	0,42	0,42

Note :

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

Les distributions en espèces mensuelles versées aux porteurs de parts qui sont résidents des É.-U. sont converties en dollars américains selon le taux de change réel du dollar canadien par rapport au dollar américain à la date du versement des distributions.

Les versements de distribution historiques décrits ci-dessus peuvent ne pas refléter les versements futurs de distributions et les paiements de distributions futurs ne sont pas garantis. Les distributions futures pourront être révisées par le conseil d'administration d'EnerMark compte tenu de la situation au moment pertinent. Voir « Facteurs de risque » dans la présente notice annuelle, et particulièrement les facteurs de risque intitulés « La volatilité des prix du pétrole et du gaz naturel pourrait avoir un effet défavorable important sur les résultats d'exploitation et la situation financière d'Enerplus, ce qui, par ricochet, pourrait nuire au cours des parts de fiducie et au montant des distributions versées aux porteurs de parts », « Une augmentation des coûts d'exploitation ou un fléchissement du niveau de production d'Enerplus pourrait avoir un effet défavorable important sur les résultats d'exploitation et la situation financière et, par conséquent, réduire les distributions versées aux porteurs de parts », « Les distributions d'Enerplus pourraient être réduites pendant les périodes au cours desquelles elle effectue des dépenses en immobilisations ou des remboursements de dette au moyen des rentrées nettes », « Si Enerplus est incapable d'ajouter ou de mettre en valeur des réserves supplémentaires ou d'ajouter à ses ressources ou de les mettre en valeur, la valeur des parts de fiducie et des distributions du Fonds aux porteurs de parts devrait fléchir », « L'endettement d'Enerplus envers des tiers pourrait limiter la fréquence ou le montant des distributions que le Fonds verse aux porteurs de parts » et « Les modifications apportées aux lois fiscales et aux autres lois peuvent nuire aux porteurs de parts ».

QUESTIONS DE DÉCLARATIONS FISCALES CANADIENNES

Le Fonds se qualifie actuellement à titre de fiducie de fonds commun de placement en vertu de la Loi de l'impôt et chaque année le Fonds a historiquement transféré la totalité de son revenu imposable aux porteurs de parts au moyen de distributions. Aux fins de l'impôt canadien, environ 2 % des distributions du Fonds de 2008 constituaient un remboursement de capital et environ 98 % d'autres revenus imposables entre les mains des porteurs de parts. Voir « Facteurs de risque — Risques liés à la structure d'Enerplus et à la propriété des parts de fiducie ».

QUESTIONS DE DÉCLARATIONS FISCALES AMÉRICAINES

Aux fins des déclarations fiscales américaines, Enerplus estime que le Fonds devrait être considéré comme une société par actions (mais non une *société de placement étrangère passive*) et que ses parts de fiducie devraient être assimilées à des capitaux propres suivant les principes de l'impôt sur le revenu fédéral des États-Unis.

D'après le calcul des résultats et du bénéfice actuels et cumulés conformément aux principes de l'impôt sur le revenu fédéral des États-Unis, environ 92 % des distributions effectuées par le Fonds en 2008 étaient considérées comme des dividendes. Aux termes de la *Jobs and Growth Tax Relief Reconciliation Act of 2003* (P.L. 108-27, 117 Stat. 752), la partie dividendes des distributions de 2008 d'Enerplus devrait être considérée comme des dividendes admissibles pour un taux réduit de 15 % de l'impôt applicable aux gains en capital à long terme. Il est actuellement prévu que ce taux d'impôt de 15 % expirera à la fin de 2010 et rien ne garantit que ce taux réduit d'impôt à l'égard des « **dividendes admissibles** » sera alors renouvelé en sa forme actuelle par le gouvernement des États-Unis.

Les porteurs de parts des États-Unis qui reçoivent des distributions en espèces sont assujettis à une retenue d'impôt canadien d'au moins 15 %. La retenue d'impôt s'applique tant à la partie de la distribution qui était un revenu calculée selon la législation fiscale canadienne qu'à la partie de la distribution qui était un remboursement de capital. Les contribuables américains peuvent être admissibles à un crédit pour impôt étranger à l'égard de la retenue d'impôt canadien payé, sous réserve de certaines limites. Les porteurs de parts des États-Unis devraient consulter leurs conseillers en fiscalité concernant les distributions versées par le Fonds, y compris concernant l'imposition des distributions, des dividendes ou de paiements analogues si les dispositions relatives à l'imposition sur le revenu des EIPD s'appliquent au Fonds à compter de 2011 ou si le Fonds se convertit en une société ou en une autre forme d'entité.

Pour de plus amples renseignements, voir « Facteurs de risque — Risques liés à la structure d'Enerplus et à la propriété des parts de fiducie » et « Facteurs de risque — Risques particuliers aux porteurs de parts des États-Unis et aux autres porteurs de parts non-résidents ».

Conditions dans l'industrie

SURVOL

L'industrie du pétrole et du gaz naturel est assujettie à de nombreux contrôles et règlements régissant ses activités (y compris le régime foncier, l'exploitation, la mise en valeur, la production, le raffinage, le transport et la commercialisation) imposés par des lois adoptées par divers paliers de gouvernement. L'industrie du pétrole et du gaz naturel est également assujettie à plusieurs ententes entre les divers gouvernements fédéraux, provinciaux et étatiques pour ce qui est de la fixation des prix et l'imposition du pétrole et du gaz naturel. Bien que l'on entrevoie qu'aucun de ces contrôles ou règlements ni aucune de ces ententes auront sur les activités d'Enerplus une influence bien différente de celle qu'ils pourraient avoir sur d'autres émetteurs canadiens de pétrole et de gaz naturel de même taille, les épargnants dans l'industrie du pétrole et du gaz naturel devraient étudier attentivement ces contrôles, règlements et ententes. Toute la législation actuelle est publique et Enerplus n'est pas en mesure de prévoir si une nouvelle législation ou des modifications pourraient être adoptées. Certains des principaux aspects de la législation, des règlements et des conventions régissant l'industrie pétrolière et gazière sont décrits ci-après.

Le texte qui suit se concentre sur l'industrie du pétrole et du gaz naturel au Canada (et, en particulier, en Alberta, en Saskatchewan et en Colombie-Britannique d'où provenait environ 86 % de la production de 2008 d'Enerplus). Enerplus est également propriétaire de terrains pétroliers et gaziers et d'actifs connexes dans la province du Manitoba ainsi qu'au Montana, au Dakota du Nord, au Wyoming et dans l'Utah, aux États-Unis. Les activités pétrolières et gazières d'Enerplus aux États-Unis sont régies par des organismes administratifs aux termes des dispositions législatives des États où ces activités sont exploitées et par certains organismes du gouvernement fédéral pour ce qui est des activités sur des baux fédéraux. Les lois régissent des questions telles l'exploration et la production du pétrole brut et du gaz naturel, y compris les permis de forage de puits, les exigences de cimentation pour le forage et l'exploitation de puits, l'emplacement des puits, le mode de forage et le tubage des puits, l'utilisation du sol et la remise en état des terrains où des puits ont été forés et l'abandon de puits. Les activités d'Enerplus aux États-Unis sont également assujetties à diverses lois et à divers règlements en matière de conservation qui régissent des questions comme la dimension des appareils de forage et de la surface unitaire ou des unités de proration, le nombre de puits qui peuvent être forés dans une zone et l'exploitation en commun des terrains pétroliers et gaziers. En outre, les lois étatiques sur la conservation établissent des taux maximums de production des puits de pétrole brut et de gaz naturel, interdisent généralement l'aération ou le brûlage à la torche du gaz naturel et imposent certaines exigences quant à la répartition proportionnelle ou équitable de la production tirée des champs et des puits individuels.

En outre, le cadre réglementaire qui s'applique aux sables bitumineux est quelque peu différent de celui qui se rapporte au pétrole et au gaz en général. En Alberta, la réglementation de l'exploitation des sables bitumineux, des pipelines, des installations de traitement et des installations de cogénération est assurée conjointement par l'Energy Resources Conservation Board (l'« **ERCB** ») de l'Alberta (qui réglemente généralement l'industrie du pétrole et du gaz conformément à diverses lois, y compris la *Oil Sands Conservation Act* (Alberta), par l'Alberta Utilities Commission (l'« **AUC** ») (relativement à certaines questions touchant le transport de gaz naturel), et par Alberta Environment conformément à la *Environmental Protection and Enhancement Act* de l'Alberta. En plus d'exiger certaines approbations avant la construction et l'exploitation des projets de récupération des sables bitumineux, des pipelines, des installations de traitement et des installations de cogénération, les lois permettent à l'ERCB d'inspecter et de faire enquête et, lorsqu'une pratique ou une installation est dangereuse pour la santé ou l'environnement, de rendre des ordonnances remédiatrices. Alberta Environment dispose de pouvoirs similaires. Certains changements aux activités de récupération des sables bitumineux, aux pipelines, aux installations de traitement et aux installations de cogénération requièrent également l'approbation de l'ERCB, d'Alberta Environment ou des deux. La construction, l'exploitation, la mise hors service et la récupération des installations dans le cadre d'un plan visant à récupérer le bitume des sables bitumineux, à extraire et traiter les produits qui en proviennent et à transporter ces produits jusqu'au marché peuvent être visés par la réglementation par le gouvernement fédéral aux termes de divers lois et règlements fédéraux, y compris la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*, la *Loi sur les pêches* (Canada) et la *Loi sur la protection des eaux navigables* (Canada). Certaines approbations ou

autorisations peuvent être nécessaires avant la construction, l'exploitation ou la modification d'installations ou de pratiques d'exploitation. Des inspections et des enquêtes peuvent donner lieu à des ordonnances remédiatrices.

PRIX ET COMMERCIALISATION — PÉTROLE

Les producteurs de pétrole négocient des contrats de vente directement avec les acheteurs, d'où un prix du marché pour le pétrole. Le prix dépend, en partie, du type et de la qualité du pétrole, des prix des combustibles concurrents, de l'éloignement des marchés, de la valeur des produits raffinés, de l'équilibre entre l'offre et la demande et des autres conditions contractuelles ainsi que du prix mondial du pétrole. Le pétrole brut exporté à partir du Canada est assujetti à la réglementation de l'ONE et du gouvernement du Canada. Les exportations de pétrole peuvent se faire dans le cadre de contrats d'exportation d'une durée maximale de un an, dans le cas du pétrole brut léger, et de deux ans, dans celui du pétrole brut lourd, à la condition que l'on ait obtenu de l'ONE une ordonnance approuvant l'exportation. Toute exportation de pétrole réalisée aux termes d'un contrat de plus longue durée (à concurrence de 25 ans) exige de l'exportateur qu'il obtienne de l'ONE un permis d'exportation dont la délivrance doit être approuvée par le gouverneur en conseil.

PRIX ET COMMERCIALISATION — GAZ NATUREL

Le prix du gaz naturel vendu aux niveaux intraprovincial, interprovincial et international est établi par voie de négociation entre les acheteurs et les vendeurs. Le prix dépend en partie de la qualité du gaz naturel, du prix d'autres combustibles concurrents, de la distance jusqu'au marché, de l'accès au transport en aval, de la durée du contrat, des facteurs saisonniers, des conditions météorologiques, de la valeur des produits raffinés, de l'équilibre entre l'offre et la demande et des autres conditions contractuelles. Le gaz naturel exporté du Canada est assujetti à la réglementation de l'ONE et du gouvernement du Canada. Les exportateurs sont libres de négocier le prix et les autres conditions avec les acheteurs, pourvu que les contrats d'exportation continuent de respecter certains critères prescrits par l'ONE et le gouvernement du Canada. Les exportations de gaz naturel visées par un contrat d'une durée inférieure à deux ans ou d'une durée variant entre deux et 20 ans (en quantité d'au plus 30 000 mètres cubes par jour) doivent être effectuées aux termes d'une ordonnance de l'ONE. Toute exportation de gaz naturel réalisée aux termes d'un contrat d'une durée plus longue (à concurrence de 25 ans) ou qui vise une quantité supérieure exige de l'exportateur qu'il obtienne de l'Office national de l'énergie un permis d'exportation dont la délivrance doit être approuvée par le gouverneur en conseil.

Les gouvernements des provinces canadiennes où Enerplus exerce ses activités réglementent en outre le volume de gaz naturel qui peut sortir de ces provinces pour être consommé ailleurs, principalement en fonction de facteurs comme la disponibilité des réserves, les ententes de transport et les conditions du marché.

ACCORD DE LIBRE-ÉCHANGE NORD-AMÉRICAIN (ALENA)

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

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

REDEVANCES ET MESURES INCITATIVES

Généralités

Outre les règlements fédéraux, chaque province du Canada applique des lois et règlements qui régissent le régime foncier, les redevances, les taux de production, la protection de l'environnement et d'autres questions. Partout au Canada, les producteurs de pétrole et de gaz naturel sont tenus de payer un loyer annuel à l'égard des concessions publiques et des redevances et taxes à la production en propriété franche pour le pétrole et le gaz naturel produits des terres publiques et des terres franches, respectivement. 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 appartenant à la Couronne sont déterminées par voie de négociations entre le propriétaire minier exclusif et le locataire. Les redevances à la Couronne sont déterminées par des règlements gouvernementaux et correspondent en général à un pourcentage de la valeur de la production brute. Le taux des redevances 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 et du type ou de la qualité des produits pétroliers qui sont produits. D'autres redevances et droits semblables sont parfois soustraits de la participation directe de son propriétaire lors d'opérations privées. Ils sont alors souvent appelés redevances dérogatoires, redevances brutes dérogatoires ou bénéfice net ou intérêts passifs nets.

Les gouvernements fédéral et provinciaux du Canada ont à l'occasion mis sur pied des programmes d'encouragement qui comprenaient des réductions du taux de redevances (y compris pour des puits particuliers), des exemptions temporaires du versement de redevances et des crédits d'impôt afin d'encourager les projets d'exploration de pétrole et de gaz naturel ou des projets de planification de récupération assistée, mais la tendance vise plutôt à supprimer ces types de programmes en faveur de programmes à long terme qui favorisent la prévisibilité pour les producteurs. S'il y a lieu, les exemptions temporaires du versement de redevances et leur réduction diminueraient le montant des redevances à la Couronne versées par les producteurs de pétrole et de gaz naturel aux gouvernements provinciaux.

Province d'Alberta

La province d'Alberta impose des redevances à divers taux sur la production de pétrole brut, de gaz naturel et de bitume à partir de terres dont les droits miniers lui appartiennent. En décembre 2008, le gouvernement de l'Alberta a promulgué une loi relative à un nouveau régime de redevances, qui prévoit de nouveaux taux de redevances pour le pétrole classique, le gaz naturel et le bitume à compter du 1er janvier 2009 qui seraient reliées aux niveaux des prix et de la production et qui s'appliqueront aux projets de sables bitumineux et aux activités pétrolières et gazières traditionnelles tant nouveaux qu'existants.

La nouvelle formule de redevances pour le pétrole classique est calculée en fonction d'un taux mobile comportant des paramètres distincts qui tiendront compte du cours du pétrole mondial et de la production des puits. Les taux de redevances pour le pétrole classique peuvent atteindre 50 % et certaines composantes des taux seront plafonnées une fois que le cours du WTI pour le pétrole classique atteindra 116 $ le baril (en dollars canadiens) ou une production de puits de 157 b/j. Les redevances pour les liquides de gaz naturel sont établies à 40 % pour les pentanes et à 30 % pour les butanes et le propane. En vertu du nouveau régime de redevances, les redevances sur le gaz naturel sont établies selon une formule de taux mobile sensible à une combinaison du prix et des volumes de production et, dans une moindre mesure, de la profondeur des puits. Les nouveaux taux de redevances pour le gaz naturel s'étendent de 5 à 50 % et comprennent des taux plafonds lorsque le prix du gaz naturel atteint 18,72 $/kpi^3 ou la productivité d'un puits de 568 kpi^3/j.

Aux termes du nouveau régime de redevances, le gouvernement de l'Alberta augmentera sa part historique des redevances provenant de la mise en valeur des sables bitumineux en introduisant des formules qui tiennent compte des cours et qui sont appliquées avant et après la récupération des coûts permis précisés. La redevance de base est de 1 % et augmente en fonction des cours mondiaux du pétrole, représentés par le cours du pétrole brut WTI, lorsque celui-ci est supérieur à 55 $ le baril (en dollars canadiens), jusqu'à concurrence de 9 % lorsque le cours du pétrole brut WTI s'établit à 120 $ le baril (en dollars canadiens) ou à un cours supérieur. Après la récupération des coûts spécifiés, la redevance nette à l'égard des sables bitumineux est de 25 % et augmente pour chaque dollar où le cours du pétrole brut WTI s'établit au-dessus de 55 $ le baril jusqu'à concurrence de 40 % lorsque le cours du pétrole brut WTI s'établit à 120 $ le baril ou à un cours supérieur.

Le gouvernement de l'Alberta a offert aux producteurs de pétrole et de gaz naturel qui forent certains nouveaux puits par battage à compter du 19 novembre 2008 l'occasion unique de choisir, pour une période de cinq ans, entre les taux de redevances de transition ou les taux prévus dans le nouveau régime de redevances décrit ci-dessus au moment de forer un nouveau puits de pétrole ou de gaz naturel classiques de 1000 à 3500 m de profondeur. Tous les puits forés entre 2009 et la fin de 2013 qui adoptent ces taux de transition devront se convertir au nouveau régime de redevances le 1er janvier 2014. Tous les puits et les projets de sables bitumineux existants se sont convertis au nouveau régime de redevances avec prise d'effet le 1er janvier 2009.

Le 3 mars 2009, le gouvernement de l'Alberta a annoncé un programme incitatif à court terme visant à encourager le forage de nouveaux puits au cours des douze prochains mois. Le programme prévoit une redevance maximale de 5 % pour les douze premiers mois de production et des crédits de redevances de 200 $ par mètre foré. Le crédit de redevances ne peut représenter plus qu'un certain pourcentage des redevances qu'un producteur devra au gouvernement pour l'exercice 2009-2010. Ce pourcentage se situe entre 10 % et 50 % et est déterminé d'après la production de 2008 du producteur. Enerplus s'attend à ce que son pourcentage soit de 10 %.

À l'automne 2008, le gouvernement de l'Alberta a tenu des réunions de consultation initiales avec les parties intéressées en vue d'élaborer une politique de réversion des droits de surface (Shallow Rights Reversion) aux termes de laquelle les droits miniers relatifs au gaz naturel non mis en valeur se situant au dessus de zones productrices peuvent retourner au gouvernement. On ne connaît pas encore l'incidence sur Enerplus de la politique de réversion des droits de surface.

Voir « Facteurs de risque — Risques relatifs aux activités et exploitations d'Enerplus — Le nouveau régime de redevances de l'Alberta pourrait avoir une incidence défavorable sur Enerplus et son exploitation et ses réserves ».

Province de la Saskatchewan

En Saskatchewan, le montant payable en redevances à l'égard du pétrole dépend du cru du pétrole, du type de pétrole, de la quantité de pétrole produite au cours d'un mois et de la valeur du pétrole. Pour les fins des redevances de la Couronne et des taxes à la production en propriété franche, le pétrole brut est considéré comme du « pétrole lourd », du « pétrole du sud-ouest » ou du « pétrole non lourd autre que celui du sud-ouest ». Les catégories des redevances classiques et taxes à la production (le « pétrole de quatrième niveau », mis en place le 1er octobre 2002, le « pétrole de troisième niveau », le « nouveau pétrole » ou l'« ancien pétrole ») de la production pétrolière s'appliquent à chacun des trois types de pétrole brut. La structure de redevances de la Couronne et de taxes à la production en propriété franche pour le pétrole brut tient compte du prix et les taux de base des redevances varient entre 5 % pour tout le « pétrole de quatrième niveau » et 20 % pour l'« ancien pétrole ». Les taux de redevances marginaux sont de 30 % pour tout le « pétrole de quatrième niveau » et de 45 % pour l'« ancien pétrole ».

Le montant payable en redevances à l'égard du gaz naturel est déterminé selon une échelle mobile fondée sur un prix de référence (qui est soit le montant obtenu par le producteur, soit un prix minimal prescrit, en retenant le montant le plus élevé), sur la quantité produite dans un mois donné, sur le type de gaz naturel et sur le cru du gaz naturel. Pour encourager la production et la commercialisation de gaz naturel employant le brûlage à la torche, le taux de redevances sur le gaz naturel produit parallèlement au pétrole est inférieur à celui du gaz naturel produit seul. Les catégories de redevances et de taxes à la production pour la production de gaz sont le « gaz de quatrième niveau », mis en place le 1er octobre 2002, le « gaz de troisième niveau », le « nouveau gaz » et l'« ancien gaz ». La redevance destinée à la Couronne et la taxe à la production en propriété franche pour le gaz tiennent compte du prix et le taux de redevances de base varie entre 5 % pour le « gaz de quatrième niveau » et 20 % pour l'« ancien gaz ». Les taux de redevances marginaux sont de 30 % pour le « gaz de quatrième niveau » et de 45 % pour l'« ancien gaz ».

Le 1er octobre 2002, les modifications suivantes ont été apportées au régime de redevances et de taxes en Saskatchewan :

- Un nouveau régime de redevances de la Couronne et de taxes à la production en propriété franche qui s'applique au gaz naturel associé (gaz provenant de puits de pétrole) qui est recueilli aux fins d'utilisation ou de vente. Les redevances/taxes sont payables sur le gaz naturel associé provenant d'un puits de pétrole dont la production excède environ 65 milliers de mètres cubes par mois.

- La mise en place d'un système modifié de volumes incitatifs et de taux de redevances/taxes maximaux applicable à la production initiale provenant de puits de pétrole et de puits de gaz dont la date de la fin de forage est le 1er octobre 2002 ou après cette date. Les volumes incitatifs sont applicables à divers types de puits et sont assujettis à un taux de redevances maximal de 2,5 % et à un taux d'imposition de la production en propriété franche de 0 %.

- L'abolition des catégories de redevances et de taxes sur les puits de pétrole horizontaux à tronçon court et les puits horizontaux de rentrée. Tous les puits de pétrole horizontaux dont la date de la fin de forage est le 1er octobre 2002 ou après cette date profitent des taux de redevances/taxes de « quatrième niveau » et des nouveaux volumes d'incitation.

En 1975, le gouvernement de la Saskatchewan avait mis en place un dégrèvement d'impôt au titre des redevances (« **DIR** ») en réponse au refus du gouvernement fédéral de permettre les redevances de la Couronne et les impôts/taxes similaires à titre de dépenses d'entreprise déductibles aux fins de l'impôt sur le revenu. Depuis le 1er janvier 2007, la capacité de reporter le solde des DIR inutilisés aux années ultérieures est limitée en raison de la décision du gouvernement fédéral de permettre à nouveau la déduction intégrale des redevances provinciales sur les ressources du revenu imposable fédéral et provincial.

Province de la Colombie-Britannique

Les producteurs de pétrole et de gaz naturel dans la province de la Colombie-Britannique sont tenus de verser des loyers annuels à l'égard des concessions de la Couronne ainsi que des redevances et des taxes sur la production en propriété franche à l'égard du pétrole et du gaz produit à partir des terrains de la Couronne et en propriété franche. Le montant payable à titre de redevance à l'égard du pétrole dépend du type de pétrole, de la valeur du pétrole, de la quantité de pétrole produit au cours d'un mois et du cru du pétrole. Généralement, le cru du pétrole est fondé sur la distinction à savoir si le pétrole est tiré d'un gisement découvert avant le 31 octobre 1975 (ancien pétrole), entre le 31 octobre 1975 et le 1er juin 1998 (nouveau pétrole) ou après le 1er juin 1998 (pétrole de troisième niveau). Les taux de redevances sont calculés en trois étapes qui tiennent compte du cru du pétrole, du fait que le pétrole produit a été ou non déjà vendu et des valeurs d'exemptions aux redevances applicables (puits exempts). Le pétrole tiré de nouveaux gisements peut être exempt des paiements de redevances pour les 36 premiers mois de production ou les 11 450 premiers m^3 produits, selon la première de ces éventualités à survenir; et les redevances pour le pétrole de troisième niveau sont les plus faibles afin de refléter les coûts supérieurs d'exploration et d'extraction engagés par les producteurs. La redevance payable sur le gaz naturel est établie selon une échelle mobile fondée sur un prix de référence, soit le prix obtenu par le producteur, soit un prix minimal prescrit, en retenant le montant le plus élevé. Toutefois, lorsque le prix de référence est inférieur au prix retenu (un paramètre utilisé dans la formule des taux de redevances), le taux de redevances est fixe. Pour encourager la production et la commercialisation de gaz naturel employant le brûlage à la torche, le gaz naturel produit en association avec le pétrole bénéficie d'une redevance inférieure à celle payable sur le gaz produit seul.

Le 30 mai 2003, le ministère de l'Énergie et des Mines de la province de la Colombie-Britannique a annoncé une stratégie de mise en valeur du pétrole et du gaz du centre de la province (la « **Stratégie** »). La Stratégie est un programme complet visant les infrastructures routières, les redevances ciblées et une réglementation réduite ainsi que des occasions pour le secteur des services de la Colombie-Britannique. De plus, la Stratégie devrait avoir des retombées pour l'économie et pour l'emploi pour les communautés du centre de la Colombie-Britannique.

Voici certains des incitatifs financiers prévus dans la Stratégie :

- Des crédits de redevances pouvant aller jusqu'à 30 M$ annuellement pour la construction, la mise à niveau et l'entretien d'infrastructures routières en soutien de l'exploration et de la mise en valeur des ressources. Le financement sera conditionnel à un apport équivalent de l'industrie.

- Des modifications aux redevances provinciales : nouveau taux de redevances pour le gaz naturel à faible production afin de soutenir les gisements de ressources économiquement marginales, crédits de redevances pour l'exploration en profondeur de gaz afin de localiser de nouvelles sources de gaz naturel, crédits de redevances pour le forage en été afin de prolonger la saison de forage.

Le 27 février 2007, le gouvernement de la Colombie-Britannique a dévoilé le plan énergétique (*Energy Plan*) qui décrit la stratégie environnementale de la province qui ciblent notamment des émissions nulles de gaz à effet de serre afin de promouvoir de nouveaux investissements en innovation et de devenir le chef de file mondial en gestion d'un environnement durable. L'objectif pour l'industrie du pétrole et du gaz est de produire une énergie propre grâce à des pratiques efficientes en matière de conservation et d'énergie tout en demeurant concurrentiel afin d'attirer les investissements pour la mise en valeur du secteur pétrolier et gazier. Parmi les modifications apportées figurent : (i) un nouveau programme de redevance sur les profits nets (*Net Profit Royalty Program*), (ii) la création d'un registre du pétrole (*Petroleum Royalty*), (iii) la mise en place d'un programme de redevances pour les infrastructures (routes et pipelines), (iv) l'élimination du brûlage systématique à la torche aux puits en production, (v) la création de politiques et de mesures pour la réduction des émissions, (vi) la mise en valeur de ressources non conventionnelles comme le gaz difficilement acidifiable et le gaz houiller et (vii) un nouveau programme incitatif de transfert des technologies pétrolières et gazières (*Oil and Gas Technology Transfer Incentive Program*) qui encourage la recherche, le développement et l'utilisation de technologies innovatrices pour accroître la récupération des réserves existantes et qui fait la promotion de la mise en valeur responsable des nouvelles réserves de pétrole et de gaz.

Voir « Facteurs de risque — Risques liés aux activités et à l'exploitation d'Enerplus ».

RÉGIME FONCIER

Le pétrole brut et le gaz naturel situés dans les provinces de l'Ouest canadien appartiennent principalement aux gouvernements des provinces concernées. Les gouvernements provinciaux accordent des droits d'exploration et de production du pétrole et du gaz naturel aux termes de concessions, de licences et de permis pour des périodes variables et selon les conditions énoncées dans la réglementation provinciale, y compris les exigences d'accomplir des travaux déterminés ou d'effectuer des paiements. Le pétrole et le gaz naturel situés dans telles provinces peut appartenir à des intérêts privés, et les droits d'exploration et de production s'y rattachant sont accordés par concession selon les conditions négociées.

Le pétrole produit à partir des sables bitumineux appartenant à la province d'Alberta est produit aux termes de concessions relatives aux sables bitumineux de la Couronne provinciale. Bien que la durée initiale de ces concessions ait pu varier par le passé, la prolongation de ces concessions au-delà de la durée initiale est maintenant assujettie à des critères normalisés prévus dans le *Oil Sands Tenure Regulation* (Alberta). Une concession peut généralement être prolongée après la durée initiale à la condition que certains niveaux minimums d'exploration ou de production aient été atteints et que tous les loyers (y compris les loyers progressifs) aient été payés à temps, sous réserve de certaines exceptions. Les droits de surface requis pour les pipelines, les installations de traitement et les installations de cogénération sont généralement régis par des concessions, des servitudes, des droits de passage, des permis ou des licences octroyés par les propriétaires ou les autorités gouvernementales.

RÉGLEMENTATION ENVIRONNEMENTALE

Le secteur du pétrole et du gaz naturel doit actuellement se plier à la réglementation environnementale adoptée en vertu des lois provinciales et fédérales. Les lois sur la protection de l'environnement imposent des limites et des interdictions relatives aux rejets ou aux émissions de diverses substances produites ou utilisées dans le cadre de certaines activités du secteur pétrolier et gazier. En outre, les lois exigent que, lorsque des puits, des pipelines et des installations ne servent plus, les terrains sur lesquels ils se trouvent soient remis en état à la satisfaction des autorités provinciales. De même, les lois sur l'environnement applicables peuvent imposer des obligations de rémédiation à l'égard d'un terrain désigné comme un site contaminé à certaines personnes responsables, dont les personnes en charge de la substance contaminante, les personnes qui ont fait rejeter la substance et le propriétaire ou le locataire, actuel ou ancien, ou une autre personne en possession du site, maintenant ou par le passé. Le respect de ces lois peut occasionner d'importantes dépenses alors que leur non-respect peut entraîner l'imposition d'importantes amendes et pénalités, la suspension ou l'annulation des permis et des autorisations nécessaires ainsi que des poursuites en responsabilité civile pour les dommages causés par la pollution ou la délivrance d'ordonnances de nettoyage.

En Alberta, les exigences en matière de protection de l'environnement sont prévues par l'*Environmental Protection and Enhancement Act* (Alberta) (l'« **EPEA** ») et par la *Oil and Gas Conservation Act* (Alberta), qui imposent certaines responsabilités en matière environnementale pour les exploitants du secteur du pétrole et du

gaz naturel et les détenteurs de participations directes en Alberta et qui prévoient des amendes et des pénalités en cas de violation. L'EPEA impose également certaines responsabilités environnementales aux exploitants de projets d'extraction de sables bitumineux sur place, de pipelines, d'installations de traitement et d'installations de cogénération. Dans certains cas, l'EPEA impose des pénalités importantes en cas de violation. En Saskatchewan, les exigences en matière de protection de l'environnement sont prévues par les lois intitulées *Environmental Management and Protection Act* (Saskatchewan) et *Oil and Gas Conservation Act* (Saskatchewan). En Colombie-Britannique, les projets énergétiques peuvent faire l'objet d'un examen aux termes des dispositions de la loi intitulée *Environmental Assessment Act* (Colombie-Britannique) qui regroupe les anciens processus d'examen d'importants projets énergétiques en un seul processus d'évaluation environnementale auquel participe le public. En outre, en 2008, le gouvernement de la Colombie-Britannique a institué une taxe sur le carbone s'appliquant à tous les utilisateurs de carburant de la province.

En 1994, la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques est entrée en vigueur et, trois ans plus tard, a mené au Protocole de Kyoto qui oblige les pays participants, lorsqu'ils ont ratifié le Protocole, à diminuer leurs émissions de dioxyde de carbone et d'autres gaz à effet de serre. Le Canada a ratifié le Protocole de Kyoto à la fin de 2002 et le gouvernement canadien continue d'évaluer d'autres propositions et mesures législatives visant à atteindre des objectifs similaires. Le secteur pétrolier et gazier canadien en amont est en discussion avec divers paliers du gouvernement fédéral et de gouvernements provinciaux au sujet de l'élaboration des règlements sur les gaz à effet de serre pour l'industrie. Le gouvernement provincial de l'Alberta a établi des cibles de réduction des émissions pour les grands émetteurs (p. ex., 100 000 tonnes de dioxyde de carbone par année à une seule installation), ce qui pourrait entraîner des dépenses en immobilisations et des coûts d'exploitation accrus. À l'heure actuelle, Enerplus n'exploite aucune installation classée dans cette catégorie de grands émetteurs. Toutefois, Enerplus estime que le projet Kirby pourrait atteindre ce statut une fois mis en service. De même, le gouvernement fédéral du Canada a introduit, à la fin de 2007, une obligation pour toutes les industries de présenter, au plus tard le 31 mai 2008, l'information sur leurs émissions de 2006 pour toutes les installations émettant plus de 1 000 tonnes de dioxyde de carbone par année. Enerplus a rempli cette obligation. Cette information sera selon toute vraisemblance utilisée aux fins du plan de mise en application à venir. Le 10 mars 2008, le gouvernement fédéral du Canada a proposé de nouveaux règlements dans le cadre de son plan *Prendre le virage* qui forcerait toutes les installations émettant plus de 3 000 tonnes de dioxyde de carbone par année à réduire leurs émissions au fil du temps et les projets de sables bitumineux amorçant leurs activités en 2012 et après cette date à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre, en grande partie grâce aux technologies de captage du carbone. Les incidences potentielles sur les producteurs de sables bitumineux sont actuellement floues compte tenu que les règlements sont sous forme de projets et du fait que la technologie de captage de carbone n'a pas encore été éprouvée à grande échelle. Outre l'Alberta, certains autres gouvernements provinciaux du Canada (par exemple ceux de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan) ont également publié des cibles de réduction des émissions. Toutefois, jusqu'à ce que des plans de mise en œuvre soient élaborés, il est impossible d'évaluer l'impact sur des industries spécifiques et des entreprises individuelles dans l'industrie. Voir « Facteurs de risque — Risques liés aux activités et à l'exploitation d'Enerplus — L'exploitation de puits de pétrole et de gaz naturel par Enerplus pourrait l'exposer à des réclamations et responsabilités environnementales. »

Enerplus estime qu'elle respecte et qu'elle continuera de respecter dans une large mesure les lois et règlements applicables en matière d'environnement et s'est engagée à s'acquitter de ses responsabilités concernant la protection de l'environnement quel que soit l'endroit où elle exerce ses activités ou détient des participations directes. Enerplus prévoit que cette conformité peut entraîner des dépenses accrues, tant au chapitre des dépenses en immobilisations que des autres dépenses, en raison des lois de plus en plus sévères relatives à la protection de l'environnement. Enerplus croit qu'il est raisonnablement probable que les lois et les règlements en matière d'environnement continuent d'évoluer vers des normes plus strictes.

SÉCURITÉ DES TRAVAILLEURS

Les activités pétrolières doivent être exercées conformément aux procédures, aux règles et aux politiques relatives à la sécurité professionnelle que prévoient les lois provinciales sur la sécurité. Ces lois exigent que chaque employeur veille à la santé et à la sécurité de toutes les personnes se trouvant sur ses chantiers et de tous les travailleurs engagés dans ses travaux, et qu'il s'assure que tous ses employés connaissent leurs devoirs et responsabilités aux termes des lois applicables. Les lois prévoient également les procédures de déclaration d'accident. Les pénalités prévues aux termes des lois applicables en matière de santé et de sécurité au travail comprennent des amendes importantes et l'incarcération.

Facteurs de risque

Avant de prendre la décision d'investir dans les parts de fiducie, les porteurs de parts et les investisseurs éventuels devraient étudier attentivement les facteurs de risque décrits ci-après, ainsi que les autres renseignements contenus dans la présente notice annuelle. Les parts de fiducie diffèrent intrinsèquement des actions d'une société par actions bien que bon nombre des risques commerciaux auxquels Enerplus est confrontée soient semblables à ceux auxquels doit faire face une société par actions engagée dans l'industrie pétrolière et gazière. Les facteurs de risque qui suivent ont été organisés en sections distinctes, soit les risques liés aux activités et à l'exploitation d'Enerplus, les risques liés à la propriété des parts de fiducie et à la structure d'Enerplus, et les risques particuliers aux porteurs de parts ne résidant pas au Canada.

Plus particulièrement, Enerplus recommande aux porteurs de parts et aux investisseurs éventuels de lire la description des risques présentée à la rubrique « Facteurs de risque — Risques liés à la structure d'Enerplus et à la propriété des parts de fiducie — Les modifications apportées aux lois fiscales et aux autres lois peuvent nuire aux porteurs de parts » étant donné que l'entrée en vigueur de l'impôt des EIPD pourrait avoir une incidence importante sur la structure de société par actions ou de fiducie, les activités, l'exploitation et la situation financière d'Enerplus ainsi que sur la valeur des parts de fiducie pour les porteurs de parts.

RISQUES LIÉS AUX ACTIVITÉS ET À L'EXPLOITATION D'ENERPLUS

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

Les résultats d'exploitation et la situation financière d'Enerplus sont tributaires des prix touchés pour le pétrole et le gaz naturel qu'elle vend. Les prix du pétrole et du gaz naturel ont grandement fluctué au cours des dernières années, sont actuellement déprimés et continueront vraisemblablement d'être volatils à l'avenir. Les prix du pétrole et du gaz naturel peuvent fluctuer en raison de divers facteurs indépendants de la volonté d'Enerplus, dont notamment :

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

Les fléchissements des prix du pétrole brut ou du gaz naturel ou le maintien des prix actuels du pétrole et du gaz naturel peuvent avoir un effet défavorable important sur les activités, la situation financière, la capacité d'emprunt, les niveaux des réserves et des ressources d'Enerplus ainsi que sur le niveau des dépenses consacrées à la mise en valeur des réserves ou des ressources de pétrole et de gaz naturel d'Enerplus. Il se pourrait qu'il ne soit plus rentable d'exploiter certains puits de pétrole ou de gaz naturel si les conditions du marché actuelles ne s'améliorent pas, ce qui pourrait avoir une incidence sur les volumes de production d'Enerplus. Les fléchissements des rentrées nettes d'Enerplus qui en découlent pourraient réduire les distributions versées aux porteurs de parts du Fonds.

Enerplus peut avoir recours à des produits financiers dérivés et à d'autres mécanismes de couverture pour essayer de limiter une partie des effets défavorables de la volatilité des prix du pétrole et du gaz naturel. Dans la mesure où elle couvre le risque lié aux prix des marchandises, elle peut renoncer aux avantages que lui procurerait autrement une hausse des prix des marchandises. En outre, les activités de couverture des marchandises d'Enerplus pourraient l'exposer à des pertes. Ces pertes pourraient survenir dans diverses circonstances, y compris si l'autre partie à la couverture d'Enerplus ne remplit pas ses obligations aux termes du contrat de couverture.

La stratégie d'Enerplus dans l'environnement économique et industriel actuel peut exposer Enerplus à certains risques.

Comme il est décrit à la rubrique « Développement général du Fonds — Développement au cours des trois derniers exercices — Positionnement stratégique dans la conjoncture économique et l'environnement industriel actuels », à la lumière des conditions économiques et des prix des marchandises actuels, Enerplus a réduit ses programmes de dépenses en immobilisations pour 2009 et ses distributions versées aux porteurs de parts dans le but de minimiser davantage les augmentations de la dette et d'être en mesure de tirer parti d'occasions d'acquisition. Cette stratégie comporte certains risques, dont les suivants :

- les dépenses en immobilisations réduites feront diminuer la production future et les rentrées nettes disponibles à des fins de distribution;
- la diminution des distributions en espèces versées aux porteurs de parts peut faire reculer le cours ou la valeur des parts de fiducie sur le marché;
- Enerplus pourrait ne pas être en mesure de réaliser une acquisition intéressante.

De plus, si la faiblesse actuelle des prix des marchandises se poursuit, Enerplus pourrait être tenue de réviser de nouveau sa stratégie et tous nouveaux changements pourraient avoir une incidence défavorable sur les distributions en espèces versées aux porteurs de parts ou sur la valeur ou le cours des parts de fiducie.

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

Dans la mesure où Enerplus a recours aux rentrées nettes provenant de ses filiales en exploitation pour financer des acquisitions, des frais de mise en valeur et d'autres dépenses en immobilisations importantes, les rentrées nettes que le Fonds reçoit de ces filiales en exploitation seront réduites. Ainsi, le moment et le montant des dépenses en immobilisations peuvent avoir un effet sur le montant des rentrées nettes que touche le Fonds et, par conséquent, sur le montant de l'encaisse disponible à des fins de distribution aux porteurs de parts d'Enerplus. Dans la mesure où des sources externes de capitaux, y compris des prêts ou l'émission de parts de fiducie supplémentaires, deviennent limitées ou non disponibles, la capacité d'Enerplus d'effectuer les investissements en capital nécessaires pour maintenir, développer ou agrandir ses réserves et ses ressources pétrolières et gazières et pour investir dans des avoirs, selon le cas, sera réduite. Dans la mesure où Enerplus est tenue d'utiliser les rentrées nettes pour financer des dépenses en immobilisations, des acquisitions de terrains ou des acquisitions d'actifs, selon le cas, le niveau de ses distributions en espèces peut être réduit, ou même éliminé. Voir « Développement général du Fonds Enerplus Resources — Développement au cours des trois derniers exercices — Positionnement stratégique dans la conjoncture économique et l'environnement industriel actuels ».

Le conseil d'administration d'EnerMark a le pouvoir discrétionnaire de fixer dans quelle mesure les rentrées nettes provenant des filiales en exploitation du Fonds seront affectées au paiement de frais de service de la dette ainsi qu'au remboursement de l'encours de la dette. Les fonds utilisés à ces fins ne seront pas payables au Fonds. Par conséquent, les fonds retenus par les filiales en exploitation du Fonds afin de payer des frais de service de la dette ou de réduire la dette diminueront les liquidités distribuées aux porteurs de parts du Fonds pendant les périodes au cours desquelles les fonds sont ainsi retenus. De plus, les fluctuations des taux d'intérêt et des remboursements prévus du capital, si elles sont nécessaires aux termes des facilités de crédit, pourraient entraîner des modifications importantes du montant qui doit être affecté au service de la dette avant le paiement de toutes sommes par les filiales en exploitation du Fonds. Certains engagements contenus dans les conventions intervenues avec des prêteurs peuvent également limiter les paiements de ces filiales au Fonds. Bien qu'Enerplus juge ses facilités de crédit existantes suffisantes, rien ne garantit que le montant actuel continuera d'être disponible ou sera adéquat pour les obligations financières d'Enerplus ni que des fonds supplémentaires pourront être obtenus au besoin ou à des conditions avantageuses économiquement pour Enerplus. En outre, si les filiales en exploitation du Fonds ne sont pas en mesure d'acquitter leurs charges liées au service de la dette ou si elles se trouvent par ailleurs dans un cas de défaut comme une faillite, les prêteurs peuvent avoir priorité de rang par rapport aux titres ou aux redevances des filiales en exploitation que le Fonds détient, ce qui entraînera une diminution du montant versé au Fonds et, par conséquent, aux porteurs de parts.

La rétention des rentrées nettes au sein des filiales en exploitation du Fonds pour financer des dépenses en immobilisations ou le remboursement de la dette peut faire en sorte que les filiales en exploitation canadiennes aient de l'impôt sur le revenu courant à payer et/ou que l'impôt sur le revenu payable par les filiales en exploitation américaines ou les autres filiales directes ou indirectes du Fonds augmente. Le paiement en espèces de l'impôt sur le revenu peut, à son tour, réduire la distribution en espèces versée par le Fonds aux porteurs de parts.

Le rendement d'un placement dans le Fonds n'est pas comparable au rendement d'un investissement dans un titre à revenu fixe. La récupération d'un placement initial dans le Fonds comporte des risques et le rendement anticipé du placement est fonction de bon nombre de variables ayant trait au rendement. Bien que le Fonds entende verser des distributions en espèces aux porteurs de parts du Fonds, les distributions en espèces peuvent être réduites ou suspendues. Les distributions en espèces ne sont pas garanties. Le montant réellement distribué sera tributaire de nombreux facteurs, dont le rendement financier des filiales en exploitation du Fonds, les obligations au titre de la dette, le prix des marchandises, les niveaux de production, les besoins au chapitre du fonds de roulement, les besoins futurs de capital, les lois applicables (notamment en matière d'impôt sur le revenu, de taux de redevances et d'environnement) et d'autres facteurs indépendants du Fonds. En outre, la valeur marchande des parts de fiducie du Fonds peut chuter si les distributions en espèces du Fonds diminuent à l'avenir et la chute peut être importante.

Enerplus pourrait avoir besoin de financement supplémentaire aux fins du maintien et de l'expansion de ses actifs et de ses activités.

Le ralentissement économique mondial actuel fait en sorte qu'il est difficile de recueillir des capitaux propres ou d'autres types de capitaux ou de le faire selon des conditions économiques favorables. Dans le cours normal des investissements en capital effectués aux fins du maintien et de l'expansion des réserves et des ressources de pétrole, de LGN, de gaz naturel et de bitume d'Enerplus, des parts de fiducie supplémentaires pourraient être émises, ce qui pourrait entraîner un fléchissement de la production par part de fiducie et des réserves et/ou ressources par part de fiducie. En outre, Enerplus peut, de temps à autre, émettre des parts de fiducie ou d'autres titres de trésorerie afin de réduire sa dette, de réaliser des acquisitions et de maintenir une structure de capital optimale. Enerplus peut également se départir de terrains ou d'actifs existants afin de financer d'autres projets ou mises en valeur. De même, s'il devient difficile ou impossible d'obtenir du capital externe ou s'il est seulement possible d'en obtenir à des conditions moins favorables, y compris du financement par emprunt auprès de banques ou d'autres créanciers ou par l'émission de parts de fiducie supplémentaires ou d'autres titres, la capacité d'Enerplus de procéder aux investissements de capital nécessaires pour maintenir ou accroître ses réserves ou ressources de pétrole, de LGN, de gaz naturel et de bitume sera réduite. Si Enerplus est forcée d'utiliser des rentrées nettes supplémentaires pour financer des dépenses en immobilisations ou des acquisitions de terrains ou de payer des frais relatifs au service de sa dette ou pour réduire sa dette, les rentrées nettes destinées aux distributions aux porteurs de parts du Fonds pourraient être réduites.

Les facilités de crédit d'Enerplus et toute facilité de crédit qui les remplace pourraient ne pas fournir des liquidités suffisantes.

Les sommes disponibles aux termes des facilités de crédit d'Enerplus pourraient ne pas être suffisantes pour l'exploitation future, ou il est possible qu'Enerplus ne soit pas en mesure d'obtenir de financement supplémentaire à des conditions économiques intéressantes, ni même d'en obtenir. La facilité de crédit bancaire d'Enerplus est généralement disponible sur une période de trois ans, renouvelable chaque année avec un remboursement in fine requis à la fin de la période de trois ans si la facilité n'est pas renouvelée. Si cela survient, Enerplus devra peut-être obtenir du financement de remplacement. En 2008, Enerplus a choisi ne pas renouveler la durée de ses facilités de crédit en raison de la volatilité des marchés de capitaux et de l'incidence négative éventuelle sur les conditions des facilités de crédit qu'aurait pu entraîner le processus de renouvellement. Ainsi, les facilités de crédit comportent actuellement une durée de deux ans et expireront en novembre 2010. De plus, Enerplus doit rembourser le capital en cinq versements annuels égaux sur environ 268,3 M$ de billets non garantis de premier rang à compter du 19 juin 2010 et sur 55,1 M$ de billets non garantis de premier rang à compter du 1er octobre 2011. Voir « Dette d'Enerplus ». Le fait qu'un membre du syndicat de prêt ne finance pas ses obligations aux termes des facilités de crédit ou ne renouvelle pas son engagement à l'égard des facilités de crédit ou le fait qu'Enerplus n'obtienne pas du financement de remplacement ou du financement à des conditions avantageuses pourrait avoir un effet défavorable important sur les activités d'Enerplus, ce qui pourrait réduire ou éliminer de manière importante les distributions aux porteurs de parts, étant donné que le remboursement de cette dette est prioritaire par rapport au versement d'espèces des filiales en exploitation au Fonds et, par conséquent, du Fonds aux porteurs de parts.

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

Le prix qu'Enerplus touche pour la plus grande partie de son pétrole et de son gaz naturel est fondé sur des prix de référence libellés en dollars américains et, par conséquent, le taux de change entre les deux monnaies a une incidence sur le prix qu'Enerplus touche en dollars canadiens. Un accroissement important de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain, comme celui observé au cours des trois premiers trimestres de l'exercice 2008, peut avoir une incidence défavorable sur les produits nets qu'Enerplus tire de sa production puisqu'il réduit la somme en dollars canadiens qu'elle touche pour une vente donnée en dollars américains sans pour autant relâcher la pression sur la structure des coûts d'Enerplus puisque la majorité de ses frais sont engagés en dollars canadiens. Enerplus effectue certaines de ses activités et de son exploitation aux États-Unis, ce qui l'expose donc au risque de change tant au chapitre des produits que des coûts dans la mesure où la valeur du dollar canadien diminue par rapport à celle du dollar américain. Enerplus dispose à l'heure actuelle d'un crédit croisé connexe aux 175 M$ US de billets non garantis de premier rang émis par EnerMark en juin 2002 et des swaps de devises qui fixent les remboursements de capital sur ses 54 M$ US en billets non garantis de premier rang émis en octobre 2003, respectivement, comme il est précisé dans les notes 7b), 9 et 12d) des états financiers consolidés vérifiés du Fonds pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008. Voir également « Dette d'Enerplus — Billets non garantis de premier rang ».

Si Enerplus est incapable d'ajouter ou de mettre en valeur des réserves supplémentaires ou d'ajouter à ses ressources ou de les mettre en valeur, la valeur des parts de fiducie et des distributions du Fonds aux porteurs de parts devrait fléchir.

Enerplus augmente ses réserves de pétrole et de gaz naturel principalement par voie d'acquisitions et de mise en valeur continue des réserves et des ressources ainsi que par certaines activités d'exploration. En conséquence, le niveau des réserves futures de pétrole et de gaz naturel d'Enerplus est grandement tributaire de son succès dans le cadre de la mise en valeur et de l'exploitation de ses réserves et de ses ressources de base et de l'acquisition de réserves et/ou de ressources supplémentaires. Enerplus est soumise à des risques liés à l'exploitation et à la mise en valeur et, par conséquent, ces risques peuvent avoir un effet sur la valeur des parts de fiducie et les distributions aux porteurs de parts en raison des résultats incertains de la recherche et de la production de pétrole et de gaz naturel au moyen de méthodes scientifiques imparfaites. De plus, si des capitaux provenant de sources externes ne sont pas disponibles ou ne sont pas disponibles à des conditions commercialement avantageuses, la capacité d'Enerplus à effectuer les investissements de capitaux nécessaires pour maintenir, mettre en valeur ou accroître ses réserves et ses ressources de pétrole et de gaz naturel sera diminuée. Même si les capitaux nécessaires sont disponibles, Enerplus ne peut garantir qu'elle réussira à acquérir des réserves ou des ressources supplémentaires à des conditions conformes à ses objectifs d'investissement. Sans ces ajouts, les réserves d'Enerplus s'épuiseront et, par conséquent, sa production ou la

durée de vie moyenne de ses réserves diminuera. Ces diminutions peuvent entraîner une réduction de la valeur des parts de fiducie et une réduction des distributions en espèces aux porteurs de parts du Fonds.

L'attention accrue qu'Enerplus se propose d'accorder à des projets et à des acquisitions axés sur la croissance pourrait exposer ses résultats d'exploitation à de plus grands risques.

Comme il est décrit à la rubrique « Information sur l'exploitation — Aperçu », Enerplus compte accorder davantage d'attention à des projets et à des acquisitions axés sur la croissance. Alors qu'Enerplus se concentrait par le passé sur des projets de mise en valeur à moindre risque, elle compte consacrer en 2009 environ 50 M$ à des projets axés sur la croissance, comme des zones pétrolières de gaz naturel difficilement acidifiable dans la zone Montney, dans le nord-est de la Colombie-Britannique et le nord-ouest de l'Alberta, et des zones de pétrole difficilement acidifiable se trouvant dans la formation Bakken. Ces types de zones pétrolières représentent des projets de mise en valeur à des stades plus précoces (et relèvent dans certains cas davantage de l'exploration) que ceux auxquels Enerplus participe habituellement et, par conséquent, il est plus probable que les dépenses qu'Enerplus consacre aux terrains, au domaine sismique et au forage ne produisent pas de retombées économiques. De plus, dans la mesure où Enerplus acquiert des terrains ou des actifs comportant un profil d'exploration à risque plus élevé, le risque associé à ces acquisitions et à la mise en valeur future de ces terrains est similaire.

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

La valeur des parts de fiducie dépend, entre autres, des réserves et des ressources attribuables aux terrains d'Enerplus. Les réserves et les ressources réelles contenues dans les terrains d'Enerplus varieront par rapport aux estimations résumées dans la présente notice annuelle et ces variations pourraient être importantes. L'estimation des réserves et des ressources est en soi une projection et, par conséquent, est intrinsèquement incertaine. Le processus d'estimation des réserves et des ressources nécessite l'utilisation d'interprétations et de jugements de la part des ingénieurs pétroliers, ce qui donne des valeurs imprécises, particulièrement en ce qui a trait aux nouvelles découvertes. À partir des mêmes données, un ingénieur peut effectuer des évaluations des quantités des réserves et des ressources et des produits d'exploitation qui leurs sont attribuables qui sont différentes de celles d'un autre ingénieur. En définitive, les réserves et les ressources réelles attribuables aux terrains d'Enerplus seront différentes des estimations actuelles et seront réévaluées par rapport à celles-ci et ces différences et ces réévaluations pourraient être importantes. Les renseignements relatifs aux réserves et aux ressources contenus dans la présente notice annuelle ne représentent que des estimations. De nombreux facteurs sont pris en compte et de nombreuses hypothèses sont posées dans l'estimation de réserves et de ressources. Parmi ces facteurs et hypothèses, citons notamment :

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

Les estimations des réserves et des ressources sont fondées sur les facteurs, les hypothèses et les prix pertinents à la date où les évaluations sont préparées. Bon nombre de ces facteurs peuvent faire l'objet de modifications et sont indépendants de la volonté d'Enerplus. Si ces facteurs, hypothèses et prix se révèlent inexacts, les réserves et les ressources réelles d'Enerplus pourraient être sensiblement différentes de ses estimations. De plus, toutes ces estimations sont, jusqu'à un certain point, incertaines et les classifications des réserves et des ressources ne sont que des tentatives de définir le degré d'incertitude en cause. Pour ces raisons, les estimations des quantités de pétrole et de gaz naturel dont la récupération peut se faire de façon rentable, la classification de ces réserves et de ces ressources d'après le risque lié à la récupération et des éventualités connexes et les estimations des produits d'exploitation nets futurs que l'on s'attend à en tirer, préparés par différents ingénieurs ou par les mêmes ingénieurs à des moments différents, peuvent varier considérablement.

Les estimations des réserves et les ressources qui peuvent être mises en valeur et exploitées dans l'avenir (en particulier les réserves et les ressources de sables bitumineux) sont souvent fondées sur des calculs de volume et de probabilité et sur des comparaisons avec des types similaires de réserves et de ressources, plutôt que sur des antécédents de production réels. Les estimations fondées sur ces méthodes sont généralement moins fiables que celles qui sont fondées sur des antécédents de production réels. L'évaluation subséquente des mêmes réserves ou des mêmes ressources fondée sur des antécédents de production peut se traduire par des variations ou des révisions dans les réserves ou les ressources estimatives, et certaines de ces variations ou révisions pourraient être importantes.

Les estimations des réserves et des ressources peuvent devoir être révisées en fonction de la production réelle. Ces chiffres ont été établis d'après des prix pour le pétrole, le gaz naturel et les LGN, ainsi que des frais d'exploitation, présumés. Les fluctuations des prix des marchandises sur le marché peuvent rendre la récupération de certaines catégories de pétrole ou de gaz naturel ou du bitume de certaines teneurs non rentable. De plus, des facteurs à court terme ayant trait aux réserves et aux ressources des sables bitumineux peuvent nuire à la rentabilité du projet de sables bitumineux Kirby d'Enerplus au cours de toute période donnée. On ne peut garantir la densité ni la qualité du bitume produit à partir du projet de sables bitumineux Kirby d'Enerplus. De plus, au fur et à mesure que les plans actuels de mise en valeur du projet Kirby sont élaborés ou modifiés, le volume et la valeur estimée des réserves ou des ressources attribuées au projet peuvent varier.

En outre, l'utilisation des termes « ressources éventuelles » et « ressources » aux présentes ne constituent pas des « réserves » et ne devraient pas être confondues à celles-ci. Pour obtenir de plus amples renseignements, voir « Présentation des réserves de pétrole et de gaz, des ressources et des données de production d'Enerplus » et « Information sur l'exploitation — Types de zones pétrolières d'Enerplus — Sables bitumineux ».

L'endettement d'Enerplus envers des tiers pourrait limiter la fréquence ou le montant des distributions que le Fonds verse aux porteurs de parts.

Le versement des intérêts et le remboursement du capital à l'égard des dettes d'Enerplus envers des tiers, y compris les facilités de crédit, ont priorité sur les versements en espèces que le Fonds reçoit des filiales en exploitation et, par conséquent, réduit les sommes disponibles à des fins de distributions par le Fonds à ses porteurs de parts. Enerplus dispose d'une facilité de crédit bancaire non garantie à taux d'intérêt variable. En outre, Enerplus a échangé ses 175 M$ US et 54 M$ US en billets non garantis de premier rang à taux d'intérêt fixe contre une dette libellée en dollars canadiens. Les fluctuations des taux d'intérêt et les remboursements prévus du capital pourraient entraîner des changements importants du montant des rentrées nettes que doivent affecter les filiales en exploitation à leur dette avant qu'elles ne puissent verser quelque somme que ce soit au Fonds. Les contrats régissant la facilité de crédit bancaire et les billets non garantis de premier rang prévoient chacun que si Enerplus est en défaut ou si elle fait défaut de se conformer à certains engagements, la capacité du Fonds de verser des distributions aux porteurs de parts peut être limitée. En outre, le droit du Fonds de recevoir des paiements de ses filiales en exploitation est expressément subordonné aux droits des prêteurs aux termes de la facilité de crédit bancaire et à ceux des porteurs des billets non garantis de premier rang. Voir « Dette d'Enerplus ».

Enerplus pourrait ne pas obtenir les avantages prévus de ses acquisitions ou dispositions.

Enerplus peut à l'occasion acquérir d'autres terrains de pétrole et de gaz naturel et des actifs connexes. Pour obtenir les avantages prévus de ces acquisitions, il faudra notamment procéder avec succès à la consolidation

des fonctions et à l'intégration des activités, des procédures et du personnel d'une façon opportune et efficiente et il faudra qu'Enerplus puisse concrétiser les occasions de croissance et les synergies anticipées découlant de la combinaison des actifs et des terrains acquis et de leur intégration aux activités existantes d'Enerplus. Ces activités solliciteront grandement la direction et demanderont beaucoup de temps et de capital et d'autres ressources, ce qui pourrait accaparer l'attention de la direction et monopoliser le capital et les autres ressources au détriment d'autres occasions stratégiques et d'autres questions relatives à l'exploitation pendant le processus. Le processus d'intégration pourrait entraîner la perte d'employés clés et le dérangement des activités courantes, des relations avec les clients et les employés, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur la capacité d'Enerplus de tirer les avantages prévus d'acquisitions futures.

Par ailleurs, les investisseurs potentiels sont informés que certaines acquisitions, particulièrement celles d'actifs de sables bitumineux comme dans le cas de l'acquisition de Kirby au cours du deuxième trimestre de 2007 ou d'autres actifs comportant des risques ou une croissance plus élevée, de même que la mise en valeur de ces actifs requièrent et continueront d'exiger des dépenses en immobilisations importantes de la part d'Enerplus, qui pourrait ne tirer aucune rentrée nette liée aux activités d'exploitation de ces acquisitions avant plusieurs années ou qui pourrait percevoir des rentrées nettes d'un montant moindre que prévu. Par conséquent, le calendrier et le montant des dépenses en immobilisations pourraient avoir une incidence sur le montant des versements en espèces reçus par Enerplus de ses filiales en exploitation et pourraient avoir une incidence défavorable sur le montant des distributions en espèces versées aux porteurs de parts du Fonds.

Enerplus pourrait également, de temps à autres, se départir de terrains et d'actifs. Ces dispositions pourraient prendre la forme de terrains ou d'actifs accessoires ou encore d'actifs ou de terrains faisant l'objet de monétisation dans le but de financer d'autres projets ou mises en valeur par Enerplus. Il est impossible de garantir qu'Enerplus obtiendra le montant du produit désiré de ces dispositions ou que celles-ci seront bien reçues au sein des marchés financiers et elles pourraient avoir une incidence défavorable sur le cours des parts de fiducie.

Lorsqu'elle fait des acquisitions, Enerplus formule des estimations du rendement futur des actifs qu'elle acquiert, estimations qui peuvent se révéler inexactes.

Lorsqu'elle acquiert des actifs, Enerplus est assujettie aux risques associés à la prévision du rendement futur de ces actifs. Enerplus formule certaines estimations et hypothèses concernant la prospectivité et les caractéristiques des actifs qu'elle acquiert, qui peuvent ne pas se concrétiser avec le temps. Ainsi, les actifs acquis peuvent ne pas posséder la valeur qu'Enerplus leur a attribuée, ce qui pourrait avoir un effet défavorable sur les rentrées nettes d'Enerplus et les distributions versées à ses porteurs de parts. Dans la mesure où Enerplus réalise des acquisitions comportant un potentiel de croissance plus élevé, les risques accrus souvent associés à un tel potentiel peuvent augmenter les probabilités que les résultats réels diffèrent des estimations initiales d'Enerplus.

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

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

Des coûts d'exploitation plus élevés engagés à l'égard des terrains d'Enerplus occasionneront une réduction directe des rentrées nettes que le Fonds touche et, par conséquent, pourraient réduire les distributions versées aux porteurs de parts d'Enerplus. Les coûts reliés à l'électricité, aux produits chimiques, à l'approvisionnement, aux services énergétiques et à la main-d'œuvre sont quelques-uns des coûts d'exploitation d'Enerplus susceptibles de variations importantes.

Le niveau de production des terrains existants d'Enerplus peut chuter à un rythme supérieur à celui prévu en raison de circonstances inattendues, dont bon nombre sont indépendantes de la volonté d'Enerplus. Une diminution importante de la production pourrait entraîner des produits et des rentrées nettes beaucoup plus

faibles et, par conséquent, pourrait réduire les sommes disponibles à des fins de distribution aux porteurs de parts.

Puisqu'une partie des terrains d'Enerplus sont exploités par des tiers, l'échec des exploitants tiers peut avoir un effet défavorable sur les résultats d'exploitation d'Enerplus.

La production continue tirée d'un terrain, et dans une certaine mesure la commercialisation de cette production, dépend de la compétence des exploitants des terrains d'Enerplus. Environ 30 % de la production quotidienne d'Enerplus provient de terrains exploités par des tiers, ce qui entraîne une dépendance importante envers les exploitants tiers en ce qui touche l'estimation des dépenses en immobilisations futures. Dans la mesure où un exploitant tiers ne remplit pas ces fonctions adéquatement, est soumis à des contraintes en matière de capitaux ou de liquidité, ou devient insolvable, les résultats d'exploitation d'Enerplus s'en ressentiront et ses rentrées nettes pourraient être réduites.

En outre, les contrats d'exploitation régissant les terrains dont Enerplus n'est pas l'exploitant normalement à l'exploitant de mener les activités selon les règles de l'art. Ces contrats d'exploitation stipulent cependant généralement que l'exploitant n'a pas de responsabilité envers les autres propriétaires de participation directe non exploitants pour les pertes subies ou les responsabilités engagées, sauf pour les responsabilités qui peuvent découler d'une négligence grave ou d'une faute intentionnelle.

Enerplus est soumise au risque que les contreparties à ses contrats ne respectent pas leurs obligations

Enerplus est soumise au risque que les contreparties à ses contrats de gestion des risques, à ses arrangements de commercialisation et à ses conventions d'exploitation et que d'autres fournisseurs de produits et de services ne puissent respecter leurs obligations aux termes de ces conventions ou de ces arrangements, y compris en raison de besoins de liquidité ou de leur insolvabilité, particulièrement dans la conjoncture économique actuelle. L'omission de ces contreparties d'effectuer des paiements ou d'exécuter leurs obligations d'exploitation ou autres envers Enerplus pourrait avoir une incidence défavorable sur les résultats d'exploitation, les rentrées nettes et la situation financière d'Enerplus ainsi que sur les distributions qui pourraient être versées aux porteurs de parts.

Le nouveau régime de redevances de l'Alberta pourrait avoir une incidence défavorable sur Enerplus et sur ses activités et ses réserves.

En décembre 2008, le gouvernement de l'Alberta a donné force de loi au nouveau régime de redevances avec prise d'effet le 1er janvier 2009. Le gouvernement de l'Alberta a offert aux producteurs de pétrole et de gaz naturel l'occasion unique d'opter, pendant une période de cinq ans, pour les taux de redevances de transition au lieu du nouveau régime de redevances à l'égard de certains nouveaux puits forés par battage à compter du 19 novembre 2008. De plus, le 3 mars 2009, le gouvernement de l'Alberta a annoncé un programme incitatif à court terme visant à encourager le forage de nouveaux puits au cours des douze prochains mois, qui prévoit des taux de redevances initiaux inférieurs et certains crédits de redevances. Voir « Conditions dans l'industrie — Redevances et mesures incitatives » et « Développement général du Fonds Enerplus Resources — Développement au cours des trois derniers exercices — Révisions apportées au régime de redevances de l'Alberta ». En 2008, environ 61 % de la production de pétrole brut et de gaz naturel d'Enerplus provenait de l'Alberta. Étant donné qu'il ne s'est pas encore écoulé un exercice complet depuis qu'Enerplus exerce ses activités aux termes du nouveau régime de redevances et le fait que ce nouveau régime est sensible aux prix des marchandises et aux niveaux de production, il est impossible pour le moment de déterminer les répercussions globales du nouveau régime de redevances de l'Alberta (y compris les taux de redevances de transition et les mesures incitatives à court terme) sur la situation financière et l'exploitation d'Enerplus et, particulièrement, la mesure dans laquelle le nouveau régime de redevances pourrait réduire les rentrées nettes d'Enerplus, ce qui pourrait réduire à leur tour les sommes disponibles par ailleurs pour les distributions par le Fonds à ses porteurs de parts. Les réserves d'Enerplus et les produits nets futurs estimatifs associés à celles-ci, telles qu'énoncées dans les rapports sur les réserves résumés dans la présente notice annuelle, tiennent compte des taux de redevances révisés envisagés par le nouveau régime de redevances de l'Alberta. Toute incidence défavorable sur Enerplus du nouveau régime de redevances se fera particulièrement ressentir dans les périodes où les prix des marchandises sont à un niveau moyen ou élevé.

Les activités d'Enerplus sont assujetties à certains risques et à certaines responsabilités inhérents au secteur du pétrole et du gaz naturel dont certains ne sont pas couverts par une assurance.

Les activités d'Enerplus, dont le forage de puits de pétrole et de gaz naturel ainsi que la production et le transport du pétrole et du gaz naturel, sont soumises à certains risques normalement associés à l'exploitation du pétrole et du gaz naturel. Parmi ces risques et dangers, citons les formations ou pressions inattendues, les éruptions, la formation de cratères et les incendies. Les activités d'Enerplus peuvent également être assujetties au risque de vandalisme ou de menaces terroristes, y compris de terrorisme écologique, comme les attentats à la bombe contre plusieurs pipelines au nord-est de la Colombie-Britannique (une région où Enerplus exerce des activités) à la fin de 2008 et au début de 2009. Les risques qui précèdent pourraient entraîner des blessures corporelles, des décès, une réduction des volumes de production ou des dommages à l'environnement et aux terrains d'Enerplus ou à ceux d'autrui. Enerplus ne peut s'assurer totalement contre ces risques, et certains de ceux-ci sont non assurables. Bien qu'Enerplus possède une assurance-responsabilité, une assurance pertes d'exploitation et une assurance sur les biens relativement à de tels éléments, rien ne garantit que l'assurance sera suffisante pour couvrir toutes les pertes découlant de tels événements ou que la production perdue sera de retour dans les meilleurs délais. Enerplus peut devenir responsable de dommages-intérêts découlant de ces événements contre lesquels elle ne peut s'assurer ou contre lesquels elle peut choisir de ne pas s'assurer en raison des primes élevées ou pour d'autres raisons. Alors qu'Enerplus a mis en place des politiques en matière de sécurité et d'environnement afin de protéger ses exploitants et ses employés et de satisfaire aux exigences réglementaires des zones où ils exercent leurs activités, les frais engagés pour compenser des dommages-intérêts ou pour acquitter des responsabilités réduiraient les fonds disponibles à des fins de distribution aux porteurs de parts du Fonds.

Les terrains et les actifs qu'Enerplus pourraient acquérir à l'avenir sont assujettis à des risques d'exploitation.

Les facteurs de risque énoncés dans la présente notice annuelle relatifs au secteur du pétrole et du gaz naturel et à l'exploitation, aux réserves et aux ressources d'Enerplus s'appliquent également aux terrains et aux actifs futurs qu'Enerplus pourrait acquérir. Enerplus procède généralement à certaines vérifications diligentes dans le cadre des acquisitions, mais ne peut garantir qu'elle repérera tous les risques et responsabilités possibles relatifs aux terrains touchés.

Les terrains Kirby acquis par Enerplus au deuxième trimestre de 2007 contiennent actuellement certains puits de production et des puits fermés de gaz naturel qui peuvent atteindre les ressources de bitume à la concession Kirby ou par ailleurs faire en sorte que les zones de pétrole et de gaz naturel concernées entrent en contact avec celles-ci. Si la production de gaz naturel tirée de ces zones atteint les ressources de bitume de la concession Kirby ou entre par ailleurs en contact avec celles-ci, il est possible qu'il survienne une perte de vapeur ou de pression dans la chambre de vapeur dans le processus de DGMV d'extraction du bitume et que la mise à la récupération du bitume par processus de DGMV. Enerplus n'a pas acquis ces puits ni les zones de pétrole et de gaz naturel classiques à partir desquelles est tirée la production ou qui peut être produite à partir de ces puits, ni les obligations en matière d'abandon, de remise en état et d'environnement associées à ces puits aux termes de l'acquisition de Kirby. La convention d'acquisition de Kirby prévoit que les vendeurs conservent les droits relatifs à ces puits et zones et, s'il est établi qu'il existe un contact entre les zones de production de gaz naturel et les ressources de bitume, les parties comptent conclure une convention aux termes de laquelle les vendeurs conviendraient de prendre les mesures raisonnables d'un point de vue commercial qui peuvent être nécessaires pour atténuer ce risque d'autoriser Enerplus à prendre de telles mesures et, le cas échéant, de fermer un puits qui pourrait atteindre ces ressources ou entrer en contact avec celles-ci. Toutefois, rien ne garantit que la production actuelle ou possible de gaz naturel par rapport au bitume à la concession Kirby ne constituera pas un risque pour la récupération des ressources de bitume à la concession au moyen du processus de DGMV.

Le projet de sables bitumineux Kirby en est au stade des travaux préparatoires et est assujetti à de nombreux risques.

Le projet Kirby d'Enerplus en est actuellement au stade des travaux préparatoires. Il y a un risque que le projet Kirby d'Enerplus, y compris leurs phases ou expansion à venir, ne puisse aller de l'avant ou qu'il ne soit pas mené à terme comme prévu, à temps ou dans les limites du budget. De plus, si le projet Kirby se poursuit effectivement, il y a un risque qu'il subisse des retards dans sa mise en valeur ou son démarrage commercial, une interruption de l'exploitation ou des coûts accrus en raison de nombreux facteurs, notamment ceux qui suivent :

- viabilité économique du projet Kirby ou de certaines parties de celui-ci;
- construction ou installation tombant sous les niveaux prévus pour ce qui est des résultats ou de l'efficacité;
- panne ou défaillance du matériel ou de processus;
- rendement des réservoirs;
- erreurs de conception, de construction, des entrepreneurs ou de l'exploitant qui nuisent à l'exploitation;
- non-exécution par des designers, des entrepreneurs et des fournisseurs tiers ou défaut de tiers de construire l'infrastructure requise pour que le projet Kirby se poursuive avec succès;
- conflits de travail ou perturbations ou baisses de productivité;
- augmentations du coût des matières ou de la main-d'œuvre;
- pénurie d'ouvriers qualifiés et de matériel et des services requis ou retard à s'adjoindre ces ouvriers ou à se procurer ce matériel ou ces services;
- retards dans l'obtention des approbations des organismes de réglementation ou conditions imposées par ceux-ci;
- changements dans la portée des projets;
- interruptions et retards dans la disponibilité des services de transport;
- conditions resserrées par les organismes de réglementation;
- violation des exigences des permis;
- perturbation de l'approvisionnement en énergie;
- retards causés par des événements météorologiques et catastrophiques tels que des incendies, des tremblements de terre, des tempêtes ou des explosions;
- dépendance envers des technologies qui n'ont pas encore démontré leur application commerciale dans l'exploitation des sables bitumineux.

Ces retards accroîtront vraisemblablement les coûts de ces projets et pourraient nécessiter du financement supplémentaire qui peut ne pas être disponible ou être disponible uniquement à des conditions défavorables.

Compte tenu du stade précoce de développement du projet Kirby, diverses modifications relatives à la portée du projet et aux plans de mise en valeur peuvent être apportées pendant sa mise en œuvre ou avant de le terminer. L'information contenue dans la présente notice annuelle concernant le projet Kirby (y compris les évaluations des ressources courantes) et la mise en valeur du projet dépend de l'amélioration des conditions économiques actuelles et des prix des marchandises, de la réception de toutes les approbations des organismes de réglementation, des besoins en capitaux du projet et d'autres projets d'Enerplus, de certains facteurs économiques, de l'absence de changement important dans le projet ou dans sa portée et de la poursuite générale du projet comme il est actuellement prévu.

La mise en valeur de la concession Kirby pourrait nécessiter un important financement, qui peut ne pas être disponible ou être disponible uniquement à des conditions défavorables. À l'heure actuelle, il n'est pas prévu de construire une usine de traitement ou de signer de contrat avec une telle usine afin de rehausser la qualité du bitume qui pourrait être extrait du projet Kirby. Par conséquent, un certain nombre de risques existent concernant le transport et la commercialisation du bitume qui pourrait être extrait du projet Kirby, y compris l'approvisionnement adéquat en diluant ou en pétrole synthétique léger qui est mélangé au bitume afin de le transporter de façon économique vers le marché, car, comme les marchés pour du bitume non traité sont moins

nombreux, le prix de vente sur ces marchés se négocie typiquement à escompte par rapport au prix du pétrole brut léger.

La récupération de bitume et de pétrole lourd par processus de DGMV est assujettie à de nombreux risques et à de nombreuses éventualités dont bon nombre ne dépendent pas d'Enerplus.

Les technologies de DGMV actuelles pour la récupération in situ de pétrole lourd et de bitume sont très énergivores, ce qui entraîne une consommation importante de gaz naturel ou d'autres combustibles pour produire la vapeur utilisée dans le processus de récupération. La quantité de vapeur requise dans le processus de production peut également varier et avoir une incidence sur les coûts. La qualité et le rendement du réservoir peuvent également toucher le moment et les niveaux de production à l'aide de cette technologie. L'utilisation commerciale de cette technologie pour le bitume est relativement nouvelle et, par conséquent, en l'absence de données antérieures d'exploitation à long terme, il est impossible de garantir la viabilité des activités de DGMV. Bien que la technologie de DGMV ait été testée dans le cadre d'autres exploitations de sables bitumineux, rien ne garantit que le recours au DGMV dans la concession Kirby donnera des résultats semblables dans d'autres situations ou produira du bitume et du pétrole lourd ou qu'il en produira aux niveaux ou aux coûts prévus ou dans les délais.

Des conditions météorologiques difficiles peuvent faire fléchir la production et, dans certains cas, faire augmenter les coûts. Les installations de récupération de bitume par DGMV de même que la mise en valeur et l'expansion de la production peuvent comporter des dépenses en immobilisations importantes. Des pannes de matériel pourraient causer des dommages aux installations ou aux puits d'Enerplus et engager sa responsabilité envers des tiers contre lesquels Enerplus peut ne pas être capable de s'assurer intégralement ou peut choisir de ne pas le faire à cause du coût élevé des primes ou pour d'autres raisons.

Si les installations de DGMV d'Enerplus ne fonctionnent pas comme prévu, les produits d'exploitation, les rentrées nettes, les bénéfices et les distributions en espèces d'Enerplus pourraient diminuer.

Le rendement des installations de DGMV d'Enerplus peut différer de ses attentes. Les écarts avec ces attentes peuvent inclure notamment la capacité d'exercer des activités aux niveaux prévus de débit ou de production et la fiabilité ou la disponibilité des installations. En outre, les coûts d'exploitation des sables bitumineux sont des composantes importantes du coût de production du bitume. Les coûts d'exploitation des projets de sables bitumineux d'Enerplus peuvent varier considérablement au cours de la période d'exploitation. Si le rendement des installations n'est pas conforme aux attentes d'Enerplus ou aux exigences des autorisations d'organismes de réglementation, Enerplus peut être tenue d'investir des capitaux supplémentaires pour corriger les lacunes ou Enerplus peut ne pas être en mesure d'atteindre le niveau de production prévu. Si ces attentes ne se concrétisent pas ou si les coûts d'exploitation sont supérieurs aux prévisions, les produits d'exploitation, les rentrées nettes, les bénéfices et les distributions en espèces d'Enerplus aux porteurs du Fonds pourraient diminuer.

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

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

En raison de l'adoption de l'impôt des EIPD, Enerplus sera effectivement imposé à un taux similaire à celui des sociétés canadiennes à compter de 2011, sous réserve des montants de ses comptes d'impôt alors disponibles (selon l'hypothèse qu'Enerplus ne viole pas la disposition de la zone sûre de « croissance normale » avant cette date), Par conséquent, les offres d'achat d'Enerplus visant l'acquisition de sociétés et de terrains canadiens peuvent être touchées par l'incidence de l'impôt des EIPD et être rajustées en conséquence et Enerplus pourrait

ne plus avoir accès aux capitaux nécessaires à l'acquisition de sociétés et de terrains dont elle bénéficiait précédemment. Enerplus pourrait être désavantagé par l'impôt des EIPD par rapport à ses concurrents du secteur comme les sociétés de gestion de pension du secteur des ressources, les entités intermédiaires des États-Unis telles que les sociétés en commandite cadres et les sociétés à responsabilité limitée, et les sociétés des États-Unis qui sont en mesure de minimiser l'impôt canadien au moyen de dettes intersociétés et de mesures de planification fiscale transfrontalières.

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

Le secteur du pétrole et du gaz naturel fait l'objet d'une réglementation environnementale importante aux termes des législations fédérales, provinciales et locales au Canada et de lois et règlements fédéraux et étatiques aux États-Unis. Le défaut de respecter cette législation pourrait entraîner l'imposition d'amendes ou la délivrance d'« ordonnances de nettoyage ». La législation régissant le secteur d'Enerplus pourrait être modifiée pour imposer des normes supérieures et des obligations potentiellement plus onéreuses. Par exemple, le Protocole de Kyoto de 1997 à la Convention-Cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, appelé le Protocole de Kyoto, qui imposerait (notamment) d'importantes réductions des émissions de gaz à effet de serre, a été ratifié par le Canada à la fin de 2002 et le gouvernement fédéral du Canada continue d'évaluer d'autres propositions et mesures législatives visant à atteindre des objectifs similaires en matière d'environnement. L'une de ces mesures est le plan intitulé *Prendre le virage* annoncé le 10 mars 2008, dans lequel le gouvernement fédéral du Canada propose de nouveaux règlements qui obligeraient toutes les installations qui émettent plus de 3 000 tonnes de dioxyde de carbone par année à réduire leurs émissions au fil du temps et les projets de sables bitumineux débutant en 2012 et après cette date à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre, surtout grâce à la technologie de captage de carbone. L'incidence potentielle sur les producteurs de sables bitumineux, y compris Enerplus, dans le cadre de son projet Kirby, est actuellement incertaine compte tenu que les règlements sont encore des projets et que la technologie de captage de carbone n'a pas encore été éprouvée sur une grande échelle, bien que le coût de mise en place de telles mesures puisse être important. Même si l'issue de ce processus est inconnue actuellement, l'entrée en vigueur d'une législation en matière d'environnement ou d'exigences règlementaires plus restreignantes pourraient entraîner des coûts supplémentaires pour les producteurs de pétrole et de gaz naturel comme Enerplus. De surcroît, le gouvernement de la Colombie-Britannique a institué en 2008 une taxe sur le carbone et un système de plafonds des émissions et d'échange des droits d'émission pour les grands émetteurs de gaz à effet de serre. Voir « Conditions dans l'industrie — Réglementation environnementale ».

Enerplus n'est pas totalement assurée contre certains risques environnementaux, soit parce que l'assurance n'est pas disponible, soit parce que les primes sont élevées. En particulier, l'assurance contre les risques de pollution environnementale se produisant au fil du temps (par opposition à des dommages soudains et catastrophiques) n'est pas disponible à des conditions économiquement raisonnables. Par conséquent, il est possible que les terrains d'Enerplus fassent l'objet d'obligations découlant de dangers qui peuvent ne pas être assurables ou contre lesquels elle n'est pas assurée en raison des primes prohibitives ou pour d'autres raisons.

Enerplus n'a pas établi de fonds de restauration distinct aux fins de financer ses obligations futures estimatives en matière de restauration et d'environnement. Elle ne peut garantir aux épargnants éventuels qu'elle sera en mesure de respecter ses obligations futures en matière de réclamations et d'environnement. Les frais associés à la restauration ou à l'abandon d'un site engagés dans le cours normal des affaires, pendant une période précise, seront financés sur les rentrées et, par conséquent, réduiront les sommes disponibles à des fins de distribution aux porteurs de parts. Si Enerplus devait ne pas être en mesure de financer entièrement les frais nécessaires au règlement d'une réclamation environnementale, elle pourrait être tenue de suspendre ses activités ou d'entreprendre des mesures provisoires de conformité jusqu'à la réalisation de la mesure corrective requise.

La réglementation gouvernementale et les approbations réglementaires requises peuvent avoir une incidence sur l'exploitation d'Enerplus.

L'industrie pétrolière et gazière exerce ses activités conformément à des lois et à des règlements fédéraux, provinciaux, étatiques et municipaux régissant des questions telles que le régime foncier, les prix, les redevances, les taux de production, les contrôles de protection de l'environnement, le revenu, l'exportation du pétrole brut, du gaz naturel et d'autres produits, ainsi que d'autres questions. L'industrie est également assujettie à la réglementation des gouvernements dans des questions comme l'octroi ou l'acquisition de droits d'exploration

et de production, les participations dans les sables bitumineux ou d'autres participations (y compris les conditions ayant trait à la concession et au projet Kirby), l'imposition d'obligations de forage spécifiques, les contrôles de protection de l'environnement, le contrôle sur la mise en valeur et l'abandon de champ et de sites miniers (y compris les restrictions sur la production) et, éventuellement, l'expropriation ou l'annulation de droits contractuels. Voir « Conditions dans l'industrie ».

Dans la mesure où Enerplus omet de se conformer à la réglementation gouvernementale ou aux approbations réglementaires applicables, elle peut faire l'objet d'amendes ou de procédures d'exécution (qui peuvent comporter des « échelons » et prévoir diverses pénalités) et ses droits d'exercer son entreprise dans le cours normal ou de demander des approbations réglementaires pour ce faire peuvent être restreints ou être complètement révoqués.

La réglementation gouvernementale peut être modifiée de temps à autre en fonction de la conjoncture économique ou politique. Le pouvoir exercé par les autorités gouvernementales conformément aux règlements existants, la mise en œuvre de nouveaux règlements ou la modification de règlements existants touchant l'industrie du pétrole brut et du gaz naturel pourraient réduire la demande de pétrole brut et de gaz naturel, accroître les coûts d'Enerplus et avoir une incidence défavorable importante sur Enerplus. Par exemple, le gouvernement de l'Alberta a promulgué, avec prise d'effet le 1er janvier 2009, des révisions importantes au régime de redevances actuellement en vigueur en Alberta. Voir « Facteurs de risque — Le nouveau régime de redevances proposé de l'Alberta pourrait avoir une incidence défavorable sur Enerplus et sur ses activités et ses réserves » et « Conditions dans l'industrie — Redevances et mesures incitatives ».

L'adoption future par Enerplus de normes internationales d'information financière peut avoir une incidence défavorable sur les résultats financiers déclarés du Fonds.

L'obligation pour Enerplus de mettre en place des normes internationales d'information financière (« IFRS ») en remplacement des PCGR canadiens à compter du 1er janvier 2011 pourrait avoir une incidence importante sur les résultats financiers du Fonds qui sont déclarés dans ses états financiers et pourraient exiger d'Enerplus qu'elle modifie ses facilités de crédit pour prendre en compte les modifications aux principes comptables. En date de la présente notice annuelle, Enerplus n'a pas encore déterminé ses politiques comptables et n'est pas en mesure de quantifier l'incidence des IFRS sur ses états financiers. Pour plus de renseignements, se reporter à la rubrique « Modifications comptables futures » dans le rapport de gestion du Fonds pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008.

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

L'entreprise d'Enerplus est tributaire en partie de la disponibilité, de la proximité et de la capacité des réseaux collecteurs de pétrole et de gaz naturel, des pipelines et des installations de traitement. Les règlements fédéraux et provinciaux du Canada, ainsi que les règlements fédéraux et étatiques des États-Unis, relatifs à la production, au traitement et au transport du pétrole et du gaz, les politiques fiscales et énergétiques, la conjoncture économique générale et les variations dans l'offre et la demande pourraient avoir un effet défavorable sur la capacité d'Enerplus à produire et à commercialiser le pétrole et le gaz naturel. Par exemple, les problèmes relatifs aux pipelines et au transport subis par les producteurs de pétrole du Montana, du Dakota du Nord et du sud-est de la Saskatchewan se sont accentués en 2008 en raison des prix élevés du pétrole brut au cours des trois premiers trimestres de l'exercice et de l'augmentation correspondante des activités de forage et de mise en valeur dans ces régions. Si ces contraintes persistent, la capacité d'Enerplus de transporter sa production de pétrole brut dans ces régions pourrait en subir les conséquences et avoir une incidence défavorable sur les volumes de production ou les prix réalisés dans ces régions. Une réduction de la production et/ou l'imposition de restrictions sur la commercialisation ou le transport de la production d'Enerplus ou une diminution des prix réalisés d'Enerplus peuvent avoir une incidence défavorable sur les rentrées nettes d'Enerplus tirées de l'exploitation et les distributions versées aux porteurs de parts du Fonds.

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

Les activités et l'expertise d'Enerplus sont actuellement concentrées sur la production traditionnelle de pétrole, de gaz naturel et de méthane de houille et sur la mise en valeur dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, le bassin Williston et le nord des États-Unis, ainsi que sur sa participation dans la mise en valeur des réserves et des ressources de sables bitumineux dans le projet Kirby. À l'avenir, il est possible qu'Enerplus acquière des terrains et des actifs pétroliers et gaziers à l'extérieur de cette zone géographique. En outre, l'acte de fiducie ne limite pas les activités d'Enerplus à la production et à la mise en valeur de pétrole et de gaz naturel, et Enerplus pourrait acquérir d'autres actifs reliés au secteur de l'énergie, comme des usines de traitement du pétrole et du gaz naturel ou des pipelines. L'expansion des activités d'Enerplus dans de nouvelles zones peut présenter des défis et des risques auxquels elle n'a pas été confrontée par le passé, y compris de nouvelles questions d'ordre réglementaire. Si Enerplus ne réussit pas à faire face à ces défis et risques, ses résultats d'exploitation et sa situation financière pourraient en être touchés de manière défavorable.

Des retards dans le règlement des activités de l'entreprise pourraient avoir un effet défavorable sur les distributions du Fonds aux porteurs de parts.

Outre les retards habituels des acheteurs de pétrole et de gaz naturel à effectuer leurs paiements à Enerplus ou aux exploitants des terrains d'Enerplus (et les retards de ces mêmes exploitants à remettre les paiements à Enerplus), les paiements entre chacune de ces parties peuvent également être retardés en raison de ce qui suit :

- les contraintes en matière de capitaux ou de liquidités connues par ces parties, y compris les restrictions imposées par les prêteurs;
- des retards comptables;
- des retards dans la vente ou la livraison de produits;
- des retards dans le raccordement de puits au réseau collecteur;
- des retards d'origine météorologique, notamment en raison de gels, d'inondations et du dégel hâtif;
- des éruptions ou d'autres accidents;
- des rajustements pour des périodes antérieures;
- le recouvrement par l'exploitant de dépenses engagées dans l'exploitation des terrains;
- l'établissement par l'exploitant de réserves pour ces dépenses.

Un de ces retards pourrait réduire le montant des distributions en espèces aux porteurs de parts d'Enerplus au cours d'une période donnée et l'exposer à des risques supplémentaires reliés au crédit des tiers.

La perte de membres-clés du personnel de direction et d'autres employés d'Enerplus pourrait avoir une incidence sur ses activités.

Les porteurs de parts dépendent entièrement de la direction d'Enerplus pour ce qui est de l'acquisition de terrains et d'actifs pétroliers et gaziers, de la mise en valeur et de l'acquisition de réserves et de ressources supplémentaires, de la gestion et de l'administration de toutes les questions touchant les terrains d'Enerplus et de la gestion du Fonds. La perte des services fournis par des personnes clés pourrait avoir une incidence défavorable sur le Fonds. Les épargnants devraient se demander s'ils veulent se fier à la gestion d'Enerplus avant d'investir dans les parts de fiducie.

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

Il peut survenir des situations où les administrateurs et dirigeants d'Enerplus sont administrateurs ou dirigeants de sociétés ou d'autres entités évoluant dans le secteur pétrolier et gazier dont les intérêts entrent en

concurrence avec ceux d'Enerplus. Voir « Administrateurs et dirigeants — Conflits d'intérêts ». Rien ne garantit que les occasions d'affaires que ces personnes repères seront données à Enerplus.

Une baisse des prix du pétrole et du gaz accroît le risque de dévaluation des investissements d'Enerplus dans des terrains pétroliers et gaziers.

Selon les PCGR canadiens, le coût capitalisé net des terrains pétroliers et gaziers est assujetti à un critère de recouvrement des coûts ou de « valeur plafond », qui est fondé sur les prix futurs et les produits nets avant impôts futurs estimatifs tirés des réserves prouvées, qui sont calculés de façon non actualisée. Si les coûts capitalisés nets sont supérieurs aux « montants recouvrables » estimatifs, un deuxième critère s'applique. Le deuxième critère est fondé sur les prix futurs et les produits nets avant impôts futurs estimatifs tirés des réserves prouvées et probables, actualisés au taux sans risque. Le montant de l'excédent des coûts capitalisés nets par rapport à la valeur actualisée sera imputé au revenu net.

Selon les PCGR des États-Unis, le coût capitalisé net des terrains pétroliers et gaziers, net du report d'impôt, est limité à la valeur actualisée des produits d'exploitation nets futurs provenant des réserves prouvées, escomptée à 10 %, et fondée sur des prix constants en fin d'exercice. L'excédent du coût capitalisé net par rapport à la valeur actualisée sera imputé au revenu net. De façon générale et particulièrement si les prix des marchandises sont faibles, il est plus probable que l'utilisation de prix constants et de résultats tirés de l'actualisation entraîne une dévaluation fondée sur une valeur plafond aux termes des PCGR des États-Unis qu'aux termes des PCGR du Canada.

Une baisse des prix du pétrole et du gaz peut faire en sorte que les « montants recouvrables » estimatifs de nos terrains pétroliers et gaziers soient inférieurs à leur valeur comptable inscrite au bilan, ce qui donnerait lieu en définitive à une imputation au bénéfice. Bien que ces dévaluations n'aient pas d'effet sur les rentrées nettes, l'imputation au bénéfice pourrait être considérée de manière défavorable dans le marché. Au 31 décembre 2008, l'application du test de dépréciation aux termes des PCGR des États-Unis a entraîné une dévaluation de 1,4 G$ (1,1 G$ après impôts) des coûts capitalisés. Il n'y a eu aucune dépréciation des coûts capitalisés aux termes des PCGR du Canada.

Dans certaines circonstances, Enerplus peut être tenue aux termes des PCGR des États-Unis ou des PCGR du Canada de dévaluer la valeur de l'écart d'acquisition enregistrée au bilan et d'imputer des charges hors trésorerie à son revenu.

Les PCGR du Canada et des États-Unis exigent que les soldes de l'écart d'acquisition enregistrés au bilan soient évalués à des fins de dévaluation au moins annuellement ou plus fréquemment si des événements ou des circonstances indiquent que le bilan pourrait faire l'objet d'une dépréciation. L'évaluation de la dépréciation est assujettie à des estimations et à des hypothèses de la direction et les facteurs qui pourraient être considérés comprennent notamment une baisse du prix des parts de fiducie, un changement dans la juste valeur des réserves de pétrole et de gaz naturel d'Enerplus et d'autres actifs et passifs, les niveaux d'activité actuels des marchés des terrains pétroliers et gaziers et les conditions économiques générales. Une dépréciation entraînerait une dévaluation de la valeur de l'écart d'acquisition et l'imputation de charges hors trésorerie au revenu net. Le solde de l'écart d'acquisition d'Enerplus d'environ 634 M$ a été évalué à des fins de dépréciation au 31 décembre 2008 et aucune dépréciation n'existait à ce moment.

Des vices de titres imprévus pourraient entraîner une perte de droits à de la production et à des réserves et des ressources.

De temps à autre, Enerplus effectue des examens de titres conformément aux pratiques du secteur avant l'achat d'actifs. Toutefois, lorsqu'effectués, ces examens ne peuvent garantir qu'un vice imprévu dans la chaîne de titres ne surviendra pas et ne viciera pas le titre de propriété d'Enerplus à l'égard des actifs achetés. Si un tel vice devait survenir, le droit d'Enerplus à la production et aux réserves (et le cas échéant, aux ressources) découlant des actifs achetés pourrait être compromis et, en conséquence, les distributions aux porteurs de parts pourraient être réduites. En outre, Enerplus peut occasionnellement réclamer à d'autres partenaires du secteur des droits de propriété à l'égard de certains terrains ou de certaines ressources, notamment les droits des porteurs aux droits visant le charbon contre les droits des porteurs aux droits visant le méthane en ce qui touche les terrains de méthane de houille.

RISQUES LIÉS À LA STRUCTURE D'ENERPLUS ET À LA PROPRIÉTÉ DES PARTS DE FIDUCIE

Les distributions versées sur les parts de fiducie du Fonds sont variables.

Les rentrées nettes réelles disponibles à des fins de distribution pour les porteurs de parts du Fonds dépendent du montant des rentrées nettes versé au Fonds par ses filiales en exploitation et peuvent varier considérablement d'un exercice à l'autre pour un certain nombre de raisons, dont les suivantes : (i) le rendement d'exploitation et le rendement financier des filiales en exploitation (y compris les fluctuations de la quantité de pétrole, de LGN et de la production de gaz naturel d'Enerplus et du prix de vente qu'Enerplus réalise pour cette production (après les réceptions et les règlements relatifs au contrat de couverture)); (ii) les fluctuations des coûts nécessaires à la production du pétrole, des LGN et du gaz naturel, y compris des redevances, et à l'administration et à la gestion du Fonds et de ses filiales; (iii) le montant des espèces requises ou retenues aux fins du service ou du remboursement de la dette; (iv) les montants requis pour financer les obligations en matière de dépenses en immobilisations et de fonds de roulement et (v) les taux de change et les taux d'intérêt. Certains de ces montants sont déterminés, en partie, au gré du conseil d'administration d'EnerMark, qui évalue régulièrement le versement des distributions du Fonds par rapport aux rentrées nettes, aux niveaux des dettes, aux projets de dépenses en immobilisations et aux montants à retenir prévus pour financer les acquisitions et les dépenses. De plus, le niveau des distributions par part de fiducie sera touché par le nombre de parts de fiducie et d'autres titres en circulation qui peuvent avoir le droit de recevoir des distributions en espèces comme les parts de société en commandite échangeables d'EELP. Les distributions peuvent être augmentées, réduites ou suspendues complètement selon les activités d'Enerplus et le rendement de ses actifs. La valeur marchande des parts de fiducie pourrait se dégrader si le Fonds n'est pas en mesure de répondre aux attentes en matière de distributions à l'avenir et cette dégradation peut être importante.

Les modifications apportées aux lois fiscales et aux autres lois peuvent nuire aux porteurs de parts.

Les lois en matière d'impôt sur le revenu, notamment celles qui visent le traitement accordé aux fiducies de fonds commun de placement ou l'imposition des distributions du Fonds aux porteurs de parts, ou les autres lois ou programmes incitatifs gouvernementaux concernant le secteur pétrolier et gazier, peuvent être modifiés ou interprétés d'une façon défavorable pour le Fonds et ses porteurs de parts. De plus, les lois et les traités fiscaux des autres pays où Enerplus exerce ses activités ou a des structures de financement peuvent être modifiés ou interprétés d'une manière préjudiciable aux activités et à la structure financière d'Enerplus et, par conséquent, aux porteurs de parts du Fonds.

Modifications en matière d'imposition des fiducies de revenu

Le 22 juin 2007, les dispositions législatives pour mettre en application l'impôt des EIPD ont reçu la sanction royale et sont entrées en vigueur. Voir « Développement général du Fonds Enerplus Resources — Développement au cours des trois derniers exercices — Modifications en matière d'imposition des fiducies de revenu et stratégie d'Enerplus après 2010 ». Enerplus s'attend à ce que la mise en application de l'impôt des EIPD ait des conséquences fiscales défavorables pour Enerplus et certains porteurs de parts (et en particulier les résidents du Canada qui ne sont pas assujettis à l'impôt ou qui bénéficient d'un report d'impôt et les non-résidents du Canada assujettis à l'impôt) et à ce qu'elle ait une incidence sur le niveau des distributions en espèces versées par le Fonds à ses porteurs de parts, notamment :

- le Fonds pourrait être tenu de payer des impôts, ou un montant supérieur d'impôts, à l'avenir ou plus tôt que prévu aux termes des lois de l'impôt existantes, ce qui pourrait nuire à la capacité du Fonds de verser des distributions en espèces mensuelles ou le montant des distributions en espèces disponibles pour ses porteurs de parts (voir « Information sur l'exploitation — Horizon fiscal » pour obtenir une description de la situation fiscale d'Enerplus et de certaines hypothèses qui s'y rapportent);

- la valeur actualisée nette estimative des produits d'exploitation nets futurs, après impôt, tirés des réserves de pétrole, de LGN, de gaz naturel et de bitume d'Enerplus pourrait baisser en conséquence de l'application d'impôts auxquels Enerplus n'a pas été soumise par le passé;

- le cours et la liquidité des parts de fiducie sont susceptibles d'être touchés de façon défavorable.

La direction d'Enerplus estime que l'impôt des EIPD a réduit et pourrait réduire davantage la valeur des parts de fiducie, ce qui pourrait faire augmenter le coût de l'obtention de capitaux pour le Fonds au sein des marchés des capitaux publics. De plus, la direction d'Enerplus estime que l'impôt des EIPD a) a éliminé en grande partie, sinon entièrement, l'avantage concurrentiel dont bénéficiaient le Fonds et d'autres fiducies canadiennes du secteur de l'énergie par rapport aux sociétés pairs pour la levée de capitaux de manière fiscalement avantageuse et b) peut créer un désavantage concurrentiel pour le Fonds et d'autres fiducies canadiennes du secteur de l'énergie par rapport à certains concurrents de l'industrie, y compris les entités de retraite non imposables ainsi que les sociétés en commandite cadres et sociétés à responsabilité limitée américaines, qui continueront à n'être assujetties à aucune imposition au niveau de l'entité. L'impôt des EIPD peut également rendre les parts de fiducie moins attrayantes à titre de contrepartie dans le cadre d'acquisitions futures. Par conséquent, il pourrait devenir plus difficile pour Enerplus d'être concurrentiel relativement à des occasions d'acquisitions. Il est impossible de garantir qu'Enerplus sera capable de créer des comptes d'impôt suffisants et/ou de réorganiser sa structure juridique et fiscale afin de limiter, en tout ou en partie, l'incidence attendue de l'impôt des EIPD.

De plus, tel qu'il est décrit à la rubrique « Développement général de Fonds Enerplus Resources — Développement au cours des trois derniers exercices — Modifications en matière d'imposition des fiducies de revenu et stratégie d'Enerplus après 2010 », toute « expansion injustifiée » hors de certains paramètres de « croissance normale » pourrait entraîner la fin de la période de transition et la perte pour le Fonds des avantages de cette période de transition. Par conséquent, les conséquences fiscales défavorables découlant de l'impôt des EIPD pourraient se faire sentir avant le 1er janvier 2011.

Bien qu'il soit peu probable que ces lignes directrices nuisent à la capacité d'Enerplus de lever des capitaux requis pour maintenir et faire croître les activités existantes d'Enerplus dans le cours normal au cours de la période de transition, elles devraient avoir une incidence défavorable sur la capacité d'Enerplus de procéder à certaines acquisitions importantes. Même si le gouvernement fédéral canadien a annoncé son intention d'accélérer la reconnaissance des limites relatives à la croissance dans la zone sûre, les lignes directrices, qui sont intégrées par renvoi dans la loi, peuvent être modifiées de temps à autre et peuvent être modifiées sans la nécessité d'une loi du Parlement canadien. Par conséquent, rien ne garantit que les dispositions à l'égard de la zone sûre demeureront en vigueur dans leur forme actuelle ou que le Fonds ne sera pas assujetti à l'impôt des EIPD avant 2011.

Possibilité de conversion future en une société ou en une autre forme d'entité

Par suite des changements décrits ci-dessus dans l'imposition des fiducies de revenu, le Fonds peut décider de ne plus être une fiducie de revenu et de se convertir en une société ou en une autre forme d'entité avant de devenir assujetti à l'impôt sur les EIPD pour l'exercice commençant le 1er janvier 2011. Enerplus hésite actuellement à changer sa structure avant la fin de 2010 à moins que des occasions ne se présentent puisqu'elle estime que la période d'exemption est avantageuse pour ses porteurs de parts. À moins que la situation ne change au sein des marchés des capitaux actuels ou de l'environnement réglementaire, fiscal ou politique, Enerplus estime à l'heure actuelle qu'elle se convertira probablement en une société versant des dividendes, mais elle n'écarte aucune possibilité à l'heure actuelle. Si le Fonds se convertit effectivement en société ou en une autre forme de structure, la nature de l'investissement d'un porteur de parts changera et même si Enerplus estime à ce moment qu'une telle conversion peut être réalisée sans créer d'événement imposable pour la plupart des porteurs de parts aux fins de l'impôt sur le revenu fédéral du Canada et des États-Unis, rien ne garantit que la conversion ne donnera pas lieu à de l'impôt à payer. Toutefois, à l'avenir, rien ne garantit que l'imposition de paiements futurs reçus d'Enerplus, sous la forme d'une société ou autre, ne donnera pas lieu à des incidences fiscales qui sont plus défavorables pour les porteurs de titres que le traitement actuel des distributions versées aux porteurs de parts du Fonds, et pourrait différer selon le territoire d'imposition du porteur de parts et selon que le porteur de parts détient ou non son investissement dans un compte imposable ou à imposition reportée.

Après 2010, les variables les plus importantes qui détermineront le niveau des impôts payés par Enerplus au cours d'une année donnée seront le prix du pétrole brut et du gaz naturel, les dépenses en immobilisations et le montant des comptes d'impôt au moment de la conversion. Compte tenu des prix à terme actuels des marchandises et de ses projets actuels en matière de production, de frais et de dépenses en immobilisations, Enerplus ne s'attend pas à un changement important dans ses coûts fiscaux globaux jusqu'en 2013 même si elle se devait se convertir en société en 2010. Même après 2013, Enerplus s'attend à ce que ses dépenses en immobilisations l'aident à se mettre à l'abri de l'impôt et s'attendrait à ce que les impôts représentent environ 15 % des rentrées nettes, ce qui n'est pas différent du taux d'imposition des autres sociétés de production de pétrole et de gaz naturel. Toutefois, si les prix du pétrole et du gaz naturel devaient grimper au-delà des niveaux

prévus par le marché à terme actuel, les comptes d'impôt d'Enerplus seraient utilisés plus rapidement et Enerplus pourrait payer des impôts plus élevés que prévu et payer ces impôts plus tôt que prévu. Toutefois, Enerplus tient à souligner qu'il est difficile de donner des lignes directrices quant à son assujettissement futur à l'impôt puisqu'elle exerce ses activités au sein d'une industrie qui évolue constamment en fonction des acquisitions, des dessaisissements, des dépenses en immobilisations, des distributions et des prix généraux des marchandises.

Statut de fiducie de fonds commun de placement

En règle générale, la Loi de l'impôt prévoit de manière générale qu'une fiducie perdra de façon permanente son statut de *fiducie de fonds commun de placement* (qui est essentiel à la structure de fiducie de revenu) si elle est à tout moment maintenue principalement au profit de non-résidents du Canada (ce qui est généralement interprété comme signifiant que la majorité des porteurs de parts ne doivent pas être des non-résidents du Canada), à moins qu'à ce moment la totalité ou la quasi-totalité des biens de la Fiducie consistait en biens autres que des biens canadiens imposables (l'*exception relative aux BCI*). Selon l'information la plus récente obtenue par Enerplus par le biais de son agent des transferts et de ses intermédiaires financiers, en février 2009, un pourcentage estimatif de 65 % des parts de fiducie du Fonds émises et en circulation étaient détenues par des non-résidents du Canada (au sens de la Loi de l'impôt). Le Fonds a déterminé qu'il satisfait actuellement aux exigences de l'exception relative aux BCI et, par conséquent, l'acte de fiducie du Fonds ne prévoit pas de limite déterminée sur le pourcentage de parts de fiducie qui peuvent appartenir à des non-résidents.

Toutefois, rien ne garantit que le Fonds pourra continuer de se prévaloir de l'exception relative aux BCI ou que le gouvernement fédéral du Canada ne présentera pas de nouvelles modifications ou propositions de modification aux règlements fiscaux qui visent la propriété par les non-résidents, ce qui, étant donné le niveau de propriété du Fonds par des non-résidents, pourrait entraîner la perte du statut du Fonds en tant que fiducie de fonds commun de placement ou pourrait nuire autrement à Enerplus et à la valeur marchande des parts de fiducie. Enerplus compte continuer de prendre les mesures nécessaires afin d'assurer que le Fonds demeure admissible à titre de fiducie de fonds commun de placement aux fins de la Loi de l'impôt, en sa version actuelle. Il se peut qu'Enerplus soit dans l'impossibilité de prendre les mesures nécessaires pour assurer que le Fonds conserve son statut de fiducie de fonds commun de placement. Même si le Fonds parvient à prendre de telles mesures, ces mesures pourraient avoir un effet défavorable pour certains porteurs de parts de fiducie, particulièrement les *non-résidents* du Canada (au sens de la Loi de l'impôt). Pour de plus amples renseignements sur ces questions, y compris la possibilité pour Enerplus d'adopter des contraintes à l'égard de la propriété par des non-résidents, au besoin, afin de s'assurer que le Fonds conserve son statut de fiducie de fonds commun de placement et les conséquences de la perte éventuelle de ce statut, voir « Renseignements sur le Fonds Enerplus Resources — Description des parts de fiducie et de l'acte de fiducie — Dispositions relatives à la propriété par des non-résidents » et « Facteurs de risque — La perte, par le Fonds, de son statut de fiducie de fonds commun de placement aux termes des lois fiscales du Canada pourrait avoir des incidences fiscales défavorables importantes ».

Autres modifications législatives possibles

De plus, des lois peuvent être mises en vigueur en vue de limiter les placements dans les fonds de revenus et les fiducies de redevances faits par certains investisseurs ou de changer la façon dont ces entités sont imposées. Les autorités fiscales ayant compétence sur Enerplus ou sur les porteurs de parts pourraient ne pas accepter la manière dont Enerplus calcule son revenu à des fins fiscales ou modifier les pratiques administratives au détriment d'Enerplus ou de ses porteurs de parts.

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

Enerplus vise et s'attend à ce que le Fonds continue d'être admissible à titre de fiducie de fonds commun de placement aux fins de la Loi de l'impôt. Toutefois, le Fonds pourrait ne pas toujours être en mesure de satisfaire aux exigences futures afin de maintenir son statut de fiducie de fonds commun de placement. Voir « Les modifications apportées aux lois fiscales et aux autres lois peuvent nuire aux porteurs de parts » ci-dessus et « Développement général du Fonds Enerplus Resources — Développement au cours des trois derniers exercices — Modifications en matière d'imposition des fiducies de revenu et stratégie d'Enerplus après 2010 ». Si le Fonds devait perdre son statut de fiducie de fonds commun de placement ou si l'autorité fiscale compétente devait contester avec succès ce statut, il pourrait s'ensuivre certaines incidences défavorables pour le Fonds et

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

- Le Fonds serait assujetti à l'impôt sur certains types de revenu distribué aux porteurs de parts, y compris le revenu provenant des redevances que le Fonds détient. Le paiement de cet impôt pourrait avoir des incidences défavorables pour certains porteurs de parts, en particulier pour les porteurs de parts qui ne sont pas résidents du Canada et pour les résidents du Canada qui sont par ailleurs exonérés de l'impôt sur le revenu du Canada.

- Le Fonds cesserait d'être admissible au mécanisme de remboursement au titre des gains en capital aux termes des lois fiscales du Canada s'il cessait d'être une fiducie de fonds commun de placement.

- Les parts de fiducie détenues par des porteurs de parts qui ne sont pas des résidents du Canada deviendraient des biens canadiens imposables. Ces porteurs non-résidents seraient assujettis à l'impôt canadien sur le revenu sur les gains réalisés à la disposition des parts de fiducie qu'ils détiennent.

- Si le Fonds n'était plus inscrit à la cote d'une bourse qui est une « bourse de valeurs désignée » aux fins de la Loi de l'impôt (ce qui comprend actuellement la TSX et la NYSE), les parts de fiducie ne constitueraient pas des placements admissibles pour les régimes enregistrés d'épargne-retraite (les REER), les fonds enregistrés de revenu de retraite (les FERR), les régimes enregistrés d'épargne-études (les REEE), les régimes enregistrés d'épargne-invalidité (les REEI), les comptes d'épargne libre d'impôt (les CELI) ou les régimes de participation différée aux bénéfices (les RPDB). Si, à la fin d'un mois donné, un de ces régimes exonérés (autre qu'un REEI ou un CELI) détient des parts de fiducie qui ne sont pas des placements admissibles, il doit payer un impôt correspondant à 1 % de la juste valeur marchande des parts de fiducie au moment où il les a acquises. Les REER, les FERR, les REEI ou les CELI qui détiennent des parts de fiducie qui ne constituent pas des placements admissibles sont assujettis à l'impôt sur le revenu attribuable aux parts de fiducie. Les REEE qui détiennent des parts de fiducie qui ne constituent pas des placements admissibles peuvent voir leur enregistrement révoqué par l'Agence du revenu du Canada. Les REEI ou les CELI qui détiennent des parts de fiducie qui ne constituent pas des placements admissibles doivent payer un impôt correspondant à 50 % de la valeur des parts de fiducie au moment où celles-ci ont cessé d'être des placements admissibles.

- Le Fonds ne serait plus exonéré de l'application des dispositions de la Loi de l'impôt relatives à l'impôt minimum de remplacement.

Les droits des porteurs de parts d'Enerplus diffèrent de ceux associés à d'autres genres d'investissements.

Les investisseurs ne sauraient assimiler les parts de fiducie à des actions d'une société de l'industrie pétrolière et gazière. Les parts de fiducie représentent une fraction égale de participation véritable dans le Fonds. Bien que l'acte de fiducie accorde en général à un porteur de parts du Fonds la quasi-totalité des protections, droits et recours importants qu'un actionnaire aurait en vertu de la *Business Corporations Act* (Alberta), le fait d'être propriétaire de parts de fiducie ne permet pas aux porteurs de parts de bénéficier des droits prévus par la loi normalement rattachés à la propriété d'actions d'une société, notamment du droit d'entamer des recours légaux en cas d'« abus » ou des actions « obliques » ou du droit à la dissidence et de recevoir la « juste valeur marchande » de ses titres à l'égard de certaines opérations importantes touchant le Fonds. De plus, le Fonds et/ou ses porteurs de parts peuvent ne pas être en mesure de profiter ou de se prévaloir des lois sur l'insolvabilité ou la restructuration dans la même mesure que si le Fonds était une société étant donné que le Fonds n'est pas une entité reconnue par la loi au sens des lois telles que la *Loi sur la faillite et l'insolvabilité* (Canada) et la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (Canada). Ainsi, s'il était nécessaire de restructurer le Fonds, il se pourrait que le Fonds ne puisse pas avoir accès aux recours disponibles aux termes de ces lois et que, dans le cas d'une restructuration, la situation des porteurs de parts du Fonds pourrait être différente de celle des porteurs de parts d'une société. La non-disponibilité de ces droits prévus par la loi peut également limiter la capacité des porteurs de parts du Fonds d'intenter des recours judiciaires contre d'autres parties pour le compte d'Enerplus.

Les parts de fiducie ne sont pas des « dépôts » au sens de la *Loi sur la société d'assurance-dépôts du Canada* et ne sont pas assurées aux termes des dispositions de cette Loi ou de toute autre législation. En outre, le Fonds n'est pas une société de fiducie et n'est donc pas inscrit en vertu d'une loi sur les sociétés de fiducie et de prêt

puisqu'il n'exerce pas et n'a pas l'intention d'exercer les activités d'une société de fiducie. De plus, bien que le Fonds soit une « fiducie de fonds commun de placement » au sens défini dans la Loi de l'impôt, le Fonds n'est pas un « fonds commun de placement » au sens défini par les lois sur les valeurs mobilières applicables.

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

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

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

Le fait d'émettre des parts de fiducie supplémentaires plutôt que de verser des distributions en espèces pourrait avoir une incidence défavorable sur la valeur des parts de fiducie et entraîner le paiement d'impôts.

L'acte de fiducie prévoit qu'un montant égal au revenu imposable du Fonds sera payable chaque année aux porteurs de parts du Fonds afin de ramener le revenu imposable du Fonds à zéro. Lorsque, au cours d'une année donnée, le Fonds ne dispose pas des espèces suffisantes pour distribuer un tel montant, l'acte de fiducie prévoit que des parts de fiducie supplémentaires peuvent être distribuées aux porteurs de parts au lieu des paiements en espèces. Dans un tel cas, les porteurs de parts seront généralement tenus d'inclure un montant égal à la juste valeur marchande de ces parts de fiducie dans leur revenu imposable même s'ils ne reçoivent pas directement un paiement en espèces.

Les droits de rachat des porteurs de parts sont limités.

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

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

Bien que l'Alberta (la province régissant le Fonds) ait adopté des lois visant à limiter la responsabilité des porteurs de parts, il existe, en raison des incertitudes du droit quant aux fiducies de placement, un risque qu'un porteur de parts puisse être tenu personnellement responsable d'obligations du Fonds à l'égard de contrats ou d'engagements que le Fonds a conclus ou pris et à l'égard de certaines obligations autres que contractuelles, y compris des réclamations en responsabilité civile, des réclamations en matière d'impôt et possiblement certaines autres responsabilités prévues par la loi. Enerplus s'est structurée et tente d'exercer ses activités d'une manière qui atténue le risque de responsabilité du Fonds et, si possible, limite sa responsabilité aux biens du Fonds. Cependant, ces mesures de protection peuvent ne pas complètement éviter que la responsabilité des porteurs de parts soit engagée. Toutefois, malgré les tentatives d'Enerplus en vue de limiter la responsabilité des porteurs de parts, ceux-ci peuvent ne pas être protégés à l'encontre des obligations du Fonds dans la même mesure qu'un actionnaire est protégé des obligations d'une société par actions. En outre, bien que le Fonds ait convenu d'indemniser chaque porteur de parts des frais, dommages-intérêts, responsabilités, dépenses, charges et pertes que ce dernier subit du fait qu'il n'avait pas une responsabilité limitée, Enerplus ne peut garantir aux investisseurs éventuels que des actifs seraient disponibles dans ces circonstances pour les compenser de cette responsabilité.

Toutefois, la responsabilité personnelle des porteurs de parts d'une fiducie au Canada est minime lorsque les bénéficiaires ne contrôlent pas les activités quotidiennes de la fiducie et qu'il n'existe aucun contact direct entre les bénéficiaires de la fiducie et les parties qui contractent avec la fiducie; ces conditions sont remplies dans le cas du Fonds et de ses porteurs de parts. Des lois qui proposent de limiter la responsabilité des porteurs de parts ont été mises en vigueur en Alberta (qui est le territoire régissant Enerplus), mais rien ne garantit qu'elles élimineront tous les risques que la responsabilité des porteurs de parts soit engagée. En outre, les lois en Alberta n'ont aucune incidence sur la responsabilité des porteurs de parts relativement à des actes, manquements, obligations ou responsabilités qui ont pris naissance avant le 1er juillet 2004.

RISQUES PARTICULIERS AUX PORTEURS DE PARTS DES ÉTATS-UNIS ET AUX AUTRES PORTEURS DE PARTS NON-RÉSIDENTS

En plus des facteurs de risque exposés ci-dessus (et en particulier les facteurs présentés à la rubrique « Risques liés à la structure d'Enerplus et à la propriété des parts de fiducie — Les modifications apportées aux lois fiscales et aux autres lois peuvent nuire aux porteurs de parts »), les facteurs de risque suivants sont particuliers aux porteurs de parts qui ne sont pas des résidents du Canada.

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

Les porteurs de parts des États-Unis (pour l'application de la présente rubrique, les résidents aux fins de l'impôt sur le revenu fédéral américain au sens défini à l'article 7701 de *l'Internal Revenue Code* des États-Unis, en sa version modifiée (le *Code*)) devraient savoir que l'*Internal Revenue Service* des États-Unis peut décider que le Fonds est une « société de placement étrangère passive » (une *SPEP*) au sens de l'article 1297(a) du Code pour l'année d'imposition 2008 et les années d'imposition subséquentes. Le Fonds sera une SPEP si au moins 75 % de son revenu est composé de dividendes, d'intérêts et d'autres éléments passifs ou si au moins 50 % de la valeur moyenne de ses actifs (sur une base de valeur brute) est composé d'actifs qui produiraient un revenu passif. À ce jour, Enerplus a été informée que le Fonds ne devrait pas être considéré comme une SPEP pour les années 2002 à 2007, et Enerplus ne prévoit pas être considérée comme une SPEP pour l'année 2008 ou 2009.

Si le Fonds est ou devient une SPEP, des incidences fiscales fédérales américaines défavorables pourraient s'appliquer. Tout gain comptabilisé sur la vente de parts de fiducie et toute distribution excédentaire (au sens que donne à l'expression *excess distributions* l'article 1291(b) du Code) versée sur les parts de fiducie doivent être attribués proportionnellement à chaque jour de la période de détention par le porteur de parts des États-Unis pour les parts de fiducie. Le montant d'un tel gain ou d'une telle distribution excédentaire attribué à des années antérieures à cette période de détention par le porteur de parts des États-Unis pour les parts de fiducie sera généralement assujetti à un impôt sur le revenu fédéral américain au taux le plus élevé applicable au revenu ordinaire à chacune de ces années antérieures, et le porteur de parts des États-Unis sera tenu de verser des intérêts sur l'impôt à payer en découlant pour chacune de ces années antérieures, calculés comme si cet impôt à payer avait été exigible pendant chacune de ces années antérieures.

Subsidiairement, le porteur de parts des États-Unis qui exerce un choix relatif à un « fonds électif admissible » sera généralement assujetti à l'impôt sur le revenu fédéral américain sur sa *quote-part* du « gain en capital net » et des « bénéfices ordinaires » du Fonds (calculés aux termes des règles de l'impôt sur le revenu fédéral américain), indépendamment de la question de savoir si ces montants sont réellement distribués par le Fonds. Les porteurs de parts des États-Unis doivent savoir que rien ne garantit que le Fonds respectera les exigences relatives à la tenue de registres ou qu'il leur fournira les renseignements requis aux termes des règles relatives au « fonds électif admissible », si le Fonds est une SPEP et qu'un porteur de parts des États-Unis désire exercer un choix relatif à un « fonds électif admissible ». Comme seconde option, un porteur de parts des États-Unis peut exercer un choix d'évaluation à la valeur du marché si le Fonds est une SPEP et que les parts de fiducie sont des titres négociables qui sont négociés régulièrement sur une bourse ou un autre marché que le secrétaire du Trésor des États-Unis juge approprié. Un choix rétroactif n'est permis que conformément aux règlements intitulés *United States Treasury Regulations* et, dans certains cas, exigera la permission du *Commissioner* de l'*Internal Revenue Service* des États-Unis. De plus, les porteurs de parts des États-Unis ne pourront opérer un choix d'évaluation à la valeur du marché à l'égard des filiales en exploitation du Fonds s'il est décidé qu'elles sont des SPEP. Le porteur de parts des États-Unis qui exerce un choix d'évaluation à la valeur du marché inclura généralement dans son revenu brut, pour chaque année d'imposition au cours de laquelle le Fonds est une SPEP, un montant correspondant à l'excédent, le cas échéant, a) de la juste valeur des parts de fiducie à la fin de cette année d'imposition sur b) le prix de base de

ces parts de fiducie pour ce porteur de parts des États-Unis. Les porteurs de parts des États-Unis sont priés de consulter leurs propres conseillers fiscaux concernant les incidences de l'impôt fédéral sur le revenu des États-Unis en ce qui a trait à la qualification possible du Fonds à titre de SPEP et aux incidences d'une telle qualification.

Les porteurs de parts des États-Unis et les autres porteurs de parts non résidents peuvent être assujettis à une imposition supplémentaire.

La Loi de l'impôt et les conventions fiscales intervenues entre le Canada et d'autres pays peuvent imposer des retenues supplémentaires ou le prélèvement d'autres impôts sur les distributions en espèces ou les autres actifs que le Fonds verse à ses porteurs de parts qui ne sont pas résidents du Canada, et ces impôts peuvent varier à l'occasion. Depuis le 1er janvier 2005, on applique une retenue d'impôt canadien de 15 % sur la portion remboursement de capital des distributions versées aux porteurs de parts non résidents. Voir « Distributions aux porteurs de parts — Questions de déclarations fiscales américaines ».

En outre, le taux réduit d'imposition de 15 % pour le « dividende admissible » appliqué aux distributions du Fonds aux termes de la législation fiscale américaine actuelle devrait expirer à la fin de 2010 et rien ne garantit que le taux d'impôt réduit sera renouvelé en sa forme actuelle par le gouvernement des États-Unis à ce moment.

De plus, les modifications à la Loi de l'impôt à l'égard de l'impôt des EIPD, notamment la recatégorisation des distributions de la fiducie en dividendes de société, pourraient avoir des effets imprévisibles sur l'imposition des distributions en espèces ou d'autres biens payés par le Fonds aux porteurs de parts qui ne sont pas résidents du Canada. Ces conséquences peuvent varier en fonction des lois du territoire étranger concerné et des dispositions d'une convention fiscale applicable intervenue entre le Canada et le pays où réside le porteur de parts. Voir « Facteurs de risque — Risques liés à la structure d'Enerplus et à la propriété des parts de fiducie — Les modifications apportées aux lois fiscales et aux autres lois peuvent nuire aux porteurs de parts ».

Les porteurs de parts non résidents sont assujettis au risque de change sur les distributions qu'ils peuvent recevoir du Fonds.

Les distributions du Fonds sont déclarées en dollars canadiens et sont converties en devises étrangères en fonction du cours au comptant au moment du versement. En conséquence, les investisseurs sont assujettis au risque inhérent au taux de change. Dans la mesure où le dollar canadien s'affaiblit face à leur devise, le montant de la distribution sera réduit lorsque converti dans la devise d'origine.

La capacité du porteur de parts des États-Unis et des autres porteurs de parts non résidents de se prévaloir de recours civils peut être limitée.

Le Fonds est une fiducie constituée sous le régime des lois de l'Alberta (Canada) et la principale place d'affaires d'Enerplus est située au Canada. La majorité des administrateurs et des dirigeants d'Enerplus sont résidents du Canada et la majorité des experts qui rendent des services à Enerplus (comme ses vérificateurs et certains de ses ingénieurs de réserves et de ressources indépendants) sont résidents du Canada et la totalité ou une partie importante de leurs actifs et ceux d'Enerplus sont situés au Canada. Par conséquent, il peut être difficile pour des investisseurs des États-Unis ou de tout autre ressort que le Canada (un « **ressort étranger** ») de faire signifier un acte de procédure à ces administrateurs, dirigeants et experts qui ne sont pas résidents du ressort étranger ou de faire exécuter contre eux des jugements rendus par des tribunaux des ressorts étrangers applicables et fondés sur la responsabilité civile en vertu des lois de ce ressort étranger sur les valeurs mobilières, y compris des lois fédérales des États-Unis sur les valeurs mobilières ou des lois sur les valeurs mobilières d'un État des États-Unis. En particulier, la force exécutoire au Canada à l'encontre d'Enerplus ou de l'un de ses administrateurs ou dirigeants ou de l'un des experts qui ne sont pas résidents des États-Unis, d'actions originales ou d'actions en exécution de jugement des tribunaux des États-Unis relativement à la responsabilité fondée uniquement sur les lois fédérales des États-Unis sur les valeurs mobilières ou les lois sur les valeurs mobilières d'un État des États-Unis est incertaine.

Marché pour la négociation des titres

Les parts de fiducie sont cotées et négociées à la TSX et à la NYSE sous les symboles « ERF.UN » et « ERF », respectivement.

Le tableau ci-après donne certains renseignements relatifs à la négociation des parts de fiducie à la TSX et à la NYSE en 2008.

	TSX			NYSE		
Mois	**Haut**	**Bas**	**Volume**	**Haut**	**Bas**	**Volume**
Janvier	41,12 $	34,02 $	8 508 339	41,45 $ US	33,15 $ US	5 391 700
Février	43,17	38,35	11 697 052	43,37	38,11	3 941 300
Mars	44,75	40,16	11 647 932	44,31	39,16	4 248 000
Avril	47,29	43,44	9 107 644	47,10	42,43	4 685 100
Mai	49,85	44,61	9 703 976	50,63	43,71	4 061 500
Juin	49,00	45,90	9 606 708	48,17	45,51	3 738 200
Juillet	48,15	39,54	8 820 699	47,47	39,17	8 880 545
Août	46,18	40,18	8 248 044	43,46	37,61	6 600 863
Septembre	45,24	35,57	12 483 717	42,32	33,64	12 407 840
Octobre	39,75	24,50	16 171 197	37,45	20,26	19 916 980
Novembre	32,84	22,01	10 527 969	28,57	17,07	11 848 967
Décembre	29,06	21,53	11 155 897	22,60	17,28	11 442 812

Administrateurs et dirigeants

ADMINISTRATEURS D'ENERMARK

Les administrateurs d'EnerMark sont élus par les porteurs de parts du Fonds à chaque assemblée annuelle des porteurs de parts. Le mandat de tous les administrateurs se termine à l'assemblée annuelle suivante ou à l'élection ou à la nomination de leur remplaçant. Le tableau suivant indique, pour chaque administrateur, son nom, sa municipalité de résidence, l'année depuis laquelle il siège au conseil d'administration d'EnerMark et le poste principal qu'il a occupé au cours des cinq dernières années.

Nom et résidence	**Administrateur depuis**	**Poste principal au cours des cinq dernières années**
Edwin V. Dodge[4][6] Vancouver (Colombie-Britannique) Canada	mai 2004	Administrateur de sociétés depuis 2004. Auparavant, chef de l'exploitation de Chemin de fer Canadien Pacifique limitée (société ouverte ferroviaire nationale canadienne).
Robert B. Hodgins[2][3] Calgary (Alberta) Canada	décembre 2007	Homme d'affaires indépendant depuis novembre 2004. Auparavant, chef des finances de Pengrowth Energy Trust (une fiducie du secteur de l'énergie inscrite à la TSX et à la NYSE).
Gordon J. Kerr Calgary (Alberta) Canada	mai 2001	Président du conseil et chef de la direction d'Enerplus.
Douglas R. Martin[1][7] Calgary (Alberta) Canada	septembre 2000	Président, Charles Avenue Capital Corp. (société fermée de services bancaires d'investissement).
David P. O'Brien[3][8] Calgary (Alberta) Canada	mars 2008	Administrateur de sociétés, notamment président du conseil d'EnCana Corporation (une société pétrolière et gazière inscrite à la TSX et à la NYSE) depuis avril 2002 et président du conseil de la Banque Royale du Canada (banque à charte canadienne inscrite à la TSX et à la NYSE) depuis février 2004.
Glen D. Roane[2][4] Canmore (Alberta) Canada	juin 2004	Administrateur de sociétés

Nom et résidence	Administrateur depuis	Poste principal au cours des cinq dernières années
W.C. (Mike) Seth[3][5] Calgary (Alberta) Canada	août 2005	Président de Seth Consultants Ltd. (société d'experts-conseils fermée) depuis juin 2006. De juillet 2005 à juin 2006, M. Seth était président du conseil de McDaniel & Associates Consultants Ltd. (*McDaniel*) (cabinet d'experts-conseils en génie pétrolier). Auparavant, président et directeur général de McDaniel.
Donald T. West[5][6] Calgary (Alberta) Canada	avril 2003	Homme d'affaires.
Harry B. Wheeler[2][5] Calgary (Alberta) Canada	janvier 2001	Président de Colchester Investments Ltd. (société fermée de placements).
Clayton H. Woitas[5][6] Calgary (Alberta) Canada	mars 2008	Président de Range Royalty Management Ltd. (société fermée du secteur de l'énergie) depuis juin 2006. Auparavant, président du conseil et chef de la direction de Profico Energy Management Ltd. (société pétrolière et gazière fermée).
Robert L. Zorich[4][9] Houston (Texas) États-Unis	janvier 2001	Directeur général, EnCap Investments L.P. (entreprise privée qui fournit du financement privé par capitaux propres aux sociétés du secteur pétrolier et gazier).

Notes :

(1) Président du conseil d'administration et membre d'office de tous les comités du conseil d'administration.
(2) Le comité de vérification et de gestion du risque est composé de Robert B. Hodgins, président, de Glen D. Roane et de Harry B. Wheeler.
(3) Le comité de gouvernance et des candidatures est composé de Robert L. Zorich, président, de Robert B. Hodgins, de David P. O'Brien et de W.C. (Mike) Seth.
(4) Le comité de la rémunération et des ressources humaines est composé de Glen D. Roane, président, d'Edwin V. Dodge et de Robert L. Zorich.
(5) Le comité des réserves est composé de W.C. (Mike) Seth, président, de Harry B. Wheeler, de Donald T. West et de Clayton H. Woitas.
(6) Le comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement est composé d'Edwin V. Dodge, président, de Donald T. West et de Clayton H. Woitas.
(7) De 1991 à 2000, M. Martin était administrateur de Coho Energy, Inc. (*Coho*), société pétrolière et gazière inscrite à la cote de la Bourse de Toronto et du NASDAQ. En 1999, Coho a demandé la protection de la loi fédérale américaine sur les faillites, dont elle a été libérée en avril 2000. Les administrateurs de Coho n'ont été tenus responsables d'aucune mesure. M. Martin a démissionné de son poste d'administrateur de Coho en avril 2000.
(8) M. O'Brien était administrateur d'Air Canada en avril 2003 lorsqu'Air Canada a demandé la protection de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (Canada). M. O'Brien a démissionné à titre d'administrateur d'Air Canada en novembre 2003.
(9) À la fin de 1997, M. Zorich a été nommé au conseil d'administration de Benz Energy Inc. (*Benz*), société inscrite à la cote de la Bourse de Vancouver (renommée plus tard la Canadian Venture Exchange et maintenant connue sous le nom de TSX Venture Exchange) à ce moment-là, à titre de représentant de son employeur, EnCap Investments L.P., qui avait consenti un certain financement à Benz. Le 8 novembre 2000, Benz a déposé conjointement avec Texstar Petroleum Inc., sa filiale en propriété exclusive, une demande de protection en vertu de la loi fédérale américaine sur les faillites. Le 19 janvier 2001, les actions de Benz ont fait l'objet d'une ordonnance d'interdiction d'opérations prononcée par la Securities Commission de l'Alberta, et leur négociation au Canadian Venture Exchange Inc. a été interrompue, Benz n'ayant pas déposé les renseignements financiers requis.

DIRIGEANTS D'ENERMARK

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

Nom et résidence	Poste	Occupation principale au cours des cinq dernières années
Gordon J. Kerr Calgary (Alberta) Canada	Président et chef de la direction	Président et chef de la direction d'Enerplus.
Garry A. Tanner Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur et chef de l'exploitation	Vice-président directeur et chef de l'exploitation d'Enerplus depuis avril 2006. Auparavant, premier vice-président et chef de l'exploitation d'Enerplus.
Ian C. Dundas Calgary (Alberta) Canada	Premier vice-président, Expansion des affaires	Premier vice-président, Expansion des affaires depuis août 2004. Auparavant, vice-président et directeur, Expansion des affaires d'Enerplus.

Nom et résidence	Poste	Occupation principale au cours des cinq dernières années
Robert J. Waters Calgary (Alberta) Canada	Premier vice-président et chef des services financiers	Premier vice-président et chef des services financiers d'Enerplus.
Jo-Anne M. Caza Calgary (Alberta) Canada	Vice-présidente, Relations avec les investisseurs et communications	Vice-présidente, Relations avec les investisseurs et communications depuis janvier 2008. Auparavant, vice-présidente, Relations avec les investisseurs d'Enerplus.
Raymond J. Daniels Calgary (Alberta) Canada	Vice-président, Sables bitumineux	Vice-président, Sables bitumineux depuis décembre 2007. Auparavant, vice-président, mise en valeur de Surmont et gestionnaire de débouchés et d'actifs de Surmont, région du Centre, de ConocoPhillips Canada.
Rodney D. Gray Calgary (Alberta) Canada	Vice-président, Finances	Vice-président, Finances d'Enerplus depuis février 2005. Auparavant, contrôleur, Finances d'Enerplus.
Dana W. Johnson Denver (Colorado) États-Unis	Président, Activités des États-Unis	Président, Activités des États-Unis d'Enerplus depuis mai 2008. Auparavant, premier vice-président et chef de l'exploitation de Quicksilver Resources Canada Inc. (filiale en propriété exclusive de Quicksilver Resources Inc., société de production et d'exploration de pétrole et de gaz inscrite à la cote de la NYSE) à partir de janvier 2005 et gestionnaire de la région de l'Est des États-Unis à partir de 2004.
Lyonel G. Kawa Calgary (Alberta) Canada	Vice-président, Services d'information	Vice-président, Services d'information depuis janvier 2007. Auparavant, directeur, Systèmes et technologie informatiques chez Burlington Resources Canada Ltd. (société d'exploration et de production pétrolières et gazières) depuis juillet 2004. Auparavant, chef d'équipe chez TransCanada PipeLines Ltd. (société ouverte d'infrastructure et de transport d'énergie).
Robert A. Kehrig Calgary (Alberta) Canada	Vice-président, Mise en valeur des ressources	Vice-président, Mise en valeur des ressources d'Enerplus depuis octobre 2008. Auparavant, directeur du groupe Expansion des affaires d'Enerplus.
Jennifer F. Koury Calgary (Alberta) Canada	Vice-présidente, Services de gestion	Vice-présidente, Services de gestion d'Enerplus depuis octobre 2006. Auparavant, une conseillère privée.
Eric G. Le Dain Calgary (Alberta) Canada	Vice-président, Réglementation, environnement et commercialisation	Vice-président, Réglementation, environnement et commercialisation d'Enerplus depuis décembre 2008. Auparavant vice-président, Commercialisation à partir de septembre 2006. Auparavant, directeur général, Commercialisation d'énergie d'UBS Commodities Canada Ltd. (société de services financiers).
David A. McCoy Calgary (Alberta) Canada	Vice-président, chef du contentieux et secrétaire général	Vice-président, chef du contentieux et secrétaire général d'Enerplus.
Daniel M. Stevens Crossfield (Alberta) Canada	Vice-président, Services de l'expansion	Vice-président, Services de l'expansion d'Enerplus.
Kenneth W. Young Calgary (Alberta) Canada	Vice-président, Terrains	Vice-président, Terrains d'Enerplus depuis novembre 2008. Auparavant, vice-président, Terrains à Avant Garde Energy Corp. (société fermée de production et d'exploration de pétrole et de gaz) à partir de 2008. Conseiller indépendant à partir de 2007. Auparavant, vice-président, Terrains de Zargon Oil & Gas Ltd. (filiale de Zargon Energy Trust, fiducie de revenu du secteur du pétrole et du gaz naturel).
Jodine J. Jenson Labrie Calgary (Alberta) Canada	Contrôleuse, Finances	Contrôleuse, Finances d'Enerplus depuis mars 2006. Auparavant, gérante, Finances et principale comptable financière d'Enerplus.

PROPRIÉTÉ DE PARTS DE FIDUCIE

Au 10 mars 2009, les administrateurs et les dirigeants précités ont collectivement la propriété effective, directement ou indirectement, d'un total de 633 870 parts de fiducie, soit environ 0,39 % des parts de fiducie en circulation à cette date, et de 4 122 759 parts de société en commandite échangeables d'EELP, soit environ 59,66 % des parts de société en commandite échangeables d'EELP en circulation à cette date, ou exercent une emprise sur ces parts. Au total, ces titres représentent environ 1,43 % du total des titres ayant droit de vote du Fonds.

CONFLITS D'INTÉRÊTS

Certains des administrateurs et des dirigeants nommés ci-dessus sont des administrateurs ou des dirigeants d'émetteurs qui sont en concurrence avec Enerplus, et ils peuvent donc se trouver dans une situation de conflit d'intérêts dans l'exercice de leurs fonctions à l'égard d'Enerplus. Si des conflits d'intérêts surviennent, Enerplus s'attend à ce que l'administrateur ou le dirigeant déclare le conflit et, s'il est administrateur d'EnerMark, s'abstienne de voter à l'égard de toute question touchée par le conflit au nom d'Enerplus.

Voir « Facteurs de risque — Conflits d'intérêts éventuels ».

INFORMATIONS CONCERNANT LE COMITÉ DE VÉRIFICATION ET DE GESTION DU RISQUE

Les informations concernant le comité de vérification et de gestion du risque d'Enerplus exigées en vertu du Règlement 52-110 adopté par certaines autorités canadiennes en valeurs mobilières sont fournies à l'annexe D de la présente notice annuelle.

Poursuites et application de la loi

Enerplus est visée par diverses réclamations et divers litiges dans le cours normal de son entreprise. Même si l'issue de ces questions est incertaine et que rien ne garantit qu'elles seront résolues en faveur d'Enerplus, Enerplus n'estime pas à l'heure actuelle que l'issue d'une procédure en cours ou envisagée relativement à ces questions ou à d'autres questions ou les montants qu'Enerplus peut être tenue de verser de ce fait aurait une incidence défavorable importante sur sa situation financière, ses résultats d'exploitation ou sa liquidité. Enerplus n'est pas et n'était pas au cours de 2008 partie à une procédure judiciaire concernant une action en dommages-intérêts dont le montant demandé (déduction faite des intérêts et des frais) représente plus de 10 % de son actif au 31 décembre 2008 et aucun de ses biens n'est mis ou n'a été mis en cause par une telle procédure, et aucune procédure de cet ordre n'est envisagée, à la connaissance d'Enerplus.

Dirigeants et autres personnes intéressés dans des opérations importantes

À la connaissance des administrateurs et des dirigeants d'EnerMark, aucun administrateur ou dirigeant d'EnerMark, aucune personne ou société qui est propriétaire véritable, directement ou indirectement, de plus de 10 % des titres d'une catégorie ou d'une série du Fonds ou qui exerce une emprise sur plus de 10 % de ces titres, aucune personne ayant des liens avec eux ni aucun membre de leurs groupes respectifs n'a eu d'intérêt, directement ou indirectement, dans toute opération avec Enerplus depuis le 1er janvier 2006 ou dans toute opération proposée qui a eu une incidence importante sur Enerplus ou est raisonnablement susceptible d'avoir une incidence importante sur celle-ci.

Contrats importants et documents touchant les droits des porteurs de titres

Enerplus n'est partie à aucun contrat important pour ses activités ou son exploitation, à l'exception des contrats conclus dans le cours normal des affaires. Une copie de la facilité de crédit bancaire (y compris toutes les modifications à celle-ci) et un formulaire attestant chacune des séries de billets non garantis de premier rang (y compris toutes les modifications à ceux-ci) ont été déposées le 18 mars 2008 en tant que document important dans le profil du Fonds sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com et sur formulaire 6-K sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov.

Un exemplaire de l'acte de fiducie, qui est décrit à la rubrique « Renseignements sur le fonds Enerplus Resources — Description des parts de fiducie et de l'acte de fiducie », a été déposé dans le profil du Fonds sur SEDAR à www.sedar.com le 30 mai 2008 et sur EDGAR à www.sec.gov le 11 juin 2008. Un exemplaire de la convention relative au régime de droits des porteurs de parts du Fonds, qui est décrite à la rubrique « Renseignements sur le fonds Enerplus Resources — Régime de droits des porteurs de parts », a été déposé dans le profil du Fonds sur SEDAR au www.sedar.com le 12 mai 2008 et sur EDGAR à www.sec.gov le 13 mai 2008 et peut être consulté sur le site Web du Fonds à www.enerplus.com sous l'onglet « Corporate Governance ».

Intérêts des experts

Sproule a établi le rapport de Sproule concernant les réserves attribuables aux terrains pétroliers et gaziers classiques d'Enerplus au Canada, dont un résumé figure dans la présente notice annuelle. À la date du rapport de Sproule, les « spécialistes désignés » (au sens de l'annexe 51-102A2 — *Notice annuelle* des autorités canadiennes en valeurs mobilières) de Sproule, collectivement, étaient propriétaires véritables, directement ou indirectement, de moins de 1 % des parts de fiducie en circulation du Fonds. NSAI a établi le rapport de NSAI à l'égard des terrains pétroliers et gaziers classiques d'Enerplus aux États-Unis, dont un résumé figure dans la présente notice annuelle. À la date du rapport de NSAI, les spécialistes désignés de NSAI, collectivement, étaient propriétaires véritables, directement ou indirectement, de moins de 1 % des parts de fiducie en circulation du Fonds. GLJ a préparé le rapport de GLJ sur les ressources de sables bitumineux concernant les ressources de bitume éventuelles et potentielles attribuables à la concession Kirby (avec des participations dans certains projets de sables bitumineux mineurs dont Enerplus n'est pas l'exploitant), dont un résumé figure dans la présente notice annuelle. À la date du rapport de GLJ sur les ressources de sables bitumineux, les spécialistes désignés de GLJ, collectivement, étaient propriétaires véritables, directement ou indirectement de moins de 1 % des parts de fiducie en circulation du Fonds.

Les vérificateurs du Fonds sont Deloitte & Touche s.r.l., comptables agréés indépendants, à leurs bureaux de Calgary, en Alberta. Deloitte & Touche s.r.l. a confirmé qu'ils sont indépendants au sens des règles sur l'éthique professionnelle de l'Institute of Chartered Accountants of Alberta, des Securities Acts gérée par la Securities and Exchange Commission et des exigences du Independence Standards Board.

Agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres

L'agent des transferts et l'agent chargé de la tenue des registres pour les parts de fiducie au Canada est la Société de fiducie Computershare du Canada, à ses bureaux principaux de Calgary, en Alberta, et de Toronto, en Ontario. Computershare Trust Company N.A. a ses bureaux principaux de Golden, Colorado, agit à titre d'agent des transferts pour les parts de fiducie aux États-Unis.

Renseignements supplémentaires

Les renseignements supplémentaires concernant le Fonds peuvent être trouvés à la rubrique profil du Fonds, sur le site Web SEDAR à www.sedar.com, sur le site Web EDGAR à www.sec.gov et sur le site du Fonds à www.enerplus.com. La circulaire de sollicitation de procurations du Fonds pour l'assemblée générale annuelle des porteurs de parts de 2009, datée du 13 mars 2009, contient des renseignements supplémentaires, dont la rémunération des administrateurs et de certains dirigeants, les prêts qui leur sont consentis, les principaux porteurs de titres du Fonds et de titres autorisés à des fins d'émission aux termes du régime de rémunération en actions, s'il y a lieu. De plus, les états financiers consolidés vérifiés et le rapport de gestion du Fonds pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 renferment des renseignements financiers supplémentaires. Les porteurs de parts qui préfèrent recevoir sans frais des versions papier de ces documents sont priés de communiquer avec le service des relations avec les investisseurs aux coordonnées apparaissant à la dernière page de la présente notice annuelle.

Annexe A
Rapport sur les données relatives aux réserves de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié indépendant

Les termes définis dans l'Avis 51-324 du personnel des ACVM — Glossaire relatif au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières ont le même sens dans la présente annexe.

Au conseil d'administration du Fonds Enerplus Resources (la *Société*) :

1. Nous avons évalué les données relatives aux réserves de la Société en date du 31 décembre 2008. Les données relatives aux réserves sont des estimations des réserves prouvées et des réserves probables et des produits d'exploitation nets futurs correspondants au 31 décembre 2008, estimés au moyen des prix et des coûts prévisionnels.

2. La responsabilité des données relatives aux réserves incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les données relatives aux réserves en nous fondant sur notre évaluation.

   Nous avons effectué notre évaluation conformément aux normes exposées dans le *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* (le « manuel COGE ») établi en collaboration par la Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary Chapter) et l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole (Société du pétrole).

3. Ces normes exigent que l'évaluation soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les données relatives aux réserves sont exemptes d'inexactitudes importantes. L'évaluation comprend également l'appréciation de la conformité des données relatives aux réserves aux principes et définitions exposés dans le manuel COGE.

4. Le tableau suivant présente l'estimation des produits d'exploitation nets futurs attribués aux réserves prouvées et probables, effectuée au moyen de prix et coûts prévisionnels et calculés à un taux d'actualisation de 10 %, qui sont compris dans les données relatives aux réserves de la Société ayant fait l'objet de notre évaluation au 31 décembre 2008, et indique les portions respectives de ces produits d'exploitation que nous avons vérifiées, évaluées et examinées et sur lesquelles nous avons fait rapport à la direction et au conseil d'administration de la Société :

Évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié indépendant	Description et date d'établissement du rapport d'évaluation	Emplacement des réserves (pays ou zone géographique étrangère)	Valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs (calculée au taux d'actualisation de 10 %)			
			Vérifiés	Évalués	Examinés	Total
				(en millions de $)		
Sproule	Évaluation des réserves de pétrole et de gaz naturel au Canada du Fonds Enerplus Resources au 31 décembre 2008; établi pour la période allant de juillet 2008 à février 2009	Canada	néant	5 589 $	438 $	6 027 $

5. À notre avis, les données relatives aux réserves que nous avons évaluées ont été établies et sont présentées, à tous les égards importants, conformément au manuel COGE.

6. Nous n'avons pas la responsabilité de mettre à jour le rapport mentionné à la rubrique 4 pour tenir compte des faits et des circonstances postérieurs à sa date d'établissement.

7. Les données relatives aux réserves étant fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront de ceux qui sont présentés et les écarts peuvent être importants. Toutefois, les écarts devraient correspondre au fait que les réserves sont catégorisées selon la probabilité de leur récupération.

Nous apposons notre signature ci-dessous relativement au rapport dont il est question ci-dessus :

Sproule Associates Limited
Calgary (Alberta)
Le 12 février 2009

(signé) « *Robert R. Warholm* »
Robert R. Warholm, ing.
Directeur, Génie

(signé) « *Michael W. Maughan* »
Michael W. Maughan, C.P.G., géologue
Vice-président, Sciences de la terre

(signé) « *R. Keith MacLeod* »
R. Keith MacLeod, ing.
Président

annexe b

Annexe B
Rapport sur les données relatives aux réserves de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié indépendant

Les termes définis dans l'Avis 51-324 du personnel des ACVM — Glossaire relatif au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières ont le même sens dans la présente annexe.

Au conseil d'administration d'EnerMark Inc. (la *Société*) :

1. Nous avons établi une évaluation des données relatives aux réserves de la Société en date du 31 décembre 2008. Les données relatives aux réserves sont des estimations des réserves prouvées et des réserves probables et des produits d'exploitation nets futurs correspondants au 31 décembre 2008, estimés au moyen des prix et des coûts prévisionnels.

2. La responsabilité des données relatives aux réserves incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les données relatives aux réserves en nous fondant sur notre évaluation.

   Nous avons effectué notre évaluation conformément aux normes exposées dans *Canadian and Gas Evaluation Handbook* (le « manuel COGE ») établi en collaboration par la Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary Chapter) et l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole (Société du pétrole).

3. Ces normes exigent que l'évaluation soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les données relatives aux réserves sont exemptes d'inexactitudes importantes. L'évaluation comprend également l'appréciation de la conformité des données relatives aux réserves aux principes et définitions exposés dans le manuel COGE.

4. Le tableau suivant présente l'estimation des produits d'exploitation nets futurs (avant déduction des impôts sur le revenu) attribués aux réserves prouvées et probables, effectuée au moyen de prix et coûts prévisionnels et calculés à un taux d'actualisation de 10 %, qui sont compris dans les données relatives aux réserves de la Société ayant fait l'objet de notre évaluation pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, et indique les portions respectives de ces produits d'exploitation que nous avons vérifiées, évaluées et examinées et sur lesquelles nous avons fait rapport au conseil d'administration de la Société :

Évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié indépendant	Description et date d'établissement du rapport d'évaluation	Emplacement des réserves (pays ou zone géographique étrangère)	Valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs (avant impôt fédéral des États-Unis, calculée au taux d'actualisation de 10 %)			
			Vérifiés	Évalués	Examinés	Total
			(en milliers de $ US)			
Netherland, Sewell & Associates, Inc.	Estimation des réserves et des produits futurs pour la participation d'Enerplus Resources (USA) Corporation au 31 décembre 2008 en date du 12 février 2009	Montana, Dakota du Nord et Wyoming, États-Unis	- $	819 175,7 $	- $	819 175,7 $

5. À notre avis, les données relatives aux réserves que nous avons évaluées ont été établies, à tous les égards importants, conformément au manuel COGE.

6. Nous n'avons pas la responsabilité de mettre à jour nos rapports mentionnés à la rubrique 4 pour tenir compte des faits et des circonstances postérieurs à leur date d'établissement respective.

7. Les données relatives aux réserves étant fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront de ceux qui sont présentés et les écarts peuvent être importants. Toutefois, les écarts devraient correspondre au fait que les réserves sont catégorisées selon la probabilité de leur récupération.

Nous apposons notre signature ci-dessous relativement au rapport dont il est question ci-dessus :

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.
Dallas (Texas) États-Unis
Le 25 février 2009

(signé) C.H. (SCOTT) REES III, P.E.
C.H. (Scott) Rees III, P.E.
Président du conseil et chef de la direction

Annexe C
Rapport de la direction et du conseil d'administration sur les données relatives aux réserves et autre information

Les termes définis dans l'Avis 51-324 du personnel des ACVM — Glossaire relatif au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières ont le même sens dans la présente annexe.

La direction d'EnerMark Inc. (*EnerMark*), pour le compte du Fonds Enerplus Resources (le *Fonds*), a la responsabilité d'établir et de fournir l'information concernant les activités pétrolières et gazières du Fonds conformément à la réglementation des valeurs mobilières. Cette information inclut les données relatives aux réserves, qui sont des estimations des réserves prouvées et des réserves probables et des produits d'exploitation nets futurs correspondants au 31 décembre 2008, estimés au moyen des prix et des coûts prévisionnels.

Des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants ont évalué et examiné les données relatives aux réserves du Fonds. Les rapports des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants sont présentés aux annexes A et B de la présente notice annuelle.

Le comité des réserves du conseil d'administration d'EnerMark :

a) a examiné les procédures suivies par EnerMark pour fournir l'information aux évaluateurs de réserves qualifiés indépendants;

b) a rencontré les évaluateurs de réserves qualifiés indépendants dans le but de déterminer si on leur a imposé des restrictions limitant leur capacité de fournir des rapports sans restriction;

c) a examiné les données relatives aux réserves avec la direction et les évaluateurs de réserves qualifiés indépendants.

Le comité des réserves du conseil d'administration d'EnerMark a examiné les procédures suivies par EnerMark pour rassembler et présenter toute autre information concernant ses activités pétrolières et gazières et a examiné cette information avec la direction. Le conseil d'administration d'EnerMark, sur la recommandation du comité des réserves, a approuvé :

a) le contenu de l'Annexe 51-101A1 contenant des données relatives aux réserves et de toute autre information concernant le pétrole et le gaz et leur dépôt auprès des autorités en valeurs mobilières;

b) le dépôt des Annexes 51-101A2 qui sont les rapports des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants sur les données relatives aux réserves;

c) le contenu et le dépôt du présent rapport.

Les données relatives aux réserves étant fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront de ceux qui sont présentés et les écarts peuvent être importants. Toutefois, les écarts devraient correspondre au fait que les réserves sont catégorisées selon la probabilité de leur récupération.

FONDS ENERPLUS RESOURCES
Par EnerMark Inc.

(signé) Gordon J. Kerr
Gordon J. Kerr
Président et chef de la direction

(signé) Garry A. Tanner
Garry A. Tanner
Vice-président directeur et chef de l'exploitation

(signé) Harry B. Wheeler
Harry B. Wheeler
Administrateur

(signé) W.C. (Mike) Seth
W.C. (Mike) Seth
Administrateur

Le 13 mars 2009

annexe d

Annexe D
Informations sur le comité de vérification et de gestion du risque conformément au règlement 52-110

A. CHARTE DU COMITÉ DE VÉRIFICATION ET DE GESTION DU RISQUE

La charte du comité de vérification et de gestion du risque (le *comité*) du conseil d'administration d'EnerMark est jointe comme pièce 1 de la présente annexe D.

B. COMPOSITION DU COMITÉ DE VÉRIFICATION ET DE GESTION DU RISQUE

Les membres actuels du comité sont Robert B. Hodgins (président), Glen D. Roane et Harry B. Wheeler. Chaque membre du comité est indépendant et a des compétences financières au sens du Règlement 52-110.

C. FORMATION ET EXPÉRIENCE PERTINENTES

Nom (administrateur depuis)	Occupation principale et biographie
Robert B. Hodgins (B.A. (Commerce), C.A. (Novembre 2007) <u>Autres postes d'administrateurs de sociétés ouvertes</u> • AltaGas Income Trust (services médians du secteur de l'énergie) • Enerflex Systems Income Fund (services du secteur pétrolier et gazier) • Fairborne Energy Ltd. (société d'exploration et de production pétrolières et gazières) MGM Energy Corp. (société d'exploration et de production pétrolières et gazières)	M. Hodgins est un homme d'affaires indépendant depuis novembre 2004. Auparavant, M. Hodgins a agi à titre de chef des finances de Pengrowth Energy Trust (fiducie d'énergie inscrite à la cote de la TSX et de la NYSE) de 2002 à 2004. Il a également occupé le poste de vice-président et trésorier de Canadien Pacifique Limitée (société diversifiée présente dans les secteurs de l'énergie, du transport et des services hôteliers) de 1998 à 2002 et a été chef des finances de TransCanada PipeLines Limited (société de transport d'énergie inscrite à la cote de la TSX et de la NYSE) de 1993 à 1998. M. Hodgins a obtenu un baccalauréat ès arts (commerce) de la Richard Ivey School of Business de la University of Western Ontario en 1975. Il a obtenu le titre de comptable agréé et a été admis à l'Institut des comptables agréés de l'Ontario en 1977 et à celui de l'Alberta en 1991.
M. Glen D. Roane (B.A., MBA) (juin 2004) <u>Autres postes d'administrateurs de sociétés ouvertes</u> • Destiny Resource Services Corp. (entreprise de services au secteur pétrolier et gazier) • Badger Income Fund (fournisseur de services d'excavation non destructeurs)	M. Roane est administrateur de sociétés et a siégé au conseil de nombreuses sociétés inscrites à la cote de la TSX, y compris (en plus des sociétés ouvertes indiquées aux présentes au sein desquelles il siège à titre d'administrateur), Les entreprises Repap Inc., Ranchero Energy Inc., Forte Resources Inc., Valiant Energy Inc., Maxx Petroleum Ltd. et NQL Energy Services Inc., depuis sa retraite de Gestion de Placements TD Inc., filiale de La Banque Toronto-Dominion (banque à charte canadienne ouverte) en 1997. En plus de siéger en qualité d'administrateur au sein des sociétés ouvertes mentionnées aux présentes, M. Roane est président du conseil d'administration de Tarpon Energy Services Ltd., société

Nom (administrateur depuis)	Occupation principale et biographie
	fermée de services au secteur de l'énergie, et est administrateur du Fonds d'Amérique du Nord GBC Inc., société de placement à capital variable canadienne. Par ailleurs, M. Roane est membre de la commission des valeurs mobilières de l'Alberta. M. Roane est titulaire d'un baccalauréat ès arts et d'un MBA de la Queen's University à Kingston (Ontario).
M. Harry B. Wheeler (B.Sc. (Géologie)) (janvier 2001) <u>Autres postes d'administrateurs de sociétés ouvertes</u> • Aucun	M. Wheeler est président de Colchester Investments Ltd., société financière fermée, depuis 2000. De 1962 à 1966, M. Wheeler a travaillé chez Mobil Oil au Canada et en Libye et, de 1967 à 1972, était employé d'International Resources Ltd., à Londres, en Angleterre, et à Denver, au Colorado. Il a été administrateur de Quintette Coal Ltd., vice-président d'Amalgamated Bonanza Petroleum Ltd. et exploitant de sa société fermée avant de fonder Cabre Exploration Ltd. (« Cabre »), société pétrolière et gazière ouverte, en 1980. M. Wheeler a été président du conseil de Cabre jusqu'à son acquisition par EnerMark Income Fund (société devancière d'Enerplus) en décembre 2000. M. Wheeler est administrateur de Magellan Resources Ltd., société pétrolière et gazière fermée. M. Wheeler a obtenu un diplôme en géologie de la University of British Columbia en 1962.

D. POLITIQUES ET PROCÉDURES D'APPROBATION PRÉALABLE

Le comité a mis en œuvre une politique limitant les services que les vérificateurs du Fonds peuvent fournir et les honoraires qui leur sont versés. Avant de retenir les vérificateurs du Fonds pour qu'ils fournissent des services de vérification et des services non liés à la vérification, le comité approuve la prestation des services au préalable. Pour prendre sa décision concernant les services non liés à la vérification, le comité considère le respect de la politique et la prestation des services non liés à la vérification en cherchant à éviter l'incidence sur l'indépendance des vérificateurs. Tous les honoraires de vérification et pour services non liés à la vérification versés à Deloitte & Touche s.r.l. en 2008 et en 2007 ont été approuvés au préalable par le comité. D'après les discussions du comité avec la direction et les vérificateurs indépendants, le comité est d'avis que la prestation des services non liés à la vérification par Deloitte & Touche s.r.l. décrite ci-dessus est compatible avec le maintien de l'indépendance de ce cabinet à l'égard du Fonds.

E. HONORAIRES POUR LES SERVICES DES VÉRIFICATEURS EXTERNES

Les honoraires globaux versés par le Fonds à Deloitte & Touche s.r.l., comptables agréés indépendants, vérificateurs du Fonds, pour services professionnels rendus au cours des deux derniers exercices du Fonds sont les suivants :

	2008	**2007**
	(en milliers de $)	
Honoraires de vérification[1]	**772,5 $**	751,4 $
Honoraires pour services liés à la vérification[2]	**—**	—
Honoraires pour services fiscaux[3]	**106,3**	132,6
Autres honoraires[4]	**—**	—
	878,8 $	884,0 $

Notes :

(1) Les honoraires de vérification avaient trait à des services professionnels rendus par Deloitte & Touche s.r.l. pour la vérification des états financiers annuels du Fonds et l'examen des états financiers trimestriels du Fonds, ainsi qu'à des services fournis dans le cadre de dépôts ou de missions prescrits par la loi ou par des règlements.

(2) Les honoraires pour services liés à la vérification ont trait à des services de certification et à des services connexes raisonnablement reliés à l'exécution de la vérification ou de l'examen des états financiers du Fonds et non comptabilisés dans le poste « Honoraires de vérification » ci-dessus.

(3) Les honoraires pour services fiscaux avaient trait à des services en matière de conformité fiscale, de conseils fiscaux et de planification fiscale. Les honoraires concernaient des services fournis par la division fiscale des vérificateurs du Fonds, sauf les services fiscaux reliés à la vérification.

(4) Les autres honoraires sont des honoraires pour des produits et des services fournis par les vérificateurs du Fonds et qui ne sont pas décrits comme étant des « honoraires de vérification », des « honoraires pour services liés à la vérification » et des « honoraires pour services fiscaux ».

Charte du comité de vérification et de gestion du risque

I. POUVOIR

Le comité de vérification et de gestion des risques (le *comité*) du conseil d'administration (le *conseil*) du Fonds est composé d'au moins trois administrateurs, selon ce que le conseil décide de temps à autre par résolution. Tout comme pour la nomination à d'autres comités du conseil, les membres du comité sont élus par le conseil à la première réunion du conseil suivant chaque assemblée annuelle des porteurs de parts du Fonds Enerplus Resources (le *Fonds*) ou à un autre moment que le conseil peut fixer. Le président du comité est désigné par le conseil; toutefois, si le conseil ne désigne pas de président, les membres du comité, par un vote majoritaire, peuvent désigner un président. La présence en personne ou par téléphone de la majorité des membres du comité constitue le quorum pour toute réunion du comité. Toutes les actions du comité nécessitent le vote de la majorité de ses membres présents à une réunion du comité à laquelle le quorum est atteint.

En raison des exigences du rôle et des responsabilités du comité, le comité de gouvernance et des candidatures examine toute invitation présentée à un des membres du comité de se joindre au comité de vérification d'une autre société. Quand un membre du comité siège simultanément sur plus de trois (3) comités de vérification de sociétés ouvertes, y compris le comité de gouvernance d'entreprise et de gestion des risques du Fonds, le conseil détermine si ces fonctions simultanées nuisent à l'aptitude du membre de siéger efficacement à ce comité.

Le Fonds ne rémunère pas les membres du comité autrement que la rémunération versée à titre d'administrateur et de membres de comité. La rémunération interdite comprend les honoraires payés, directement ou indirectement, pour des services à titre de consultant ou de conseiller juridique ou financier, sans égard au montant, mais exclut la rémunération approuvée par le conseil qui est versée aux administrateurs à titre de membres du conseil et de ses comités.

II. MANDAT ET RÔLE DU COMITÉ

Le comité a pour mandat d'aider le conseil à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance en ce qui concerne :

1. la communication de l'information financière et information continue du Fonds;
2. les contrôles et les politiques internes, le processus d'attestation et la conformité du Fonds aux exigences réglementaires relativement aux questions financières;
3. l'évaluation et le contrôle du rendement et de l'indépendance des vérificateurs externes du Fonds;
4. le contrôle de la manière dont les risques d'entreprise du Fonds sont identifiés et gérés;

Le comité fait rapport au conseil régulièrement sur ces questions. Le comité a pour responsabilité directe de recommander la nomination des vérificateurs externes et a le pouvoir de fixer leur rémunération. Le comité peut prendre les mesures qu'il juge nécessaires pour s'assurer que les vérificateurs du Fonds sont indépendants de la direction. Le comité a pour objectif de maintenir une voie de communication (y compris la circulaire de sollicitation de procurations annuelle) libre et ouverte entre le conseil, les vérificateurs externes et la haute direction financière du Fonds.

III. COMPOSITION ET COMPÉTENCE DU COMITÉ

Chaque membre du comité est non relié et, en tant que tel, est libre de toute relation qui pourrait nuire à l'exercice de son jugement indépendant comme membre du comité. Tous les membres du comité possèdent des compétences financières et au moins un membre du comité a une expertise comptable ou de la gestion financière connexe — « compétence » et « expertise » au sens défini dans la législation sur les valeurs

mobilières applicables. Les membres sont incités à améliorer leur compréhension des questions courantes par le moyen de leur choix.

IV. RÉUNIONS DU COMITÉ

Le comité se réunit à la fréquence et aux intervalles qu'il juge nécessaires pour s'acquitter de ses fonctions et de ses responsabilités. Afin de favoriser des communications ouvertes, le comité se réunit au moins chaque trimestre avec la direction et les vérificateurs externes de la société dans des séances distinctes pour discuter des questions dont on doit, de l'avis du comité, de chacun de ces groupes ou de chacune de ces personnes, discuter en privé. Le président établit l'ordre du jour des réunions du comité de concert avec le chef des finances et les vérificateurs externes en s'assurant de comprendre les attentes de chaque partie et d'y répondre. Le comité peut demander à des membres de la direction ou à d'autres personnes d'assister à ses réunions (ou à des parties de celles-ci) et de fournir des renseignements pertinents, s'il y a lieu. Le comité tient le procès-verbal de ses réunions et des dossiers ayant trait à ces réunions et aux activités du comité et remet des copies de ces procès-verbaux au conseil.

V. FONCTIONS ET ACTIVITÉS DU COMITÉ

Évaluation et contrôle du rendement et de l'indépendance des vérificateurs externes

1. Effectuer des recommandations au conseil concernant la nomination des vérificateurs externes du Fonds.

2. Examiner et approuver la lettre de mission annuelle des vérificateurs externes du Fonds, y compris les honoraires proposés qui y figurent.

3. Examiner le rendement des vérificateurs externes et faire des recommandations au conseil au sujet de leur remplacement si les circonstances le justifient. L'examen tient compte de l'évaluation du rendement des vérificateurs externes faite par la direction et comprend les éléments qui suivent :

    a) examiner annuellement le contrôle de qualité des vérificateurs externes, les questions importantes soulevées par le dernier examen de contrôle de la qualité, ou la dernière inspection professionnelle, visant les vérificateurs externes ou encore par une enquête d'un organisme gouvernemental ou professionnel, au cours des cinq dernières années, et toute mesure prise pour régler ces questions;

    b) obtenir l'assurance des vérificateurs externes que la vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada et des États-Unis;

    c) veiller à ce que la direction interagisse professionnellement avec les vérificateurs et confirmer annuellement ce comportement avec les deux parties.

4. Surveiller l'indépendance des vérificateurs externes, notamment :

    a) en exigeant des vérificateurs externes qu'ils remettent au comité périodiquement une déclaration écrite officielle indiquant en détail toutes les relations entre les vérificateurs externes et le Fonds;

    b) en examinant et en approuvant les politiques d'embauche du Fonds pour ce qui est des associés, des employés et d'anciens associés et employés des vérificateurs externes actuels et anciens;

    c) en engageant un dialogue avec les vérificateurs externes à l'égard des relations ou des services déclarés qui peuvent influer sur l'objectivité et l'indépendance des vérificateurs externes et en recommandant au conseil de prendre les mesures appropriées pour s'assurer de l'indépendance des vérificateurs;

    d) en approuvant au préalable la nature des services non liés à la vérification et les honoraires s'y rapportant;

    e) en tenant des séances privées avec les vérificateurs externes et en encourageant des communications directes entre le président du comité et l'associé responsable de la vérification;

f) en informant les vérificateurs externes du Fonds qu'ils sont responsables en bout de ligne envers le comité et le conseil et que le comité et le conseil sont responsables de la sélection (sous réserve de l'approbation des porteurs de parts), de l'évaluation et de la destitution des vérificateurs externes du Fonds;

g) en tenant une réunion à huis clos avec les vérificateurs externes à chaque réunion trimestrielle du comité;

h) en obtenant annuellement l'opinion des vérificateurs concernant la compétence et la probité du comité de vérification et de la haute direction financière.

Surveillance relative aux états financiers annuels et trimestriels, au rapport de gestion et aux communiqués

5. Examiner et approuver le plan de vérification annuel des vérificateurs externes, y compris la portée des activités de vérification, et faire le suivi trimestriellement et à la fin de l'exercice de la réalisation du plan et des résultats.

6. Confirmer, dans le cadre de discussions privées avec les vérificateurs externes et la direction, que la portée du travail des vérificateurs externes n'a fait l'objet d'aucune restriction.

7. Examiner la pertinence de la lettre de déclaration de la direction remise aux vérificateurs externes.

8. Recevoir les attestations du chef de la direction et du chef des finances.

9. Examiner avec la direction le caractère adéquat des résultats financiers, de l'information financière figurant dans le rapport de gestion et les communiqués et recommander au conseil d'approuver :

   a) les réponses satisfaisantes données par la direction à la suite de l'examen des documents financiers;

   b) les jugements qualitatifs des vérificateurs externes sur le caractère approprié, et non simplement l'acceptabilité, des principes comptables et des pratiques en matière d'information financière que le Fonds suit ou qu'il propose d'adopter et, en particulier, leurs points de vue sur d'autres traitements comptables possibles et leurs effets sur les résultats financiers;

   c) les méthodes utilisées pour comptabiliser des opérations inhabituelles importantes;

   d) l'effet de conventions comptables importantes dans des domaines controversés ou nouveaux pour lesquels il n'y a pas de consensus ou de directives faisant autorité;

   e) le processus suivi par la direction pour la formulation d'estimations comptables critiques et le caractère raisonnable de ces estimations;

   f) les redressements après vérification comptabilisés et non comptabilisés importants;

   g) tout problème comptable important entre la direction et les vérificateurs externes;

   h) les autres questions devant être communiquées au comité conformément aux normes de vérification généralement reconnues;

   i) la reconnaissance par la direction de sa responsabilité à l'égard des états financiers;

   j) les questions juridiques, de conformité et réglementaires importantes qui peuvent avoir une incidence significative sur les états financiers ou les activités de l'organisation (y compris les avis importants transmis aux organismes gouvernementaux ou les demandes envoyées par ceux-ci);

   k) la réception du rapport du comité des réserves concernant la pertinence des réserves et des ressources présentées.

Surveillance du processus d'information financière, des contrôles internes, de l'information continue, du processus de certification et de la conformité aux exigences réglementaires

10. Établir la politique de dénonciation du Fonds pour le dépôt, la réception, la conservation et le traitement des plaintes et des préoccupations concernant des questions de comptabilité et de vérification et revoir les faits nouveaux et les réponses aux rapports reçus aux termes de celle-ci.

11. Examiner le caractère adéquat et l'efficacité du système d'information financière et des politiques et procédés de contrôles internes avec les vérificateurs externes et la direction. S'assurer que le Fonds respecte tous les nouveaux règlements à cet égard.

12. Examiner avec la direction les contrôles internes du Fonds et évaluer si le Fonds exerce ses activités conformément aux politiques et aux procédures prescrites.

13. Examiner avec la direction et les vérificateurs externes toute condition à déclarer et les lacunes importantes touchant les contrôles internes.

14. Examiner la communication de la direction et la supervision par le comité du processus de l'attestation du chef de la direction et du chef des finances pour en garantir la conformité aux exigences canadiennes et américaines.

15. Recevoir des rapports périodiques des vérificateurs externes et de la direction afin d'évaluer l'incidence des éléments nouveaux touchant la comptabilité ou l'information financière proposés par l'ICCA, l'AICPA, le Financial Accounting Standards Board, la SEC, les commissions de valeurs mobilières, les bourses ou les autres organismes de réglementation canadiens pertinents, ou de toute autre question connexe importante touchant la comptabilité ou l'information financière qui peut influer sur le Fonds.

16. Examiner annuellement le rapport des vérificateurs externes concernant les contrôles internes du Fonds portant sur la communication de l'information financière décrivant les questions importantes soulevées par le dernier examen des systèmes de contrôles internes et de gestion de l'information ou par une enquête faite par des autorités gouvernementales ou professionnelles ainsi que les recommandations formulées et les mesures prises pour traiter de ces questions.

Examen des risques commerciaux

17. Examiner avec la direction le processus suivi pour effectuer l'évaluation des risques du Fonds et les politiques mises en place pour surveiller, atténuer et communiquer ces risques d'entreprise.

Autres questions

18. Examiner la nomination et la destitution des membres de la haute direction financière.

19. Mener ou autoriser des enquêtes sur toutes les questions qui font partie des responsabilités du comité, notamment retenir les services de conseillers juridiques externes ou d'autres conseillers ou experts à cette fin.

20. Examiner les informations fournies dans le rapport annuel, la notice annuelle, le formulaire 40-F et la circulaire d'information concernant le comité de vérification et de gestion des risques.

21. Établir et maintenir des voies de communication libres et ouvertes entre le conseil, le comité, les vérificateurs externes et la direction.

22. Exercer les activités supplémentaires et examiner les autres questions, dans le cadre de ses responsabilités, que le comité ou le conseil juge nécessaires ou appropriées.

23. Une fois l'an, le comité examine le caractère adéquat de ses règles et porte à l'attention du conseil toute modification requise, s'il y a lieu, pour approbation. Le comité fait également l'objet d'un examen annuel par le comité de gouvernance et des candidatures et dont les conclusions sont communiquées au conseil.

Bien que le comité ait les obligations et les responsabilités énoncées dans les présentes règles, il ne lui incombe pas de planifier ou d'exécuter la vérification ni de vérifier si les états financiers du Fonds sont complets et exacts et conformes aux principes comptables généralement reconnus. De même, le comité n'a pas pour responsabilité de régler les désaccords, s'il en est, entre la direction et les vérificateurs externes. Bien qu'il soit reconnu que le comité n'est pas légalement tenu de s'assurer que le Fonds respecte toutes les lois et tous les règlements, les présentes règles veulent que le comité prenne des mesures raisonnables pour encourager le Fonds à agir en respectant totalement ceux-ci.

ANNEXE « E »

INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE SUR LES RÉSERVES EN VERTU DU SFAS NO. 69

Les présentations d'information suivantes ont été préparées conformément aux dispositions du Financial Accounting Standards Board's Statement No. 69 – *Disclosures about Oil and Gas Producing Activities* (le **« SFAS No. 69 »**). L'information à fournir inclut les réserves prouvées, les flux de trésorerie nets futurs et les coûts engagés imputables à nos projets de production de pétrole brut classique et de gaz naturel et de production de bitume recouvrable au moyen du procédé de DGMV. Les réserves prouvées s'appuient sur les prix et les coûts constants figurant dans les présentes et sont calculées selon la définition de « réserves prouvées » donnée dans le *Règlement 51-101* qui diffère de celle fournie dans les règlements de la SEC, les différences étant toutefois mineures. Se reporter à la rubrique « Présentation des réserves de pétrole et de gaz, des ressources et des données de production d'Enerplus » de la présente notice annuelle.

Les données relatives aux coûts de cette annexe sont libellées en dollars canadiens et sont calculées conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (les **« PCGR des États-Unis »**).

A. Quantités des réserves prouvées de pétrole et de gaz naturel

Les personnes utilisant ces données devraient savoir que le processus d'estimation des quantités de réserves de pétrole brut, de gaz naturel, de liquides de gaz naturel et de bitume « prouvées mises en valeur » et « prouvées non mises en valeur » est très complexe et que l'évaluation de toutes les données géologiques, techniques et économiques afférentes à chaque réservoir suppose la prise de décisions d'une grande subjectivité. Les données relatives à un réservoir précis peuvent varier de façon importante avec le temps en raison de plusieurs facteurs incluant, sans s'y limiter, de nouvelles activités de mise en valeur, l'évolution de l'historique de production et les réévaluations continues de la viabilité de la production en fonction de diverses conditions économiques. Par conséquent, il arrive que les estimations des réserves existantes soient considérablement révisées de temps à autre. Bien que tous les efforts raisonnables soient déployés pour assurer que les réserves estimatives présentées constituent les évaluations les plus justes possible, la grande subjectivité des décisions et les variations importantes des données disponibles sur les réservoirs font en sorte que ces estimations sont en général moins précises que d'autres estimations présentées parallèlement à la publication d'états financiers.

On entend par « réserves prouvées » les quantités estimatives de pétrole, de gaz naturel, de liquides de gaz naturel (« LGN ») et de bitume que l'on croit, avec un degré raisonnable de certitude, pouvoir récupérer au cours des années à venir dans les réservoirs connus, en fonction des données géologiques et techniques recueillies et des conditions économiques et d'exploitation en vigueur à la clôture de l'exercice. Des variations futures des prix ou des taux de production ou des changements à l'égard du contexte politique ou législatif pourraient faire en sorte que les réserves du Fonds diffèrent grandement de celles présentées.

On entend par « réserves prouvées mises en valeur » les réserves qui devraient être récupérables au moyen des puits existants et du matériel et des méthodes d'exploitation existants et par « réserves prouvées non mises en valeur » les réserves qui devraient être récupérables à partir d'accumulations connues moyennant des investissements relativement importants.

Après le 31 décembre 2008, aucune découverte importante ni aucun autre événement favorable ou défavorable n'est censé avoir eu une incidence importante sur les estimations des réserves prouvées effectuées depuis cette date.

Les réserves prouvées de pétrole brut, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel du Fonds au 31 décembre 2008 sont situées dans l'Ouest canadien, principalement en Alberta, en Colombie-Britannique, en Saskatchewan et au Manitoba, ainsi qu'aux États-Unis, principalement dans les États du Montana, du Dakota du Nord et du Wyoming. Les réserves nettes prouvées du Fonds détaillées dans le tableau suivant représentent les redevances du bailleur, les redevances dérogatoires et l'intérêt économique direct du Fonds à l'égard des réserves brutes restantes, après déduction des redevances à la Couronne, des redevances de propriétaire franc et des redevances dérogatoires :

	Canada			États-Unis		Total		
	Pétrole et LGN (kb)	Gaz naturel (Mpi^3)	Bitume (kb)	Pétrole et LGN (kb)	Gaz naturel (Mpi^3)	Pétrole et LGN (kb)	Gaz naturel (Mpi^3)	Bitume (kb)
Réserves prouvées mises en valeur et réserves prouvées non mises en valeur au 31 décembre 2005	**106 669**	**786 724**	**9 215**	**19 937**	**11 109**	**126 606**	**797 833**	**9 215**
Achats de réserves en place	1 044	4 162	–	333	283	1 377	4 445	–
Ventes de réserves en place	(30)	(107)	(532)	–	–	(30)	(107)	(532)
Découvertes et expansions	1 981	22 854	–	367	321	2 348	23 175	–
Révisions des estimations précédentes	(1 895)	(44 035)	(294)	218	1 318	(1 677)	(42 717)	(294)
Hausse des récupérations	2 788	22 347	–	1 727	1 111	4 515	23 458	–
Production	(9 259)	(74 484)	–	(3 113)	(1 804)	(12 372)	(76 288)	–
Réserves prouvées mises en valeur et réserves prouvées non mises en valeur au 31 décembre 2006	**101 298**	**717 461**	**8 389**	**19 469**	**12 338**	**120 767**	**729 799**	**8 389**
Achats de réserves en place	4	2 851	–	124	13 311	128	16 162	–
Ventes de réserves en place	–	(2 587)	–	–	–	–	(2 587)	–
Découvertes et expansions	1 411	18 387	–	–	–	1 411	18 387	–
Révisions des estimations précédentes	(275)	3 931	35	292	6 193	17	10 124	35
Hausse des récupérations	2 387	6 676	–	5 744	4 722	8 131	11 398	–
Production	(8 680)	(72 262)	–	(3 031)	(3 435)	(11 711)	(75 697)	–
Réserves prouvées mises en valeur et réserves prouvées non mises en valeur au 31 décembre 2007	96 145	674 457	8 424	22 598	33 129	118 743	707 586	8 424
Achats de réserves en place	5 241	296 849	–	–	–	5 241	296 849	–
Ventes de réserves en place	–	–	(8 424)	–	–	–	–	(8 424)
Découvertes et expansions	2 034	18 225	–	–	–	2 034	18 225	–
Révisions des estimations précédentes	(7 802)	(57 449)	–	(1 820)	553	(9 622)	(56 896)	–
Hausse des récupérations	1 939	2 699	–	1 290	2 676	3 229	5 375	–
Production	(8 958)	(96 664)	–	(2 852)	(4 103)	(11 810)	(100 767)	–
Réserves prouvées mises en valeur et réserves prouvées non mises en valeur au 31 décembre 2008	88 599	838 117	–	19 216	32 255	107 815	870 372	–
Réserves prouvées mises en valeur								
31 décembre 2005	101 048	652 825	–	13 354	7 442	114 402	660 267	–
31 décembre 2006	95 734	584 846	2 687	18 977	11 961	114 711	596 807	2 687
31 décembre 2007	90 715	533 654	2 341	19 707	26 839	110 422	560 493	2 341
31 décembre 2008	79 485	683 044	–	18 664	28 462	98 149	711 506	–

B. Coûts immobilisés relativement aux activités de production de pétrole et de gaz

Les coûts immobilisés relativement aux activités d'exploration, de mise en valeur et de production de pétrole et de gaz exercées par le Fonds, ainsi que la déplétion et les amortissements cumulés connexes, incluant les pertes de valeur, se détaillent comme suit :

	2008	2007	2006
	(en milliers de dollars)		
Coûts immobilisés[1]	7 322 721 $	5 245 528 $	4 689 444 $
Moins : déplétion et amortissements cumulés	(4 005 780)	(1 970 467)	(1 608 186)
Coûts immobilisés nets	3 316 941 $	3 275 061 $	3 081 258 $

Note :

1. Inclut les coûts immobilisés des propriétés prouvées et non prouvées.

C. Coûts engagés relativement aux activités d'acquisition, d'exploration et de mise en valeur de propriétés pétrolières et gazières

Les coûts engagés relativement aux activités de production de pétrole et de gaz se détaillent comme suit :

	Exercice terminé le 31 décembre 2008		
	Canada	**États-Unis**	**Total**
	(en milliers de dollars)		
Acquisition de propriétés :			
Prouvées	1 733 742 $	115 $	1 733 857 $
Non prouvées	70 069	448	70 517
Frais d'exploration	27 360	5 822	33 182
Frais de mise en valeur	445 111	63 661	508 772
Coûts liés à la mise hors service d'immobilisations	48 097	168	48 265
	2 324 379 $	70 214 $	2 394 593 $

	Exercice terminé le 31 décembre 2007		
	Canada	**États-Unis**	**Total**
	(en milliers de dollars)		
Acquisition de propriétés :			
Prouvées	10 215 $	60 954 $	71 169 $
Non prouvées	212 154	915	213 069
Frais d'exploration	33 994	13 770	47 764
Frais de mise en valeur	231 889	91 557	323 446
Coûts liés à la mise hors service d'immobilisations	52 179	262	52 441
	540 431 $	167 458 $	707 889 $

	Exercice terminé le 31 décembre 2006		
	Canada	**États-Unis[1]**	**Total**
	(en milliers de dollars)		
Acquisition de propriétés :			
Prouvées	35 323 $	15 990 $	51 313 $
Non prouvées	20 006	201	20 207
Frais d'exploration	32 510	1 202	33 712
Frais de mise en valeur	325 459	115 284	440 743
Coûts liés à la mise hors service d'immobilisations	17 743	588	18 331
	431 041 $	133 265 $	564 306 $

Note :

1. Les coûts d'acquisition de propriétés incluent les coûts engagés pour l'achat, la location, ou toute autre manière d'acquérir des propriétés de pétrole et de gaz, incluant la répartition du prix d'acquisition lié à des regroupements d'entreprises se traduisant par des acquisitions de propriétés. Les frais de mise en valeur englobent les frais de forage et d'équipement des puits et des installations mis en valeur aux fins de l'extraction, de la collecte et de l'entreposage du pétrole et du gaz, ainsi qu'une partie des frais généraux, et ils incluent également les intérêts capitalisés pour les projets de mise en valeur qui n'ont pas encore atteint l'étape de la production commerciale. Les frais d'exploration comprennent les frais liés à la découverte de gisements et au forage et à l'achèvement de puits d'exploration au sein de nouveaux réservoirs de pétrole brut et de gaz naturel. Les coûts liés à la mise hors service d'immobilisations représentent les coûts immobilisés liés à la mise hors service d'immobilisations qui sont engagés au cours de l'exercice. Aucun gain ni aucune perte n'a été constaté à l'égard des activités de mise hors service d'immobilisations, le montant des règlements se rapprochant des estimations.

D. Résultats d'exploitation liés aux activités de production de pétrole et de gaz

Le tableau suivant présente les données relatives aux produits et aux coûts directs liés aux activités de production de pétrole et de gaz du Fonds pour les exercices terminés les 31 décembre 2008, 2007 et 2006.

	Exercice terminé le 31 décembre 2008		
	Canada	**États-Unis**	**Total**
	(en milliers de dollars)		
Produits			
Chiffre d'affaires[1]	1 655 831 $	265 579 $	1 921 410 $
Déduire[2]			
Coûts de production[3]	342 161	37 580	379 741
Déplétion, amortissement, désactualisation et perte de valeur	1 711 270	275 448	1 986 718
Charge d'impôts sur les bénéfices exigible et reportée	(375 056)	6 137	(368 919)
Résultats d'exploitation liés aux activités de production de pétrole et de gaz	(22 544) $	(53 586) $	(76 130) $

	Exercice terminé le 31 décembre 2007		
	Canada	**États-Unis**	**Total**
	(en milliers de dollars)		
Produits			
Chiffre d'affaires[1]	1 025 822 $	228 183 $	1 254 005 $
Déduire[2]			
Coûts de production[3]	286 248	10 000	296 248
Déplétion, amortissement, désactualisation et perte de valeur	299 217	103 752	402 969
Charge (économie) d'impôts sur les bénéfices exigible et reportée	70 827	30 204	101 031
Résultats d'exploitation liés aux activités de production de pétrole et de gaz	369 530 $	84 227 $	453 757 $

	Exercice terminé le 31 décembre 2006		
	Canada	**États-Unis**	**Total**
	(en milliers de dollars)		
Produits			
Chiffre d'affaires[1]	1 079 251 $	219 519 $	1 298 770 $
Déduire[2]			
Coûts de production[3]	266 493	7 357	273 850
Déplétion, amortissement, désactualisation et perte de valeur	295 975	111 232	407 207
Charge d'impôts sur les bénéfices exigible et reportée	(55 409)	19 845	(35 564)
Résultats d'exploitation liés aux activités de production de pétrole et de gaz	572 192 $	81 085 $	653 277 $

Notes :

1. Le chiffre d'affaires est présenté déduction faite des redevances et des obligations de tiers.
2. Les coûts déduits des tableaux excluent les frais généraux du siège social, les intérêts débiteurs et les autres coûts non directement liés aux activités de production de pétrole et de gaz.
3. Les coûts de production incluent les frais de transport.

E. Mesure normalisée des flux de trésorerie nets futurs actualisés liés aux quantités de réserves prouvées de pétrole et de gaz naturel

Les éléments d'information qui suivent sont établis à partir de procédures décrites dans le SFAS No. 69 et se fondent sur les réserves et les volumes de production de pétrole brut, de gaz naturel, de liquides de gaz naturel et de bitume estimés par les experts-conseils indépendants du Fonds; ils peuvent être utiles à des fins comparatives, mais ne devraient pas servir de source unique dans l'évaluation du Fonds ou de son rendement. De plus, les éléments d'information contenus dans le tableau suivant ne devraient pas être considérés comme des évaluations représentatives ou réalistes des flux de trésorerie futurs, pas plus que la « mesure normalisée des flux de trésorerie nets futurs actualisés » ne devrait être considérée comme représentative de la valeur actuelle des réserves du Fonds.

Les flux de trésorerie futurs présentés ci-dessous s'appuient sur les prix de vente, les taux relatifs aux coûts et les taux d'imposition réglementaires en vigueur à la date de clôture de l'exercice. Il est possible que certaines estimations des réserves de pétrole brut, de gaz naturel, de liquides de gaz naturel et de bitume subissent des révisions importantes dans l'avenir, que la mise en valeur des réserves et la production à partir de celles-ci commencent à d'autres périodes que celles prévues et que les prix réalisés et les coûts engagés réels diffèrent considérablement de ceux utilisés dans les présentes.

La direction ne se fie pas aux éléments d'information suivants pour prendre des décisions relativement à ses investissements ou à son exploitation. Ces décisions s'appuient sur un vaste éventail de facteurs, incluant des estimations des réserves probables et des réserves prouvées, ainsi que sur des hypothèses sur la variation des prix et des coûts jugées plus représentatives des diverses conditions économiques pouvant avoir cours.

Les tableaux suivants présentent la mesure normalisée des flux de trésorerie nets futurs actualisés tirés de la production prévue à partir des réserves de pétrole brut et de gaz naturel du Fonds.

	Au 31 décembre 2008		
	Canada	**États-Unis**	**Total**
	(en millions de dollars)		
Rentrées de fonds futures	8 645 $	891 $	9 536 $
Coûts de production futurs	3 679	244	3 923
Coûts de mise en valeur et liés à la mise hors service d'immobilisations futurs	747	46	793
Charges d'impôts futures	279	83	362
Flux de trésorerie nets futurs	3 940 $	518 $	4 458 $
Moins : facteur d'actualisation annuel de 10 %	1 562	177	1 739
Mesure normalisée des flux de trésorerie nets futurs actualisés	2 378 $	341 $	2 719 $

	Au 31 décembre 2007		
	Canada	**États-Unis**	**Total**
	(en millions de dollars)		
Rentrées de fonds futures	11 520 $	2 035 $	13 555 $
Coûts de production futurs	3 776	297	4 073
Coûts de mise en valeur et liés à la mise hors service d'immobilisations futurs	587	75	662
Charges d'impôts futures	1 058	427	1 485
Flux de trésorerie nets futurs	6 099 $	1 236 $	7 335 $
Moins : facteur d'actualisation annuel de 10 %	2 818	527	3 345
Mesure normalisée des flux de trésorerie nets futurs actualisés	3 281 $	709 $	3 990 $

	Au 31 décembre 2006		
	Canada	**États-Unis**	**Total**
	(en millions de dollars)		
Rentrées de fonds futures	10 197 $	1 185 $	11 382 $
Coûts de production futurs	3 826	98	3 924
Coûts de mise en valeur et liés à la mise hors service d'immobilisations futurs	569	22	591
Charges d'impôts futures	–	240	240
Flux de trésorerie nets futurs	5 802 $	825 $	6 627 $
Moins : facteur d'actualisation annuel de 10 %	2 744	305	3 049
Mesure normalisée des flux de trésorerie nets futurs actualisés	3 058 $	520 $	3 578 $

F. Variation de la mesure normalisée des flux de trésorerie futurs actualisés liés aux réserves prouvées de pétrole et de gaz naturel

Le tableau suivant présente les principaux facteurs de variation de la mesure normalisée des flux de trésorerie nets futurs actualisés :

	2008	**2007**	**2006**
	(en millions de dollars)		
Au début de l'exercice	3 990 $	3 578 $	5 406 $
Ventes de pétrole et de gaz naturel produits, déduction faite des coûts de production	(1 608)	(972)	(1 028)
Variation nette des prix de vente et des coûts de production	(1 276)	1 197	(1 963)
Variation des frais de mise en valeur estimés antérieurement et engagés au cours de l'exercice	235	145	240
Variation des frais de mise en valeur futurs estimés	(135)	(221)	(210)
Expansions, découvertes et hausse des récupérations, déduction faite des frais connexes	63	416	725
Achats de réserves en place	680	42	31
Ventes de réserves en place	(27)	(4)	(3)
Variation nette liée aux révisions des estimations de quantités antérieures	88	(8)	(130)
Augmentation due à la désactualisation	376	312	442
Variation nette des impôts sur les bénéfices	333	(496)	68
À la fin de l'exercice	2 719 $	3 990 $	3 578 $

Note :

1. Les tableaux présentés ci-dessus sont établis au moyen de calculs utilisant les prix, les coûts, les taux d'imposition réglementaires en vigueur à la clôture de l'exercice et les réserves de pétrole et de gaz prouvées existantes. La valeur des biens d'exploration et des réserves probables, les frais d'exploration futurs et les fluctuations futures des prix du pétrole et du gaz, des coûts de production et des frais de mise en valeur sont exclus de ces calculs.

Annexe F
Information concernant Enerplus Exchangeable Limited Partnership

INFORMATION CONCERNANT ENERPLUS EXCHANGEABLE LIMITED PARTNERSHIP

Les termes utilisés dans la présente section et qui ne sont pas autrement définis dans la présente notice annuelle ont le sens qui leur est attribué dans les dispositions sur les parts échangeables de l'annexe A de la convention relative à EELP, dont un exemplaire a été déposé dans le profil du Fonds sur le site Web de SEDAR à l'adresse www.sedar.com en tant que « document pour les porteurs de titres » le 19 février 2008 (en sa version modifiée par un document déposé le 1er avril 2008) et sur le site Web d'Edgar au www.sec.gov sur formulaire 6-K le 20 février 2008 (en sa version modifiée par un document déposé le 2 avril 2008).

Généralités

EELP est une société en commandite constituée en vertu des lois de l'Alberta. Le siège social et bureau principal d'EELP est situé à l'adresse suivante : The Dome Tower, Suite 3000, 333 – 7th Avenue S.W., Calgary (Alberta) T2P 2Z1. Le commandité d'EELP est EnerMark, filiale en propriété exclusive indirecte du Fonds. Le commandité d'EELP a le droit de recevoir une distribution pour chaque exercice correspondant à 0,001 % du bénéfice net d'EELP. Les associés d'EELP doivent en tout temps être des non-résidents.

Les activités d'EELP consistent à acquérir, à détenir, à transférer, à aliéner et à transiger par ailleurs des titres de quelque type ou nature que ce soit du Fonds ou d'un membre de son groupe ou d'une personne ayant des liens avec le Fonds ou toute personne ayant des liens avec ceux-ci ou membre de leur groupe ou qui sont émis par ceux-ci, ou de toute autre société par actions, société de personnes, fiducie ou autre personne participant directement ou indirectement à toute entreprise du domaine de l'exploration, du forage, de l'extraction, de la collecte, du traitement, du transport, de l'achat, de l'entreposage ou de la vente du pétrole, du gaz naturel, des liquides de gaz naturel, de l'eau, des minerais ou d'autres produits connexes, de l'électricité ou d'autres formes d'énergie et de toutes les entreprises connexes et de toutes les autres entreprises que le conseil d'administration peut désigner et aux activités qui soient connexes à celles-ci, qu'elles soient exercées directement ou indirectement ou par l'entremise d'une autre personne, ou émis par celles-ci, et à investir dans ces titres.

Parts de société

EELP est autorisée à émettre un nombre illimité de parts de catégorie A d'EELP et de parts de société en commandite échangeables d'EELP. Le commandité d'EELP peut également, relativement à EELP, émettre en tout temps des parts de toute catégorie ou série ou des titres d'emprunt garantis et non garantis, des titres d'emprunt convertibles en parts de toutes catégories ou séries, ou des options, des bons de souscription, des droits, des droits à la plus-value ou des droits de souscription relatifs à des parts de toute catégorie ou série au commandité d'EELP, à des commanditaires ou à toute autre personne qui n'est pas un non-résident et qui n'est pas exonérée d'impôts. Les parts prennent rang également avec chacune des autres parts de la même catégorie ou série et donnent à leur porteur les mêmes droits et obligations que le porteur de toute autre part de la même catégorie ou série et aucun commanditaire n'a droit à un privilège, une priorité ou une préférence par rapport à tout autre commanditaire détenant des parts de la même catégorie ou série.

De plus, lors d'une distribution des actifs en cas de liquidation ou de dissolution d'EELP, qu'elle soit volontaire ou non, ou lors de toute autre distribution des actifs d'EELP parmi ses associés afin de liquider ses affaires : a) les porteurs de parts de catégorie A d'EELP recevront un montant correspondant au pourcentage du ratio d'échange du total du passif du Fonds et de toutes les autres filiales du Fonds qui ne sont pas des filiales en propriété exclusive directe ou indirecte d'EELP; et b) le reste des actifs d'EELP sera distribué (i) selon la proportion de ces actifs qui correspond au résultat obtenu par la division du montant de ces actifs par la somme A) du nombre de parts de société en commandite échangeables d'EELP multiplié par le pourcentage de ratio d'échange et B) du nombre de parts de fiducie, dans chaque cas en circulation à la date de cette distribution, à l'égard de chaque part de société en commandite échangeable d'EELP en circulation et (ii) pour ce qui est de la portion restante de ces actifs, aux porteurs des parts de catégorie A d'EELP en proportion du nombre de parts de catégorie A d'EELP détenues.

Parts de catégorie A d'EELP

Les parts de catégorie A d'EELP ne peuvent être émises qu'au Fonds ou à un membre de son groupe et n'être détenues que par ceux-ci. Les porteurs de parts de catégorie A d'EELP ont droit à une voix pour chaque part de catégorie A d'EELP à l'égard de toute résolution ordinaire de société en commandite ou résolution spéciale de société en commandite d'EELP. Un porteur de parts de catégorie A d'EELP a le droit de recevoir des distributions pour chaque part de catégorie A d'EELP selon ce que détermine le commandité d'EELP et ce dernier, sous réserve des lois applicables, verse ces distributions à l'occasion. Ces distributions sont payées sur les espèces, les actifs ou les biens d'EELP qui peuvent servir au versement de distributions ou sur les parts de catégorie A d'EELP autorisées mais non émises, selon le cas.

Parts de société en commandite échangeables d'EELP

En 2006, EELP (alors appelée Focus Limited Partnership) a émis 10 000 000 de parts de société en commandite échangeables d'EELP aux porteurs de titres de Profico Energy Management Ltd. (« **Profico** ») qui ont choisi et avaient le droit de recevoir des parts de société en commandite échangeables d'EELP au lieu ou en plus de parts de fiducie de Focus en contrepartie de leurs actions ordinaires de Profico aux termes de l'acquisition de Profico par Focus. Au 31 décembre 2008, 7 238 000 parts de société en commandite échangeables d'EELP étaient émises et en circulation et échangeables contre un total de 3 076 000 parts de fiducie du Fonds. Les parts de société en commandite échangeables d'EELP peuvent également être émises dans le cadre d'autres acquisitions effectuées par EELP de temps à autre. Le commandité d'EELP doit s'assurer, de bonne foi, et à sa seule appréciation, de l'équivalence économique des parts de société en commandite échangeables d'EELP par rapport aux parts de fiducie, compte tenu du ratio d'échange de 0,425.

Les principales modalités des parts de société en commandite échangeables d'EELP sont les suivantes :

a) les parts de société en commandite échangeables d'EELP sont échangeables sans autre contrepartie contre 0,425 part de fiducie au choix du porteur conformément aux conditions de la convention relative à EELP, de la convention de soutien d'EELP et de la convention de vote et d'échange d'EELP. Voir « Convention de vote et d'échange d'EELP — Droit d'échange » ci-dessous;

b) chaque part de société en commandite échangeable d'EELP donne à son porteur le droit de recevoir des prêts sans intérêt d'EELP correspondant aux distributions en espèces effectuées par le Fonds sur une part de fiducie, multiplié par 0,425. Voir « Droits aux distributions » ci-dessous;

c) le porteur de chaque part de société en commandite échangeable d'EELP aura le droit de donner des directives de vote au fiduciaire nommé aux termes de la convention de vote et d'échange relativement au droit de vote spécial à toutes les assemblées des porteurs de parts du Fonds à raison de 0,425 voix pour chaque part de société en commandite échangeable d'EELP;

d) les porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP n'auront pas le droit à ce titre de recevoir un avis de convocation ou d'assister aux assemblées des associés d'EELP ni de voter à ces assemblées. Toutefois, les porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP auront le droit de voter séparément en tant que groupe relativement à des propositions d'ajout, de modification ou de suppression d'un droit, d'un privilège, d'une restriction ou d'une condition rattachée aux parts de société en commandite échangeables d'EELP ou relativement à toute autre modification de la

convention de société en commandite applicable qui aura un effet défavorable sur les porteurs de ces parts de société en commandite échangeables d'EELP. Voir « Droits de vote »;

e) les parts de société en commandite échangeables d'EELP ne seront pas transférables, sauf comme il est écrit ci-dessous à la rubrique « Transfert de parts de société en commandite échangeables d'EELP »;

f) EELP aura le droit d'acquérir toutes les parts de société en commandite échangeables d'EELP en échange de parts de fiducie dans certaines circonstances précises, notamment si moins de 1 000 000 de parts de société en commandite échangeables d'EELP sont en circulation ou dans le cas de certaines opérations qui pourraient comporter un changement de contrôle du Fonds. Voir « Droit de rachat » ci-dessous.

Les droits d'échange, de vote et de distribution associés aux parts de société en commandite échangeables d'EELP et le droit de vote spécial connexe décrit en détail ci-dessous sont assujettis aux dispositions antidilution normales.

Droits aux distributions

Les porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP seront en droit de recevoir, et EELP accordera, sous réserve des lois applicables, à chaque date à laquelle le Fonds déclare une distribution sur les parts de fiducie, pour chaque part de société en commandite échangeable d'EELP, un prêt :

a) dans le cas d'une distribution en espèces déclarée sur les parts de fiducie, d'un montant en espèces pour chaque part de société en commandite échangeable d'EELP égal à la distribution en espèces déclarée sur chaque part de fiducie, multiplié par 0,425; ou

b) dans le cas où la distribution déclarée sur les parts de fiducie est versée sous forme de biens autres que des espèces ou des parts de fiducie, d'un type et d'un montant de biens pour chaque part de société en commandite échangeable d'EELP identique ou financièrement équivalent au type et au montant des biens déclarés à titre de distribution sur chaque part de fiducie, multiplié par 0,425.

Le montant ou la valeur des biens prêtés à l'égard de parts de société en commandite échangeables d'EELP en vertu de ces droits à des distributions ne constituera pas une distribution de bénéfices ni une autre compensation sous forme de revenu à l'égard des parts de société en commandite échangeables d'EELP, mais plutôt à un prêt sans intérêt de ce montant ou, dans le cas de biens, un prêt dont le montant correspond à la juste valeur marchande des biens déterminée de bonne foi par le conseil d'administration à la date du prêt au porteur de parts de société en commandite échangeables d'EELP qui l'obtient, lequel prêt est remboursable par ce porteur de parts d'EELP à la plus hâtive des dates suivantes, soit a) le 1er janvier de l'année civile suivant le prêt, b) le 5e jour ouvrable précédant un événement d'insolvabilité, c) le jour ouvrable précédant le rachat de parts de société en commandite échangeables d'EELP à l'égard desquelles les prêts ont été consentis (en vertu du droit de rachat au gré du porteur ou d'un rachat par EELP), d) le jour ouvrable précédant l'achat de parts de société en commandite échangeables d'EELP à l'égard desquelles le prêt a été consenti en vertu du droit d'achat en cas de liquidation et e) le jour ouvrable avant tout autre transfert de parts de société en commandite échangeables d'EELP à l'égard desquelles le prêt a été consenti. À la date à laquelle le prêt est remboursable selon ce qui a été déterminé dans la phrase précédente, EELP versera une distribution à l'égard de chaque part de société en commandite échangeable d'EELP correspondant au montant du prêt impayé à l'égard de la part en question. EELP opérera compensation et affectera le montant de la distribution en réduction de l'obligation du porteur des parts de société en commandite échangeables d'EELP aux termes du prêt impayé à l'égard de celles-ci et chaque porteur de parts de société en commandite échangeables d'EELP aura le droit d'opérer compensation et d'affecter le montant qu'il doit aux termes d'un prêt impayé à l'égard de celles-ci en réduction du montant de la distribution.

Transfert de parts de société en commandite échangeables d'EELP

Aucun porteur de parts de société en commandite échangeables d'EELP ne peut vendre, céder, grever d'une charge, faire en sorte qu'EELP rachète, ou transférer ses parts de société en commandite échangeables d'EELP ou accorder une sûreté à leur égard ou en disposer par ailleurs (ou permettre la survenance de ce qui précède), tant volontairement qu'involontairement ou autrement, sauf par effet de la loi

ou dans le cadre d'une réinscription des certificats attestant les parts de société en commandite échangeables d'EELP qui ne comporte pas un changement de propriété véritable.

Droit de rachat au gré du porteur

En vertu du droit de rachat au gré du porteur, les porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP auront le droit, en tout temps avant le 8 janvier 2017, d'exiger d'EELP que celle-ci rachète une partie ou la totalité des parts de société en commandite échangeables d'EELP qu'ils détiennent au prix de rachat au gré du porteur, qu'EELP acquittera en livrant à ce porteur la contrepartie pour les parts de société en commandite échangeables d'EELP (définie à l'annexe A de la convention relative à EELP comme la « contrepartie pour les parts de catégorie B » (*Class B Unit Consideration*)) correspondant au prix de rachat au gré du porteur.

Les porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP peuvent donner effet à cet échange en présentant un certificat ou des certificats au commandité d'EELP ou à l'agent des transferts, selon les indications d'EELP, correspondant au nombre de parts de société en commandite échangeables d'EELP que le porteur désire faire racheter par EELP ainsi que tout autre document qui pourrait être requis pour effectuer le transfert des parts de société en commandite échangeables d'EELP aux termes de la convention relative à EELP de même que les documents et actes supplémentaires que l'agent des transferts pour les parts de société en commandite échangeables d'EELP et le commandité d'EELP peuvent raisonnablement exiger pour effectuer l'échange, accompagnés d'une demande de rachat au gré du porteur dûment remplie.

EELP fera alors en sorte que la contrepartie pour les parts de société en commandite échangeables d'EELP soit livrée au porteur des parts de société en commandite échangeables d'EELP. Plus précisément, la contrepartie pour les parts de société en commandite échangeables d'EELP se compose en partie de 0,425 part de fiducie pour chaque part de société en commandite échangeable d'EELP rachetée.

Droit en cas de liquidation

Sous réserve du droit d'achat en cas de liquidation du Fonds ou de sa filiale applicable décrit ci-dessous, en cas de liquidation ou de dissolution d'EELP, qu'elle soit volontaire ou involontaire, ou de toute autre distribution des actifs d'EELP parmi ses associés aux fins de la liquidation de ses affaires, un porteur de parts de société en commandite échangeables d'EELP aura le droit, sous réserve des lois applicables, de recevoir sur les actifs d'EELP, pour chaque part de société en commandite échangeable d'EELP détenue à la date de liquidation, le montant en cas de liquidation, qu'EELP acquittera en faisant en sorte que soit livrée à ce porteur la contrepartie pour les parts de société en commandite échangeables d'EELP représentant le montant en cas de liquidation. Plus précisément, la contrepartie pour les parts de société en commandite échangeables d'EELP se compose en partie de 0,425 part de fiducie pour chaque part de société en commandite échangeable d'EELP.

Droit d'achat en cas de liquidation

À la survenance d'un événement décrit ci-dessus à la rubrique « — Droit en cas de liquidation », en vertu du droit d'achat en cas de liquidation, le Fonds ou sa filiale applicable aura le droit dérogatoire d'acheter de la totalité des porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP (autres que le Fonds et les membres de son groupe) à la date de liquidation la totalité de leurs parts de société en commandite échangeables d'EELP en contrepartie du montant en cas de liquidation et, à l'exercice de ce droit, les porteurs de ces parts seront tenus de les vendre au Fonds ou à sa filiale applicable. Afin de réaliser l'achat des parts de société en commandite échangeables d'EELP en vertu du droit d'achat en cas de liquidation, le Fonds ou sa filiale applicable déposera ou fera en sorte que soit déposée chez l'agent des transferts des parts de société en commandite échangeables d'EELP, au plus tard à la date de liquidation, la contrepartie pour les parts de société en commandite échangeables d'EELP représentant le montant en cas de liquidation. Lorsque l'agent des transferts se verra remettre par un porteur de parts de société en commandite échangeables d'EELP les certificats attestant ces parts de société en commandite échangeables d'EELP accompagnés des autres documents et actes pouvant être requis pour effectuer un transfert de parts de société en commandite échangeables d'EELP aux termes de la convention relative à EELP, l'agent des transferts remettra la contrepartie pour les parts de société en commandite échangeables d'EELP à laquelle ce porteur a droit. Plus précisément, la contrepartie pour les parts de société en commandite échangeables d'EELP se composera en partie de 0,425 part de fiducie pour chaque part de société en commandite échangeable d'EELP assujettie au droit d'achat en cas de liquidation.

Droit de rachat au gré de l'émetteur

Sous réserve des lois applicables, EELP doit, à la date de rachat au gré de l'émetteur, racheter la totalité des parts de société en commandite échangeables d'EELP alors en circulation au prix de rachat au gré de l'émetteur. Le paiement du prix de rachat au gré de l'émetteur total doit être effectué en transmettant la contrepartie pour les parts de société en commandite échangeables d'EELP représentant le prix de rachat au gré de l'émetteur total à chacun des porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP. Plus précisément, la contrepartie pour les parts de société en commandite échangeables d'EELP se composera en partie de 0,425 part de fiducie pour chaque part de société en commandite échangeable d'EELP rachetée.

Aux fins des dispositions sur les parts de société en commandite échangeables d'EELP, la « date de rachat au gré de l'émetteur » s'entend de la date, le cas échéant, déterminée par le conseil d'administration pour le rachat par EELP de la totalité des parts de société en commandite échangeables d'EELP en circulation (autres que les parts de société en commandite échangeables d'EELP détenues par le Fonds ou les membres de son groupe), en vertu du droit de rachat au gré de l'émetteur, laquelle date ne doit pas être antérieure au 8 janvier 2017, à moins que ne survienne l'un des événements suivants :

a) moins de 1 000 000 de parts de société en commandite échangeables d'EELP sont en circulation (autres que les parts de société en commandite échangeables d'EELP détenues par le Fonds ou les membres de son groupe), ce nombre est rajusté par le conseil d'administration, de bonne foi et à sa seule appréciation, pour donner effet à toute division, à tout regroupement ou à toute distribution en nature de parts de société en commandite échangeables d'EELP, à toute émission ou à tout placement de droits, d'options ou de bons de souscription permettant d'acquérir des parts de société en commandite échangeables d'EELP (ou des titres échangeables contre des parts de société en commandite échangeables d'EELP, convertibles en celles-ci ou donnant le droit d'acquérir celles-ci), à toute émission ou à tout placement d'autres titres ou droits ou de titres de créance ou d'actifs, ou à toute autre restructuration du capital ou autre opération touchant les parts de société en commandite échangeables d'EELP, alors, la date de rachat au gré de l'émetteur sera le jour ouvrable déterminé par le conseil d'administration, qui devra donner aux porteurs inscrits des parts de société en commandite échangeables d'EELP et au fiduciaire désigné aux termes de la convention de vote et d'échange un avis écrit préalable du nombre de jours que le conseil d'administration peut juger raisonnablement pratique dans les circonstances;

b) une opération de prise de contrôle d'EELP, auquel cas, pourvu que le conseil d'administration détermine, de bonne foi et à sa seule appréciation, qu'il n'est pas raisonnablement pratique de reproduire essentiellement les conditions des parts de société en commandite échangeables d'EELP dans le cadre de cette opération de prise de contrôle et que le rachat de la totalité des parts de société en commandite échangeables d'EELP en circulation est nécessaire pour permettre la réalisation de cette opération de prise de contrôle conformément à ses conditions, la date de rachat au gré de l'émetteur sera le jour ouvrable déterminé par le conseil d'administration, qui devra donner aux porteurs inscrits des parts de société en commandite échangeables d'EELP et au fiduciaire désigné aux termes de la convention de vote et d'échange un avis écrit préalable du nombre de jours que le conseil d'administration peut juger raisonnablement pratique dans les circonstances;

c) une modification à la loi, auquel cas la date de rachat au gré de l'émetteur sera le jour ouvrable déterminé par le conseil d'administration, qui devra donner aux porteurs inscrits des parts de société en commandite échangeables d'EELP et au fiduciaire désigné aux termes de la convention de vote et d'échange un avis écrit préalable du nombre de jours que le conseil d'administration peut juger raisonnablement pratique dans les circonstances;

d) un événement exonéré causant l'exercice des droits de vote rattachés aux parts de catégorie B est proposé, auquel cas, pourvu que le conseil d'administration ait déterminé, de bonne foi et à sa seule appréciation, qu'il n'est pas raisonnablement pratique de parvenir au but commercial souhaité par l'événement causant l'exercice des droits de vote rattachés aux parts de société en commandite échangeables d'EELP, lequel but commercial doit être de bonne foi et ne pas avoir pour principal objectif de causer la survenance d'une date de rachat au gré de l'émetteur, la date de rachat au gré de l'émetteur sera le jour ouvrable précédant la date de référence pour une assemblée ou un vote des porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP en vue d'étudier l'événement

causant l'exercice des droits de vote rattachés aux parts de société en commandite échangeables d'EELP et le conseil d'administration doit donner aux porteurs inscrits des parts de société en commandite échangeables d'EELP et au fiduciaire désigné aux termes de la convention de vote et d'échange un avis écrit préalable du nombre de jours pour le rachat que le conseil d'administration peut juger raisonnablement pratique dans les circonstances;

e) un événement exonéré causant l'exercice des droits de vote rattachés aux parts de catégorie B est proposé et les porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP omettent de prendre les mesures nécessaires à une assemblée ou à un autre vote des porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP afin d'approuver ou de désapprouver, selon le cas, l'événement causant l'exercice des droits de vote rattachés aux parts de société en commandite échangeables d'EELP exclu, auquel cas, la date de rachat au gré de l'émetteur sera le jour ouvrable suivant le jour où les porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP omettent de prendre une telle mesure,

à la condition, toutefois, que le défaut ou l'omission accidentelle de donner un avis de rachat au gré de l'émetteur en vertu des alinéas a), b) ou c) ci-dessus à un des porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP n'affecte pas la validité du rachat au gré de l'émetteur en question.

Dans le cas de l'alinéa a) ci-dessus, EELP doit, au moins 30 jours avant la date de rachat au gré de l'émetteur, envoyer ou faire envoyer à chaque porteur de parts de société en commandite échangeables d'EELP un avis écrit du rachat par EELP des parts de société en commandite échangeables d'EELP détenues par ce porteur.

Rachat automatique

Les porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP sont tenus d'aviser EELP de tout événement ou toute situation qui pourrait faire en sorte que le porteur devienne ou soit réputé devenir un non-résident dès que possible et, dans tous les cas, au moins 30 jours avant la date de changement de résidence prévue. À compter du cinquième jour ouvrable précédant la date de changement de résidence d'un porteur de parts de société en commandite échangeables d'EELP, la totalité des parts de société en commandite échangeables d'EELP de ce porteur seront transférées à EELP, et seront réputées l'être, au prix de rachat automatique par part de société en commandite échangeable d'EELP, qu'EELP acquittera en déposant ou en faisant déposer auprès de l'agent des transferts pour ces parts de société en commandite échangeables d'EELP la contrepartie pour les parts de société en commandite échangeables d'EELP correspondant au prix de rachat automatique. Lorsqu'un porteur de parts de société en commandite échangeables d'EELP remet à l'agent des transferts ses certificats attestant les parts de société en commandite échangeables d'EELP ainsi que les autres documents et actes qui peuvent être requis pour effectuer un transfert de parts de société en commandite échangeables d'EELP aux termes de la convention relative à EELP, l'agent des transferts transmet la contrepartie pour les parts de société en commandite échangeables d'EELP à laquelle ce porteur a droit.

Plus précisément, la contrepartie pour les parts de société en commandite échangeables d'EELP se composera notamment de 0,425 part de fiducie pour chaque part de société en commandite échangeable d'EELP faisant l'objet du rachat automatique.

CONVENTION RELATIVE À EELP

Droits de vote

Les porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP n'auront pas le droit à ce titre de recevoir un avis de convocation, d'assister ou de voter à toute assemblée des associés d'EELP. Malgré ce qui précède, les porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP auront le droit de voter séparément en tant que catégorie à l'égard de certaines modifications à la convention relative à EELP. Voir « – Modification et approbation » ci-dessous. Pour chaque vote pris à une telle assemblée, chaque porteur de parts de société en commandite échangeables d'EELP aura droit à une voix pour chaque part de société en commandite échangeable d'EELP qu'il détient.

Aux termes de l'acte de fiducie du Fonds, le droit de vote spécial a été émis avec les parts de société en commandite échangeables d'EELP émises. Chaque droit de vote spécial donne à son porteur le droit de

recevoir un avis de convocation, d'assister et de voter à toute assemblée des porteurs de parts du Fonds. Aux termes de la convention de vote et d'échange d'EELP, chaque porteur de parts de société en commandite échangeables d'EELP a le droit de donner au fiduciaire désigné aux termes de la convention de vote et d'échange des directives quant à la façon d'exercer le droit de vote spécial à l'égard du nombre de parts de fiducie contre lesquelles sont échangeables les parts de société en commandite échangeables d'EELP. Le droit de vote spécial émis au fiduciaire désigné aux termes de la convention de vote et d'échange par le Fonds donne aux porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP le droit à 0,425 voix aux assemblées des porteurs de parts du Fonds pour chaque part de société en commandite échangeable d'EELP, mais aucun des autres droits rattachés aux parts de fiducie. Voir « Convention de vote et d'échange d'EELP — Droits de vote ».

Modification et approbation

La commandité d'EELP peut proposer des modifications à la convention relative à EELP qui, sous réserve des limites suivantes, seront réputées être en vigueur si elles sont approuvées par le commandité d'EELP :

a) les dispositions relatives aux modifications elles-mêmes ne peuvent être modifiées sans le consentement unanime des porteurs de parts de société en commandite d'EELP;

b) il est interdit d'apporter à la convention relative à EELP des modifications qui auraient pour effet, notamment : (i) d'empêcher les prêts ou les distributions aux porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP ou d'avoir une incidence défavorable sur les droits des porteurs des parts de société en commandite échangeables d'EELP en vertu de la convention de soutien à EELP; (ii) de changer la disposition de la convention relative à EELP qui restreint certaines distributions ou certains paiements sur les parts de catégorie A d'EELP ou les émissions de titres de rang supérieur aux parts de société en commandite échangeables d'EELP; (iii) de modifier la responsabilité d'un commanditaire; (iv) de permettre à un commanditaire d'exercer un contrôle sur des affaires d'EELP; (v) de changer le droit d'un commanditaire de voter sur des résolutions ou (vi) de transformer EELP d'une société en commandite en société en nom collectif sans que cette modification n'ait été approuvée par voie de résolution spéciale de société en commandite;

c) il est interdit d'apporter à la convention relative à EELP des modifications qui auraient pour effet d'ajouter, de modifier ou de supprimer un droit, un privilège, une restriction ou une condition se rattachant aux parts de société en commandite échangeables d'EELP ou qui auraient une incidence défavorable sur les porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP à moins que cette modification ne soit approuvée au moyen d'un vote par catégorie par $66^2/_3$ % des porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP;

d) il est interdit d'apporter des modifications qui auraient pour effet de toucher défavorablement les droits et les obligations du commandité d'EELP entrant en vigueur avant 45 jours suivant la résolution approuvant cette modification.

Les associés doivent recevoir le détail de toute modification apportée à la convention relative à EELP dans les 30 jours suivant la prise d'effet de la modification.

CONVENTION DE VOTE ET D'ÉCHANGE D'EELP

Les termes qui sont utilisés dans la présente section et qui ne sont pas autrement définis dans la présente notice annuelle ont le sens qui leur est attribué dans la convention de vote et d'échange d'EELP, dont une copie a été déposée dans le profil du Fonds sur le site web de SEDAR à l'adresse www.sedar.com en tant que document des porteurs de titres le 9 juin 2008 ainsi que sur le site web d'EDGAR à l'adresse www.sec.gov sur formulaire 6-K le 11 juin 2008.

Droits de vote

Conformément à la convention de vote et d'échange d'EELP, le Fonds a émis le droit de vote spécial au fiduciaire désigné aux termes de la convention de vote et d'échange pour le bénéfice des porteurs (autres que le Fonds et les membres de son groupe) des parts de société en commandite échangeables d'EELP. Le droit de vote spécial comporte un nombre de voix, pouvant être exercées à toute assemblée à laquelle les porteurs de parts du Fonds ont droit de voter, correspondant au nombre de parts de fiducie contre lesquelles

sont échangeables les parts de société en commandite échangeables d'EELP, multiplié par le nombre de voix auquel a droit le porteur d'une part de fiducie. Pour ce qui est du consentement écrit demandé aux porteurs de parts du Fonds, chaque voix rattachée au droit de vote spécial peut être exercée de la manière indiquée ci-dessus.

Chaque porteur de parts de société en commandite échangeables d'EELP à la date de référence pour toute assemblée à laquelle les porteurs de parts du Fonds ont droit de voter a le droit de donner au fiduciaire désigné aux termes de la convention de vote et d'échange des directives quant à l'exercice du nombre de voix rattachées au droit de vote spécial ayant trait aux parts de société en commandite échangeables d'EELP détenues par ce porteur. Le fiduciaire désigné aux termes de la convention de vote et d'échange exercera chaque voix rattachée au droit de vote spécial uniquement selon les directives du porteur concerné et, en l'absence de directives d'un porteur quant à la façon de voter, n'exercera pas les voix en question.

Le fiduciaire désigné aux termes de la convention de vote et d'échange envoie aux porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP l'avis de convocation à chaque assemblée à laquelle les porteurs de parts du Fonds ont droit de voter ainsi que les documents relatifs à l'assemblée connexes de même qu'un énoncé sur la manière dont le porteur peut donner au fiduciaire désigné aux termes de la convention de vote et d'échange des directives relatives à l'exercice des voix rattachées au droit de vote spécial au moment où le Fonds envoie cet avis et ces documents aux porteurs de parts du Fonds. Le fiduciaire désigné aux termes de la convention de vote et d'échange envoie également aux porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP des exemplaires de tous les documents d'information, états financiers provisoires et annuels, rapports et autres documents envoyés par le Fonds à ses porteurs de parts au moment où ces documents sont envoyés aux porteurs de parts. Si ces documents sont fournis par le Fonds au fiduciaire désigné aux termes de la convention de vote et d'échange, ce dernier envoie également aux porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP tous les documents envoyés par des tiers aux porteurs de parts du Fonds, y compris les circulaires de sollicitation de procurations émanant de dissidents et les notes d'information d'offre d'achat et d'échange, dès que possible après que ces documents ont été d'abord envoyés aux porteurs de parts.

Tous les droits qu'a un porteur de parts de société en commandite échangeables d'EELP d'exercer les voix rattachées au droit de vote spécial cesseront et seront annulés immédiatement à la survenance d'un des événements suivants : a) la livraison au fiduciaire désigné aux termes de la convention de vote et d'échange des certificats attestant les parts de société en commandite échangeables d'EELP dans le cadre de l'exercice par le porteur du droit d'échange (à moins que le Fonds n'ait pas remis la contrepartie pour les parts de société en commandite échangeables d'EELP en échange de celles-ci); b) l'échange automatique des parts de société en commandite échangeables d'EELP contre des parts de fiducie au terme du droit d'échange automatique; c) le rachat au gré de l'émetteur de parts de société en commandite échangeables d'EELP aux termes des dispositions relatives aux parts de société en commandite échangeables d'EELP ou à la date de prise d'effet de la liquidation ou de la dissolution d'EELP aux termes des dispositions des parts de société en commandite échangeables d'EELP; d) le rachat automatique de parts de société en commandite échangeables d'EELP aux termes des dispositions des parts de société en commandite échangeables d'EELP; e) l'achat de parts de société en commandite échangeables d'EELP au porteur par EELP ou f) l'achat de parts de société en commandite échangeables d'EELP au porteur par le Fonds ou sa filiale applicable aux termes du droit d'achat en cas de liquidation aux termes des dispositions des parts de société en commandite échangeables d'EELP.

Sauf dans le cas de changements administratifs destinés à ajouter des engagements pour la protection des porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP, à apporter les modifications nécessaires ou à corriger des ambiguïtés ou des erreurs d'écriture (dans tous les cas, pourvu que le commandité d'EELP, pour le compte d'EELP, soit d'avis que ces modifications ne portent pas atteinte aux intérêts des porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP), la convention de vote et d'échange d'EELP ne peut être modifiée sans l'approbation des porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP.

Droit d'échange

En vertu du droit d'échange accordé dans la convention de vote et d'échange d'EELP, à la survenance et pendant que se poursuit un cas d'insolvabilité, le fiduciaire désigné aux termes de la convention de vote et d'échange, pour le compte des porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP, a le droit d'exiger du Fonds que celui-ci achète une partie ou la totalité des parts de société en commandite

échangeables d'EELP applicables détenues par les porteurs ainsi que les droits d'échange automatique pour a) un montant par part de société en commandite échangeable d'EELP correspondant au cours des parts de société en commandite échangeables d'EELP le dernier jour ouvrable avant la clôture de l'achat et de la vente des parts de société en commandite échangeables d'EELP aux termes du droit d'échange et b) la prise en charge par le Fonds de tout titre d'emprunt de la société relative à cette part de société en commandite échangeable d'EELP. Le cours des parts de société en commandite échangeables d'EELP ne peut être réglé qu'au moyen de la livraison par le Fonds au fiduciaire désigné aux termes de la convention de vote et d'échange, pour le compte des porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP, de la contrepartie pour les parts de société en commandite échangeables d'EELP correspondant au cours des parts de société en commandite échangeables d'EELP. Plus précisément, la contrepartie pour les parts de société en commandite échangeables d'EELP se composera notamment de 0,425 part de fiducie pour chaque part de société en commandite échangeable d'EELP faisant l'objet du droit d'échange.

Droit d'échange après le rachat au gré du porteur

Si un porteur de parts de société en commandite échangeables d'EELP choisit d'exercer son droit de rachat au gré du porteur à l'égard d'une partie ou de la totalité de ses parts de société en commandite échangeables d'EELP et qu'EELP avise ce porteur qu'elle est incapable de lui acheter tous les titres en question en raison des lois applicables, la demande de rachat au gré du porteur sera réputée constituer un avis du porteur au fiduciaire désigné aux termes de la convention de vote et d'échange demandant à ce dernier d'exercer le droit d'échange.

Droit d'échange automatique

En vertu du droit d'échange automatique accordé dans la convention de vote et d'échange d'EELP, le Fonds doit aviser par écrit le fiduciaire désigné aux termes de la convention de vote et d'échange d'un cas de liquidation de la façon suivante :

a) en cas de décision du Fonds d'entamer des procédures de liquidation volontaire ou de dissolution du Fonds ou d'effectuer toute autre distribution des actifs du Fonds parmi ses porteurs de parts afin de liquider ses affaires, au moins 60 jours avant la date de prise d'effet proposée de la liquidation, de la dissolution ou d'une autre distribution;

b) sans délai après le premier des deux événements suivants à survenir, soit (i) la réception par le Fonds d'un avis de réclamation, de poursuite, de requête ou d'autres procédures imminentes ou introduites relativement à la liquidation volontaire ou à la dissolution du Fonds ou à une autre distribution des actifs du Fonds parmi ses porteurs de parts en vue de liquider ses affaires ou (ii) le moment où le Fonds prend autrement connaissance de ce qui précède, dans chaque cas si le Fonds a omis de contester de bonne foi toute telle procédure entamée à l'égard du Fonds dans les 30 jours après en avoir pris connaissance.

Sur réception de cet avis d'un cas de liquidation, le fiduciaire désigné aux termes de la convention de vote et d'échange doit en aviser, de la façon indiquée par le Fonds, les porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP en décrivant le droit d'échange automatique. Immédiatement avant le moment de prise d'effet du cas de liquidation et afin de permettre aux porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP de participer proportionnellement avec les porteurs de parts de fiducie (compte tenu du ratio d'échange de 0,425) à la distribution des actifs du Fonds dans le cadre du cas de liquidation, le Fonds échangera les parts de société en commandite échangeables d'EELP contre des parts de fiducie selon le cours des parts de société en commandite échangeables d'EELP applicable à ce moment, qui sera, à titre de précision, fondé sur 0,425 part de fiducie pour chaque part de société en commandite échangeable d'EELP.

CONVENTION DE SOUTIEN D'EELP

Les termes qui sont utilisés aux présentes et qui ne sont pas autrement définis dans la présente notice annuelle ont le même sens que celui qui leur est attribué dans la convention de soutien d'EELP, dont une copie à été déposée dans le profil du Fonds sur le site web de SEDAR à l'adresse www.sedar.com en tant que document des porteurs de titres le 19 février 2008 et sur le site web d'EDGAR à l'adresse www.sec.gov sur formulaire 6-K le 20 février 2008.

L'obligation de soutien d'EELP

Aux termes de la convention de soutien d'EELP, tant que des parts de société en commandite échangeables d'EELP n'appartenant pas au Fonds ou aux membres de son groupe sont en circulation, le Fonds doit notamment :

a) prendre toutes les mesures et faire toutes les choses qui sont raisonnablement nécessaires ou souhaitables pour permettre à EELP, conformément aux lois applicables, de payer et de remplir par ailleurs ses obligations relativement au montant en cas de liquidation, au prix de rachat au gré du porteur, au prix de rachat au gré de l'émetteur ou au prix de rachat automatique relativement à chacune de ses parts de société en commandite échangeables d'EELP émises et en circulation (autres que les parts de société en commandite échangeables d'EELP appartenant au Fonds ou aux membres de son groupe) au moment de sa liquidation ou de sa dissolution ou de toute distribution de ses actifs parmi ses associés en vue de liquider ses affaires, de la transmission d'une demande de rachat au gré du porteur par un porteur de parts de société en commandite échangeables d'EELP ou d'un rachat de parts de société en commandite échangeables d'EELP par EELP;

b) ne pas exercer (et s'assurer que tous les membres de son groupe n'exercent pas) son droit de vote à titre d'associé pour amorcer la liquidation ou la dissolution volontaire d'EELP ou une autre distribution des actifs d'EELP parmi ses partenaires en vue de liquider ses affaires ni prendre de mesure ou omettre de prendre de mesure destinée à entraîner la liquidation ou la dissolution d'EELP ou une autre distribution des actifs d'EELP parmi ses partenaires associés en vue de liquider ses affaires.

La convention de soutien d'EELP prévoit également que tant que des parts de société en commandite échangeables d'EELP n'appartenant pas au Fonds ou à des membres de son groupe sont en circulation, le Fonds ne peut pas, sans avoir au préalable obtenu l'approbation d'EELP et des porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP :

a) émettre ou placer des parts de fiducie (ou des titres échangeables contre des parts de fiducie, convertibles en celles-ci ou comportant des droits d'acquérir celles-ci) aux porteurs de la totalité ou de la quasi-totalité des parts de fiducie alors en circulation au moyen d'un placement, autrement qu'une émission de parts de fiducie (ou de titres échangeables contre des parts de fiducie, convertibles en celles-ci ou comportant des droits d'acquérir celles-ci) aux porteurs de parts de fiducie qui exercent le choix de recevoir des distributions sous forme de parts de fiducie (ou de titres échangeables contre des parts de fiducie, convertibles en celles-ci ou comportant des droits d'acquérir celles-ci) au lieu de recevoir des distributions en espèces, ou en vertu d'un régime de réinvestissement de distributions;

b) émettre ou placer des droits, des options ou des bons de souscription aux porteurs de la totalité ou de la quasi-totalité des parts de fiducie alors en circulation leur donnant le droit de souscrire ou d'acheter des parts de fiducie (ou des titres échangeables contre des parts de fiducie, convertibles en celles-ci ou comportant des droits d'acquérir celles-ci);

c) émettre ou placer aux porteurs de la totalité ou de la quasi-totalité des parts de fiducie alors en circulation : (i) des titres du Fonds de toute catégorie autre que les parts de fiducie (sauf des titres échangeables contre des parts de fiducie, convertibles en celles-ci ou comportant des droits d'acquérir celles-ci); (ii) des droits, des options ou des bons de souscription autres que ceux dont il est question au le paragraphe b) ci-dessus; (iii) des titres d'emprunt du Fonds ou (iv) d'autres actifs du Fonds,

à moins que l'équivalent économique par part de société en commandite échangeable d'EELP (compte tenu du ratio d'échange de 0,425) de ces droits, options, bons de souscription, titres, actions, titres d'emprunt ou autres actifs ne soit émis ou prêté simultanément aux porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP.

De plus, le Fonds, ne peut pas, sans avoir au préalable obtenu l'approbation d'EELP et des porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP : (i) diviser, rediviser ou changer les parts de fiducie alors en circulation en un nombre supérieur de parts de fiducie; (ii) réduire, combiner, consolider ou changer les parts de fiducie alors en circulation en un nombre inférieur de parts de fiducie ou (iii) recatégoriser ou changer autrement les parts de fiducie ou effectuer une fusion, une réorganisation ou une autre opération touchant les parts de fiducie à moins qu'un changement identique ou équivalent d'un point de vue

économique (compte tenu du ratio d'échange de 0,425) ne soit apporté simultanément aux parts de société en commandite échangeables d'EELP ou aux droits des porteurs de celles-ci.

Si une offre d'achat, offre d'échange d'actions, offre publique de rachat, offre publique d'achat ou opération similaire touchant les parts de fiducie est proposée par le Fonds ou est proposée au Fonds ou à ses porteurs de parts et est recommandée par le Fonds ou par le conseil d'administration d'EnerMark pour son compte, ou est effectuée ou doit être effectuée par ailleurs avec le consentement ou l'approbation du Fonds ou le conseil d'administration d'EnerMark pour son compte, et que les parts de société en commandite échangeables d'EELP ne sont pas rachetées par EELP, le Fonds doit faire de son mieux raisonnablement, avec célérité et de bonne foi pour prendre toutes les mesures et faire toutes les choses qui sont nécessaires ou souhaitables pour permettre aux porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP (autres que le Fonds ou les membres de son groupe) de participer à l'opération dans la même mesure que les porteurs de parts du Fonds et sur une base équivalente d'un point de vue économique (compte tenu du ratio d'échange de 0,425).

La convention de soutien d'EELP prévoit également que, tant que des parts de société en commandite échangeables d'EELP en circulation appartiennent à d'autres personnes que le Fonds ou un membre de son groupe, le Fonds doit, à moins d'avoir obtenu l'approbation de faire autrement auprès d'EELP et des porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP en vertu des dispositions des parts de société en commandite échangeables d'EELP, demeurer le propriétaire véritable direct ou indirect de toutes les participations comportant droit de vote émises et en circulation du capital d'EELP et du commandité d'EELP; toutefois, le Fonds ne contreviendra pas à cette obligation si une personne ou un groupe de personnes acquiert la totalité ou la quasi-totalité des actifs du Fonds ou des parts de fiducie conformément à une fusion du Fonds aux termes de laquelle le Fonds n'est pas l'entité issue de la fusion. À l'exception des modifications administratives destinées à ajouter des engagements visant à protéger les porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP, à apporter certaines modifications nécessaires ou à corriger des ambiguïtés ou des erreurs d'écriture (dans chaque cas, pourvu que le conseil d'administration soit d'avis que ces modifications ne portent pas atteinte aux intérêts des porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP), la convention de soutien d'EELP ne peut pas être modifiée autrement qu'au moyen d'une entente écrite signée par EELP, par le commandité d'EELP et par le Fonds et approuvée par les porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP en vertu des dispositions des parts de société en commandite échangeables d'EELP.

Aux termes de la convention de soutien d'EELP, le Fonds et, à l'égard des parts de société en commandite échangeables d'EELP, EELP ont convenu de ne pas exercer, et feront en sorte que les membres de leur groupe n'exercent pas, les droits de vote rattachés aux parts de société en commandite échangeables d'EELP détenues par ceux-ci et les membres de leur groupe relativement à toute question soumise aux assemblées des porteurs de parts de société en commandite échangeables d'EELP (y compris toute approbation demandée à ces porteurs relativement à des questions découlant de la convention de soutien d'EELP).

Lorsque EELP donne avis d'un événement qui l'oblige à faire livrer des parts de fiducie à un porteur de parts de société en commandite échangeables d'EELP, le Fonds doit sans délai émettre et livrer le nombre requis de parts de fiducie qui doivent être émises à l'ancien porteur des parts de société en commandite échangeables d'EELP remises ou au nom de celui-ci et qui doivent lui être remises, selon les directives d'EELP. Toutes ces parts de fiducie doivent être dûment autorisées, valablement émises, entièrement libérées, non susceptibles d'appels subséquents et libres et quittes de tout privilège, de toute réclamation ou de toute charge.

ADMISSIBILITÉ DES PARTS DE FIDUCIE

Le Fonds a convenu d'effectuer les dépôts et de demander les consentements et les approbations des organismes de réglementation qui sont nécessaires pour que les parts de fiducie pouvant être émises à l'échange des parts de société en commandite échangeables d'EELP soient émises conformément aux lois applicables au Canada et puissent être négociées librement à la TSX ou à toute autre bourse à la cote de laquelle les parts de fiducie peuvent être inscrites ou affichées à des fins de négociation de temps à autre.

MESURES PRISES PAR LE COMMANDITÉ D'EELP AUX TERMES DE LA CONVENTION DE SOUTIEN D'EELP ET DE LA CONVENTION DE VOTE ET D'ÉCHANGE D'EELP

Le commandité d'EELP, pour le compte d'EELP, prendra toutes les mesures et fera toutes les choses qui sont nécessaires ou souhaitables pour exécuter et respecter toutes les dispositions de la convention de soutien d'EELP et de la convention de vote et d'échange d'EELP applicables à EELP.

FONDS

enerPLUS

RESOURCES

Fonds Enerplus Resources
The Dome Tower
3000, 333 – 7th Avenue S.W.
Calgary (Alberta) Canada
T2P 2Z1
Téléphone : 403-298-2200
Sans frais : 1-800-319-6462
Télécopieur : 403-298-2211
www.enerplus.com