



REAL RESOURCES INC.

NOTICE ANNUELLE DE RENOUVELLEMENT

EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2002

Le 20 mai 2003

Table des matières

GLOSSAIRE.....	1
ABRÉVIATIONS ET CONVERSION.....	2
STRUCTURE DE L'ENTREPRISE.....	3
ÉVOLUTION GÉNÉRALE DE L'ENTREPRISE.....	4
DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE.....	7
PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES.....	20
ANALYSE PAR LA DIRECTION.....	22
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES	22
ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS	22
CONFLITS D'INTÉRÊTS.....	23
RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES	23

GLOSSAIRE

Les termes utilisés dans la présente notice annuelle mais non autrement définis ont le sens qui leur est attribué ci-dessous :

ABCA désigne la loi intitulée *Business Corporations Act* (Alberta), R.S.A. 2000, c.B-9, dans sa version modifiée, et son règlement d'application, ainsi que toute loi ou tout règlement d'application qui les remplaceront;

actions ordinaires désigne les actions ordinaires du capital-actions de la Société;

API désigne l'American Petroleum Institute;

Belmont désigne Belmont Energy Ltd., société constituée sous le régime de l'ABCA;

bep désigne des barils équivalents pétrole; le gaz naturel est converti à raison de 6 kpi³ de gaz naturel par baril de pétrole, à moins d'indication contraire, et les LGN sont convertis en pétrole à raison de un baril de LGN par baril de pétrole;

bep/j désigne bep par jour;

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

k\$ désigne des milliers de dollars;

LGN désigne les liquides de gaz naturel, y compris le condensat, le propane, le butane et le pentane;

Paddock désigne Paddock Lindstrom & Associates Ltd., entreprise de génie des gisements pétrolifères et gazéifères indépendante, de Calgary (Alberta);

rapport Paddock désigne l'évaluation technique indépendante des intérêts de Real dans le pétrole, les LGN et le gaz naturel, dressée par Paddock et datée du 3 février 2003, avec effet le 31 décembre 2002;

Real Oil désigne Real Oil & Gas Corp., société constituée sous le régime de l'ABCA;

Société et Real désignent Real Resources Inc., société issue d'une fusion sous le régime de l'ABCA;

TCGSL désigne Trans Canada Gas Services Limited;

TSX désigne la Bourse de Toronto;

WTI désigne le *West Texas Intermediate*, le pétrole brut nord-américain de référence;

\$ désigne des dollars canadiens.

ABRÉVIATIONS ET CONVERSION

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

bb1 ou baril.....	baril, un baril représentant 34,972 gallons impériaux ou 42 gallons américains
Gpi ³	milliard de pieds cubes
kb	millier de barils
BTU.....	<i>British thermal unit</i>
MBTU.....	million de BTU
Mbbl.....	million de barils
bb1/j	baril par jour
kbb1/j.....	millier de barils par jour
km.....	kilomètre
kpi ³	mille pieds cubes
kpi ³ /j.....	mille pieds cubes par jour
Mpi ³	million de pieds cubes
Mpi ³ /j.....	million de pieds cubes par jour

Certaines conversions courantes entre les unités impériales britanniques et le système international d'unités (ou unités métriques) figurent ci-dessous :

<u>Pour convertir</u>	<u>en</u>	<u>multiplier par</u>
bb1	m ³	0,159
m ³	bb1	6,293
mille	km	1,609
km	mille	0,621

STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

Real a été constituée en 1978 sous le régime de l'ABCA. Ces dernières années, la Société a fait plusieurs acquisitions d'entreprises par voie de fusions par absorption ou donnant lieu à la création d'une société nouvelle, notamment les fusions avec les entités cibles suivantes : Blue Ridge Resources Inc. le 1^{er} juillet 1995, Flatland Energy Inc. et Flatland Resources Ltd. le 31 janvier 1997, Tri-Ex Oil & Gas Ltd. le 9 janvier 1998, ABCOG Corporation le 12 novembre 1998, Flatland Resources Inc. le 7 janvier 2000, Prism Petroleum Inc. le 2 octobre 2000 et Embo Petroleum Inc. le 1^{er} avril 2001. La Société a poursuivi ses activités sous la dénomination sociale de « Real Resources Inc. » après chaque fusion.

À l'assemblée annuelle générale et extraordinaire 1998 tenue le 21 mai 1998, la Société a approuvé certaines modifications à ses statuts, y compris des modifications visant à porter à 10 le nombre maximal d'administrateurs et à permettre au conseil d'administration de nommer des administrateurs supplémentaires entre les assemblées générales annuelles. Le 18 mai 2000, la Société a modifié ses statuts afin de regrouper les actions ordinaires à raison de une nouvelle action ordinaire par tranche de quatre actions ordinaires auparavant émises et en circulation.

Le 31 octobre 2002, la Société a constitué une filiale en propriété exclusive, Real Oil Corporation, sous le régime de l'ABCA; celle-ci a changé sa dénomination sociale pour Real Oil le 14 novembre 2002.

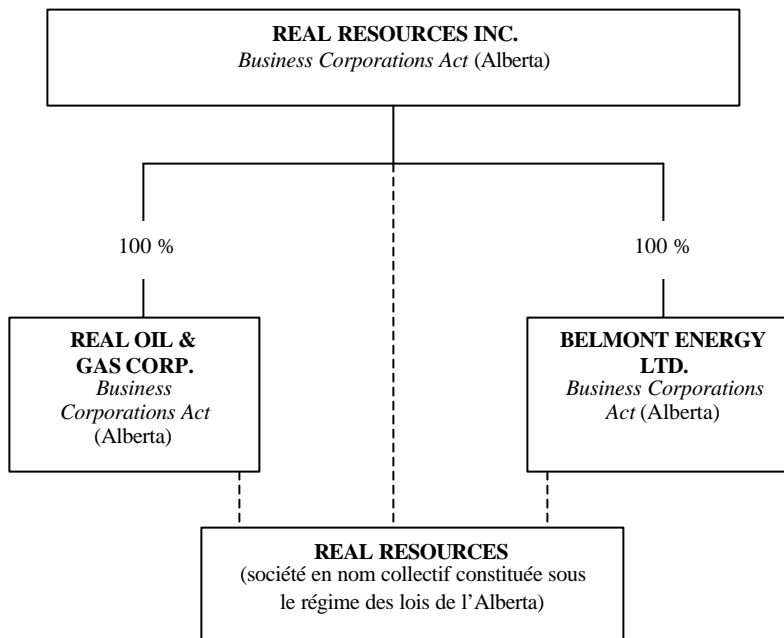
Avec prise d'effet le 10 décembre 2002, la Société a acquis la totalité des actions émises et en circulation de Belmont, société fermée d'exploration et de mise en valeur pétrolières et gazières de l'Alberta. Voir « Évolution générale de l'entreprise ».

Le 17 décembre 2002, la Société et ses filiales, Real Oil et Belmont, ont constitué une société en nom collectif sous le régime des lois de l'Alberta pour exercer leur entreprise sous la dénomination de « Real Ressources ». Voir « Évolution générale de l'entreprise ».

Les actions ordinaires de Real se négocient à la TSX sous le symbole « RER ».

Le siège social de Real est situé au 700, 555 - 4th Avenue S.W., Calgary (Alberta) T2P 3E7. Son établissement principal se trouve au 3500, 855 - 2nd Street S.W., Calgary (Alberta) T2P 4J8.

La structure de la Société, de ses filiales et de la société en nom collectif peut être illustrée comme suit :



ÉVOLUTION GÉNÉRALE DE L'ENTREPRISE

Real est une société pétrolière et gazière albertaine indépendante qui exerce des activités d'exploration, de mise en valeur, d'acquisition et de production reliées aux réserves pétrolières et gazières de l'Alberta, de la Saskatchewan et du Manitoba. La stratégie de croissance de la Société s'appuie sur certains principes directeurs, dont la recherche de zones d'intérêt pétrolifères et gazéifères dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, la découverte de zones d'intérêt à l'interne, la gestion de l'endettement et le regroupement et la conservation de droits fonciers importants dans des régions de base diversifiées, ainsi que la conservation de droits d'exploitation de ces régions.

En 2000, elle a foré un total de 45 puits bruts (32,1 puits nets) résultant en 11 puits de pétrole bruts (9,0 puits nets), 22 puits de gaz bruts (15,5 puits nets) et 12 puits secs et abandonnés bruts (7,6 puits nets).

Le 7 septembre 2000, la Société a fait l'acquisition de toutes les actions de Prism Petroleum Inc. (*Prism*), société ouverte, pour une contrepartie totale de 18 402 000 \$, se composant de 2408532 actions ordinaires d'une valeur attribuée de 7917000 \$ et de 10485000 \$ au comptant. L'acquisition de Prism a ajouté environ 600 bep à la production quotidienne de Real. La production acquise se composait d'environ 80 % de gaz naturel concentré dans trois propriétés : Atlee-Buffalo, West Provost et Ricinus. L'acquisition a eu pour effet d'augmenter considérablement les rentrées provenant de l'exploitation de la Société ainsi que ses ventes et réserves de gaz naturel.

En 2001, la Société a foré un total de 86 puits bruts (53,2 puits nets) résultant en 33 puits de pétrole bruts (20,7 puits nets), 35 puits de gaz bruts (23,9 puits nets) et 18 puits secs et abandonnés bruts (8,6 puits nets).

Le 1^{er} mars 2001, la Société a fait l'acquisition de toutes les actions d'Embo Petroleum Inc. (*Embo*) moyennant une contrepartie au comptant totale de 2 888 250 \$, plus une indemnité de cessation d'emploi de 70 000 \$.

Le 21 décembre 2001, Real a émis, par voie de placement privé, 1,0 million d'actions ordinaires accréditatives à 4,00 \$ chacune. Le produit brut tiré de ce placement a servi à financer le programme d'exploration de la Société.

En 2002, la Société a foré un total de 114 puits bruts (99,8 puits nets) résultant en 48 puits de pétrole bruts (41,4 puits nets), 46 puits de gaz bruts (44,1 puits nets) et 20 puits secs et abandonnés bruts (14,3 puits nets).

Le 17 juin 2002, la Société a annoncé son intention de faire une offre publique de rachat dans le cours normal des activités (*l'offre*) par l'entremise des installations de la TSX afin d'acquérir pour annulation jusqu'à 950 000 actions ordinaires, qui représentaient environ 5 % des actions ordinaires émises et en circulation de la Société. L'offre a commencé le 19 juin 2002 et prendra fin le 18 juin 2003.

Le 18 novembre 2002, la Société, par l'entremise de sa filiale en propriété exclusive, Real Oil, a acheté certains éléments d'actif pétroliers et gaziers situés dans le centre-est de l'Alberta à The Wisser Oil Company of Canada moyennant une contrepartie globale d'environ 10 000 000 \$.

Avec prise d'effet le 10 décembre 2002, la Société a acquis la totalité des actions émises et en circulation (les *actions de Belmont*) de Belmont, société fermée d'exploration et de mise en valeur pétrolières et gazières constituée sous le régime de l'ABCA le 27 novembre 1997. La contrepartie payée par la Société consistait en 1 000 000 d'actions ordinaires (sous réserve d'un rajustement) d'une valeur globale réputée de 4550 000 \$. À la clôture, la Société a remis au total 900 000 actions ordinaires aux porteurs des actions de Belmont et a mis de côté aux fins d'émission 100 000 actions ordinaires non encore alors émises, à l'égard des rajustements reliés aux soldes de son fonds de roulement et de sa dette à long terme à la date de clôture (le *montant de retenue*). Le 10 avril 2003, les rajustements du fonds de roulement et de la dette à long terme ont été calculés et un rajustement à la baisse correspondant de 7 500 actions ordinaires a été apporté au montant de retenue. Des 100 000 actions ordinaires qui n'avaient pas été émises à la clôture, 92 500 ont été ultérieurement émises aux anciens actionnaires de Belmont le 28 avril 2003. Les principaux actifs de Belmont se composaient de certains intérêts pétroliers et gaziers qui complètent les intérêts pétroliers et gaziers que la Société détient déjà.

Le 17 décembre 2002, la Société et ses filiales, Real Oil et Belmont, ont constitué une société en nom collectif sous le régime des lois de l'Alberta (la *société en nom collectif*) pour exploiter leur entreprise sous la dénomination de « Real Resources », aux termes d'un contrat de société intervenu en date du 17 décembre 2002 entre la Société, Real Oil et Belmont (individuellement, un *associé*, et collectivement, les *associés*). Chaque associé a convenu d'apporter au capital de la société en nom collectif l'ensemble de ses propriétés, de ses actifs, de ses intérêts et de ses droits (compte tenu de certaines exclusions particulières) (les *actifs apportés*) ayant trait à l'entreprise d'exploration, de mise en valeur, de production et de mise en marché des ressources pétrolières et gazières (l'*entreprise PGN*) exploitée par elle.

Avec prise d'effet le 19 décembre 2002, la Société, Real Oil, Belmont et la société en nom collectif ont conclu un engagement de financement avec une banque à charte canadienne qui a accordé une facilité de crédit à terme renouvelable et prorogeable de 65 000 000 \$ et une facilité de swap de 15 000 000 \$ US.

Avec prise d'effet le 2 janvier 2003 (la *date d'apport*), la société en nom collectif a conclu avec chaque associé une convention d'apport d'actifs et de prise en charge des passifs aux termes de laquelle il lui a cédé ses actifs apportés et elle a pris en charge certains des passifs de l'associé, le tout en échange de la remise, par la société en nom collectif, d'un certain nombre de participations dans celle-ci à l'associé en fonction du prix d'achat des actifs apportés de celui-ci.

La société en nom collectif exploite maintenant l'entreprise PGN qu'exploitait chacun des associés avant la date d'apport.

Avec prise d'effet le 21 mars 2003, la Société a mené à terme le placement de 3 100 000 actions ordinaires au prix de 4,95 \$ chacune en contrepartie d'un produit brut global (déduction faite des dépenses) de 14 791 000 \$. Le produit net a servi à financer les activités permanentes d'exploration et de mise en valeur de la Société et à ses fins générales.

Avec prise d'effet le 1^{er} avril 2003, la Société, Real Oil, Belmont et la société en nom collectif ont modifié leur engagement de financement avec une banque à charte canadienne, qui prévoyait une majoration de sa facilité de crédit à terme renouvelable et prorogeable à 71 000 000 \$.

Tendances, engagements, événements ou incertitudes

La Société est engagée dans l'exploration, la mise en valeur, la production et l'acquisition de pétrole brut et de gaz naturel. Les activités de Real sont par nature risquées et rien ne garantit que des réserves d'hydrocarbures seront découvertes et produites économiquement. Les risques financiers associés à l'industrie du pétrole comprennent les variations des prix des marchandises, des taux d'intérêt et des taux de change. Les risques liés à l'exploitation comprennent la concurrence, les facteurs environnementaux, les incertitudes reliées au rendement des réservoirs, un environnement réglementaire complexe et des questions de sécurité. La Société réduit au minimum les risques liés à ses activités en exploitant un grand nombre de ses propriétés. Ceci permet à Real de contrôler le choix du moment et l'orientation des possibilités d'exploration et de mise en valeur ainsi que les coûts qui leur sont liés. L'accent du point de vue géologique est mis sur des régions dans lesquelles les zones d'intérêt sont bien comprises par la direction. Des outils technologiques sont régulièrement utilisés pour réduire le risque et pour augmenter la probabilité de réussite. La Société surveille de près tous les règlements gouvernementaux et dispose d'un plan d'intervention d'urgence à jour que la direction a communiqué à toutes les unités d'exploitation sur le terrain. Real possède également une couverture d'assurance pour se protéger des pertes éventuelles. Le maintien de professionnels hautement motivés et talentueux dans les secteurs du pétrole et du gaz naturel contribue de plus à réduire au minimum le risque lié aux activités. La Société est exposée au risque lié au prix des marchandises et au risque lié au marché en ce qui a trait à ses principaux produits de pétrole et de gaz naturel. Les prix des marchandises sont tributaires de nombreux facteurs, la plupart indépendants de la volonté de Real. Pour gérer ce risque, la Société a conclu de nombreux instruments dérivés à court terme aux fins de couverture. Ces instruments dérivés comprennent des contrats liés aux prix du pétrole et du gaz ainsi qu'aux taux de change. Real a également réduit au minimum son exposition aux augmentations des taux d'intérêt en concluant des contrats à court terme pour des options de swap de taux d'intérêt. La Société s'est engagée à maximiser la valeur pour les actionnaires d'une manière responsable et sécuritaire du point de vue tant environnemental que social. À cette fin, Real participe activement à l'initiative Stewardship de l'Association canadienne des producteurs pétroliers (l'ACPP). Cette

initiative volontaire encourage les membres à constamment améliorer leurs résultats en matière d'environnement, de santé et de sécurité et à faire rapport de leurs progrès à toutes les parties intéressées. L'ACPP a salué la participation de Real au niveau argent, niveau qui reconnaît un bilan ouvert et transparent de nos résultats en matière d'environnement, de santé et de sécurité sur une base annuelle et un rôle prépondérant dans l'amélioration de ces questions.

De nombreuses tendances se sont développées dans l'industrie pétrolière et gazière, au cours des 18 derniers mois, qui semblent façonner le proche avenir de l'entreprise. La phase de consolidation que l'industrie a traversée constitue la première tendance. Celle-ci a touché des sociétés de toutes tailles, allant des petites sociétés émergentes aux organisations intégrées de premier rang. Cette tendance semble s'accélérer au fur et à mesure que les actions de nombreuses sociétés ouvertes se négocient sous la valeur de l'actif ou la valeur de liquidation et, par conséquent, il est moins onéreux pour les sociétés de croître en acquérant des sociétés qu'en se concentrant entièrement sur le forage et la découverte de zones d'intérêt. Au moment où le prix des marchandises est élevé et l'évaluation des stocks relativement faible, il semble y avoir une coupure de l'évaluation qui a entraîné une activité accrue en matière de fusions et d'acquisitions.

La seconde tendance a trait à la taille des sociétés sur lesquelles les investisseurs se concentrent. Les sociétés à capitalisation boursière plus importante fournissent une plus grande liquidité et, par conséquent, semblent plus attrayantes; toutefois, les sociétés de plus petite taille peuvent présenter des rendements éventuellement plus intéressants puisqu'elles ne se sont pas encore appréciées en valeur par rapport aux prix élevés des marchandises que l'industrie connaît actuellement. Ceci pourrait changer dans un proche avenir au fur et à mesure que les investisseurs recherchent des taux de rendement plus élevés, ce qui peut les encourager à considérer un investissement dans des sociétés pétrolières et gazières de plus petite taille.

La troisième tendance est l'influence actuelle de l'exploration et de la production étrangères sur l'industrie pétrolière et gazière au Canada. Le principal courant d'influence vient de sociétés américaines qui acquièrent des sociétés et des éléments d'actif au Canada afin de constituer un approvisionnement à long terme en gaz naturel pour les États-Unis. Cette tendance continuera à avoir un effet sur les paramètres d'évaluation des éléments d'actif canadiens et entraînera des valeurs globales pour les sociétés canadiennes.

La quatrième tendance concerne la constante volatilité des prix tant que pour le gaz naturel que pour le pétrole brut. Le gaz naturel est une marchandise sur laquelle influent divers facteurs en Amérique du Nord, y compris la vigueur de l'économie, les conditions climatiques et la demande pour la production d'électricité. Les prix du gaz naturel se sont accrus récemment et les perspectives demeurent positives à l'égard de l'hiver qui s'en vient. Le pétrole brut est tributaire de l'économie mondiale et de la capacité de l'OPEP d'ajuster l'offre à la demande mondiale. Le succès récent de l'OPEP et l'incertitude qui existe au Moyen-Orient et au Venezuela ont gardé les prix du pétrole brut élevés.

Le taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain influe également sur les prix des marchandises pour les producteurs canadiens puisqu'il existe une forte corrélation entre les prix du pétrole et du gaz naturel au Canada et ceux aux États-Unis. Le raffermissement du dollar canadien constitue une tendance négative et, compte tenu du raffermissement important observé récemment, l'effet négatif sur les prix croît en importance.

En 1994, la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques est entrée en vigueur et a mené, trois années plus tard, au Protocole de Kyoto qui exige des États qu'ils réduisent leurs émissions de dioxyde de carbone et, par conséquent, de gaz à effet de serre. Le gouvernement du Canada a ratifié le Protocole de Kyoto. Des réductions des gaz à effet de serre pourraient être exigées de la part des producteurs de pétrole et de gaz; ceci entraînerait notamment des frais d'exploitation et des dépenses en immobilisations plus élevés pour ces producteurs, ce qui peut rendre une certaine part de la production de pétrole brut ou de gaz naturel par ces producteurs non rentable et entraîner des réductions de cette production. Nous ne sommes pas en mesure de prévoir l'effet sur le bénéfice futur de la Société découlant de la ratification du Protocole de Kyoto par le gouvernement du Canada.

DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE

Généralités

L'entreprise de la Société consiste à acquérir des intérêts dans des droits pétroliers et gaziers et à rechercher, mettre en valeur, produire et commercialiser du pétrole et du gaz naturel. Les principales propriétés de Real se trouvent en Alberta et en Saskatchewan.

Exploration et mise en valeur

L'application de la stratégie de croissance de Real s'est accélérée en 2002; la Société a en effet établi un nouveau record en forant 114 puits bruts (99,8 puits nets). Real a poursuivi sur sa lancée, mais en équilibrant davantage l'exploration et la mise en valeur. L'exploration a représenté 22 % des activités de forage de la Société, tandis que le forage de reconnaissance a compté pour 78 %. Le taux de réussite de ses activités de forage générales a atteint 86 % et, en moyenne, la participation directe par puits a augmenté pour s'inscrire à 87 %. La Société a continué de privilégier une gestion de type interventionniste, exploitant 105 des 114 puits.

Real a continué de rechercher une meilleure répartition entre les occasions pétrolières et les occasions gazières. Dans le respect de cet objectif, la Société a foré avec succès 48 puits de pétrole bruts (41,4 puits nets) et 46 puits de gaz bruts (44,1 puits nets) ainsi que 20 puits secs (14,3 puits nets) au cours de 2002.

Deux achats de biens de production ont été réalisés dans la région de Neutral Hills dans le centre-est de l'Alberta au cours du quatrième trimestre de 2002. Ces achats comprenaient des participations directes variables dans un gisement pétrolifère inactif et cinq gisements pétrolifères productifs. Le premier puits d'un programme de remise en valeur de plusieurs puits dans le gisement pétrolifère inactif détenu en totalité a été foré, complété et mis en production au cours du quatrième trimestre de 2002. Des plans de mise en valeur des gisements pétrolifères acquis accroîtront les activités de Real en cours à Neutral Hills, où la Société prévoit poursuivre avec des puits supplémentaires au cours du premier semestre de 2003.

Un gisement pétrolifère a été découvert dans la région d'Enchant au début d'octobre 2002. Le puits de découverte, dans lequel Real détient une participation directe de 96 %, a recoupé une colonne de pétrole de 65 pieds dans la formation Arcs. Ce puits, qui a été complété et mis en production au cours du quatrième trimestre de 2002, sera suivi d'un forage de reconnaissance en 2003 et de la mise en œuvre d'un programme d'injection d'eau.

La Société a lancé un processus de rationalisation des éléments d'actif des propriétés non essentielles au début du troisième trimestre de 2002. Un produit d'environ 4,0 millions de dollars a été reçu dans le cadre de la vente de la production de 180 barils équivalents pétrole par jour.

Au total, 22 puits bruts (20,7 puits nets) ont été forés au premier trimestre de 2003, résultant en 9 puits de gaz bruts (8,0 puits nets), 6 puits de pétrole bruts (6,0 puits nets) et 7 puits secs (6,7 puits nets). Les activités de forage menées au premier trimestre étaient orientées sur les zones d'intérêt à explorer, 14 puits bruts (13,7 puits nets) étant classés comme puits d'exploration. On a déployé davantage d'efforts sur le forage exploratoire pendant le trimestre en raison des possibilités d'accès pendant l'hiver. Le gros du forage exploratoire s'est déroulé dans la portion nord de la zone de projet du centre-ouest de l'Alberta et a permis de découvrir trois gisements gazéifères et un gisement pétrolifère. Un nouveau gisement pétrolifère a été découvert dans la zone de projet du centre-est de l'Alberta et un autre, dans la zone de projet du sud de l'Alberta. Tous ces puits font actuellement l'objet d'essais de production afin d'établir leur potentiel. D'autres activités de forage seront menées sur ces découvertes dès l'assèchement du terrain après la débâcle du printemps.

Real poursuit ses efforts en intégrant efficacement l'exploration, l'exploitation et la mise en valeur dans ses quatre grandes régions d'intérêt : le centre-est de l'Alberta, le sud de l'Alberta, le centre-ouest de l'Alberta et le sud-est de la Saskatchewan.

Centre-est de l'Alberta

Un peu plus de la moitié des activités de forage et de levé sismique de Real en 2002 ont été réalisées dans le centre-est de l'Alberta, où un total de 58 puits bruts (48,3 puits nets) ont été forés, soit 8 puits d'exploration et 50 puits de développement. Ce programme de forage a résulté en 42 puits de pétrole bruts (36,0 puits nets), 6 puits de gaz bruts (5,6 puits nets) et 10 puits secs et abandonnés (6,7 puits nets). L'application de levés sismiques en 3-D exclusifs a nettement amélioré le taux de succès général. La Société a également appliqué avec succès une technique de forage horizontal pour réduire considérablement ses coûts en capital tout en augmentant ses réserves et sa capacité de livraison dans la zone, ce qui a résulté en huit puits de pétrole horizontaux Dina.

À Neutral Hills, Real a entrepris de mettre en valeur et de délimiter au maximum sa seconde grande découverte pétrolifère Dina, faite en 2001. La Société a foré 20 puits classiques bruts (18,9 puits nets), résultant en 17 puits de pétrole bruts (15,9 puits nets), 1 puits de gaz brut (1,0 puits net) et 2 puits secs (2,0 puits nets). De plus, Real a foré cinq puits bruts horizontaux fructueux (5,0 puits nets) dans ce gisement.

La Société a aussi réalisé une troisième importante découverte de pétrole Dina à Neutral Hills, et elle a foré 10 puits de pétrole bruts (5,0 puits nets) et 2 puits secs (1,0 puits net) pour délimiter le gisement. Real a entrepris d'établir un dispositif d'injection d'eau afin de maintenir la pression et le rendement du réservoir.

Au cours du quatrième trimestre de 2002, Real a fait l'acquisition d'un gisement pétrolifère Dina abandonné dans la région de Neutral Hills. Après la fin de son exercice, la Société a foré trois puits de pétrole horizontaux fructueux dans ce gisement.

Des découvertes ont également été faites dans la grande région de Provost au cours de l'année. Un gisement pétrolifère Dina plus modeste comportant deux puits et un nouveau prolongement du gisement Dina ont été découverts et ont résulté en trois puits de pétrole – deux verticaux et un horizontal.

Cinq découvertes gazières ont été faites à Nelson Lake, à la propriété Highland et dans l'unité West Provost. Deux autres découvertes de pétrole ont été faites à Sounding Lake et à West Provost. Quatre puits d'exploration étaient secs et ont été abandonnés.

Sud de l'Alberta

Dans le sud de l'Alberta, Real a accéléré son programme d'exploration et de mise en valeur en 2002 et foré 43 puits bruts (41,6 puits nets), soit 8 puits d'exploration et 35 puits de développement. Ce programme de forage a donné 5 puits de pétrole bruts (5,0 puits nets), 35 puits de gaz bruts (34,0 puits nets) et 3 puits secs et abandonnés (2,6 puits nets).

Sur la propriété Atlee Buffalo, la Société a foré 30 puits fructueux dans la région de Medicine Hat/Milk River au quatrième trimestre. Chacun de ces puits représente le troisième puits foré par section et tous sont en production. Jusqu'à six puits par section ont été forés sur les terres à l'écart de la propriété de Real. Sept puits dont l'exploitation avait été mise en veilleuse ont également repris du service grâce à la remise en production de la zone de Medicine Hat et à la mise en production de la zone de Milk River.

Dans la région de Hays/Enchant, Real a pu augmenter sa participation directe, qui était de 25 %, à 96 % dans un site d'intérêt pétrolier possible de la formation Arcs. En utilisant la géologie et des levés sismiques en 3-D, la Société a foré trois puits de pétrole dans cette formation. Ces puits sont maintenant en production et fournissent du pétrole en fonction d'un débit combiné limité d'environ 450 bep/j. Un puits d'essai exploratoire distinct dans la formation Arcs était sec et a été abandonné.

À Enchant West, la Société a foré un puits de découverte dans le nouveau gisement pétrolifère de la formation Arcs. Au quatrième trimestre, un second puits de pétrole fructueux a été foré dans cette formation pour délimiter la découverte. D'autres activités de forage sont prévues en 2003 en attendant une production durable ininterrompue. Real détient une participation directe de 100 % dans ces deux puits.

La propriété Scandia s'est révélée être une propriété principale en 2002. Real a effectué six forage d'essai exploratoire, qui ont donné 6 puits de découverte multi-zones bruts de pétrole et de gaz (5,3 puits nets). Utilisant à la fois la géologie, des données commerciales en 2-D et un levé sismique en 3-D exclusif, la Société a découvert un total de 11 nouveaux gisements dans ces 6 puits. Tous les puits sont reliés aux installations, mais leur débit est limité en raison des contraintes liées au traitement effectué par les installations des tierces parties. Real recherche activement diverses solutions de rechange pour ce qui est du traitement et prévoit résoudre la question au quatrième trimestre de 2003.

Centre-ouest de l'Alberta

Real a foré 12 puits bruts (9,5 puits nets) dans le centre-ouest de l'Alberta, soit 9 puits d'exploration et 3 puits de développement. Ce programme de forage a donné 5 puits de gaz bruts (4,5 puits nets) et 7 puits bruts (5,0 puits nets) secs et abandonnés. La majorité de ces puits se caractérisaient par leur rendement élevé, mais aussi par les risques élevés qu'ils comportaient.

À Ferrybank, deux puits d'exploration géologique fructueux ont été forés; ceux-ci représentent une participation directe de 100 %. Le premier puits a recoupé du gaz dans de multiples zones et il produit actuellement 1,5 Mpi³/j de gaz associé à des liquides de gaz naturel. La réduction de l'espacement de cette section va permettre deux autres puits. Le second puits a recoupé du pétrole et du gaz en deux zones distinctes. Il produit actuellement 120 bep/j.

Dans la grande région de Swan Hills, deux puits d'essai dévoniens ont été forés à des profondeurs d'environ 2 900 mètres. À Sakwatamau, un puits a été foré pour évaluer la présence d'un récif pétrolifère dans la région de Swan Hills par levé sismique en 3-D. Bien que le puits ait été abandonné, d'autres activités de forage sont prévues le long de la direction définie par levé sismique. À Whitecourt, un puits a été foré pour évaluer un nouveau récif gazéifère dans la région de Swan Hills, juste au sud de Carson Creek. Le puits a recoupé un récif poreux mais à faible perméabilité ayant une pression originelle et a été abandonné. Bien que ces deux premiers puits d'essai dévoniens à rendement élevé aient été secs et abandonnés, les résultats techniques étaient encourageants et un programme de levé sismique en 3-D sera réalisé au cours du premier trimestre de 2003. D'autres activités de forage sont prévues dès que les nouvelles données sismiques auront été interprétées.

Sud-est de la Saskatchewan

Comme une bonne partie de la superficie de la Société en Saskatchewan est exploitable et mise en valeur, seulement un puits de pétrole (0,4 puits net) a été foré en 2002. Il s'agit d'un puits de pétrole Tilston fructueux foré à Ashley Lake.

Au cours de 2003, la Société entreprendra un examen géologique et géophysique de sa propriété de Rocanville. Real compte y effectuer d'autres tirs sismiques en 3-D, qui pourraient la mener à de nouveaux emplacements de forage en vue d'une mise en valeur et/ou d'une exploitation.

Réorganisation importante

La Société a éliminé son déficit accumulé au 31 décembre 1999 en réduisant son capital déclaré, comme l'ont ratifié les actionnaires de la Société à l'assemblée annuelle générale et extraordinaire des actionnaires qui a eu lieu le 18 mai 2000.

Engagements futurs

La Société est partie à divers contrats de pétrole et de gaz classiques, contrats de change et contrats de taux d'intérêt qui servent, dans certains cas, à geler les prix et, dans d'autres cas, à geler les prix de base. Ces contrats sont réglés sur une base mensuelle et sont tous entièrement décrits dans la note 9 des états financiers de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002.

Marchés

Real utilise les services et l'expertise de divers négociants en pétrole et en gaz pour vendre sa production. Le pétrole brut et les liquides de gaz naturel sont vendus aux termes de contrats de courte durée et la majorité de la production gazière est vendue aux cours du marché au comptant. En août 1999, Real a lancé un programme de couverture pour gérer le risque de fluctuation des cours du pétrole brut auquel la Société fait face. La couverture permet à Real de s'assurer que son programme de capital de base peut être financé par des rentrées minimales tout en réalisant un revenu net accru grâce aux prix supérieurs du pétrole brut. En 2000, la Société a également lancé un programme de couverture pour une partie de sa production de gaz. Son programme de couverture pour le pétrole et le gaz se poursuit.

Caractère saisonnier des marchés, cours des marchandises et conditions de concurrence normales

Les prix touchés pour le pétrole et le gaz sont régis par divers facteurs. Dans la majorité des cas, le principal facteur qui influe sur l'établissement du prix est l'offre de pétrole et de gaz en regard de la demande pour ces marchandises. La demande de pétrole et de gaz en Amérique du Nord est fortement tributaire des conditions climatiques. Durant les mois plus froids de l'hiver, la demande pour ces produits au fins de chauffage est élevée comparativement au reste de l'année. Cette hausse conséquente de la demande peut être reflétée dans les prix touchés et a un effet saisonnier sur les prix. La plupart des grandes nations exportatrices de pétrole du monde sont membres d'un cartel qui porte le nom d'Organisation des pays exportateurs de pétrole (*l'OPEP*). L'une des fonctions de l'OPEP est d'établir les quotas de production pétrolière pour ses membres. En limitant ou en augmentant la production pétrolière, le cartel peut influencer sur le prix du pétrole.

Bien qu'elle ait fait ses premiers pas comme producteur de pétrole exclusivement, Real a eu notamment comme objectif d'atteindre, pour l'essentiel, un équilibre entre le pétrole et le gaz tant pour ses réserves que pour sa production. Étant donné que les prix touchés pour ces marchandises évoluent indépendamment les uns des autres, la plupart du temps, le maintien d'un équilibre entre eux permet à la Société d'optimiser son rendement économique. La qualité des réserves et de la production pétrolières de Real est classée comme légère–moyenne. Voilà pourquoi le prix touché pour cette qualité de pétrole est supérieur à celui reçu pour du pétrole classé comme lourd. La Société concentre ses activités dans des régions qui recèlent du pétrole de qualité légère–moyenne afin d'obtenir des prix supérieurs.

Réserves pétrolières et gazières

Le rapport Paddock évalue les réserves prouvées et probables de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel associées aux propriétés de Real en date du 31 décembre 2002.

Pour établir son rapport, Paddock a obtenu l'information de base auprès de Real, notamment des données sur les terrains, de l'information sur les puits et sur la géologie, des études sur les réservoirs, des estimations quant aux dates de mise en production, des renseignements sur les contrats, les prix courants des hydrocarbures, des données sur les frais d'exploitation, les prévisions relatives au budget des investissements, des données financières et les plans d'exploitation futurs. Les autres données techniques, géologiques ou économiques qui étaient nécessaires à l'évaluation et sur lesquelles s'appuie le rapport Paddock ont été tirées des registres publics ou proviennent d'autres exploitants ainsi que de dossiers non confidentiels de Paddock. Paddock a accepté telles quelles l'information relative à l'étendue et à la nature de la propriété des intérêts de Real ainsi que toutes les données factuelles qui lui ont été fournies par des tiers, en tenant pour acquis que ces données factuelles étaient exactes.

Le texte qui suit est un sommaire, au 31 décembre 2002, des réserves de pétrole, de LGN et de gaz naturel de Real ainsi que de la valeur actualisée des rentrées nettes futures estimatives attribuées à ces réserves telles qu'elles sont évaluées dans le rapport Paddock, en fonction d'hypothèses de prix et de coûts indexés et constants. Toutes les évaluations de la valeur actualisée des rentrées futures estimatives présentées dans le rapport Paddock sont données après la provision pour dépenses en immobilisations futures estimatives et avant la provision pour frais futurs de restauration et de régénération des lieux, impôts sur le bénéfice et charges indirectes, et elles ne représentent pas nécessairement la juste valeur marchande des réserves. Rien ne garantit que les hypothèses de prix et de coûts utilisées dans le rapport Paddock se révéleront exactes, et les écarts pourraient être importants.

**Sommaire de la participation de la Société dans les réserves et des valeurs actualisées (incluant le CIAR)
selon un scénario de prix indexés
au 31 décembre 2002**

Catégorie de réserves	Pétrole		Gaz commercialisable		LGN		Valeur actualisée des rentrées, incluant le CIAR			
	Brut (mbrs)	Net (mbrs)	Brut (Mpi³)	Net (Mpi³)	Brut (mbrs)	Net (mbrs)	VA(0) (k\$)	VA(10) (k\$)	VA(15) (k\$)	VA(20) (k\$)
Prouvées productives	6 92	6 10	31 06	26 31	360	265	180 4€	122 60	107 31	96 12
Prouvées non productives	—	—	8 97	6 90	242	156	24 38	14 78	12 35	10 61
Total – prouvées mises en valeur	6 92	6 10	40 03	33 21	602	421	204 84	137 38	119 67	106 73
Prouvées non mises en valeur	983	862	3 62	3 26	23	18	24 72	12 44	9 74	7 89
Total – prouvées	7 90	6 96	43 66	36 47	625	439	229 57	149 83	129 41	114 63
Probables supplémentaires, compte non tenu du risque	2 74	2 44	19 28	15 75	273	191	85 35	40 99	31 6€	25 42
Prouvées + probables, compte non tenu du risque	10 64	9 40	62 94	52 27	898	630	314 92	190 82	161 07	140 05
Réduction de 50 % en raison du risque	(1 37)	(1 22)	(9 64)	(7 89)	(136)	(95)	(42 67)	(20 49)	(15 83)	(12 71)
Prouvées + probables, compte tenu du risque	9 27	8 18	53 30	44 37	762	535	272 24	170 32	145 24	127 34

Volumes en unités métriques

Catégorie de réserves	Pétrole		Gaz commercialisable		LGN		Valeur actualisée des rentrées, incluant le CIAR			
	Brut (e3m3)	Net (e3m3)	Brut (e6m3)	Net (e6m3)	Brut (e3m3)	Net (e3m3)	VA(0) (k\$)	VA(10) (k\$)	VA(15) (k\$)	VA(20) (k\$)
Prouvées productives	1 100	969	875	741	57	42	180 4€	122 60	107 31	96 12
Prouvées non productives	—	—	253	195	39	25	24 38	14 78	12 35	10 61
Total – prouvées mises en valeur	1 100	969	1 128	936	96	67	204 84	137 38	119 67	106 73
Prouvées non mises en valeur	156	137	102	92	3	3	24 72	12 44	9 74	7 89
Total – prouvées	1 256	1 106	1 230	1 028	99	70	229 57	149 83	129 41	114 63
Probables supplémentaires, compte non tenu du risque	436	388	543	445	44	30	85 35	40 99	31 6€	25 42
Prouvées + probables, compte non tenu du risque	1 692	1 494	1 773	1 473	143	100	314 92	190 82	161 07	140 05
Réduction de 50 % en raison du risque	(218)	(194)	(271)	(222)	(22)	(15)	(42 67)	(20 49)	(15 83)	(12 71)
Prouvées + probables, compte tenu du risque	1 474	1 300	1 502	1 251	121	85	272 24	170 32	145 24	127 34

**Sommaire de la participation de la Société dans les réserves et des valeurs actualisées (incluant le CIAR)
en fonction d'hypothèses de prix et de coûts constants
au 31 décembre 2002**

Catégorie de réserve	Pétrole		Gaz commercialisable		LGN		Valeur actualisée des rentrées, incluant le CIAR			
	Brut (mbrs)	Net (mbrs)	Brut (Mpi³)	Net (Mpi³)	Brut (mbrs)	Net (mbrs)	VA(0) (k\$)	VA(10) (k\$)	VA(15) (k\$)	VA(20) (k\$)
Prouvées productives	7 074	6 162	31 22	26 42	360	261	270 98	176 60	152 40	134 94
Prouvées non productives	—	—	8 98	6 92	242	153	32 35	19 40	16 10	13 81
Total – prouvées mises en valeur	7 074	6 162	40 21	33 34	602	414	303 33	196 00	168 60	148 75
Prouvées non mises en valeur	984	838	3 60	3 24	23	17	34 80	18 00	14 20	11 70
Total – prouvées	8 058	7 000	43 82	36 58	625	431	338 22	214 10	182 80	160 50
Probables supplémentaires, compte non tenu du risque	2 813	2 475	19 26	15 81	273	188	124 82	59 60	46 20	37 30
Total – prouvées + probables, compte non tenu du risque	10 871	9 475	63 08	52 40	898	619	463 08	273 70	229 10	197 85
Réduction de 50 % en raison du risque	(1 400)	(1 237)	(9 63)	(7 90)	(136)	(94)	(62 42)	(29 80)	(23 10)	(18 68)
Prouvées + probables, compte tenu du risque	9 469	8 238	53 45	44 49	762	525	400 66	243 90	206 00	179 17

Volumes en unités métriques

Catégorie de réserve	Pétrole		Gaz commercialisable		LGN		Valeur actualisée des rentrées, incluant le CIAR			
	Brut (e3m3)	Net (e3m3)	Brut (e6m3)	Net (e6m3)	Brut (e3m3)	Net (e3m3)	VA(0) (k\$)	VA(10) (k\$)	VA(15) (k\$)	VA(20) (k\$)
Prouvées productives	1 124	979	880	744	57	42	270 94	176 61	152 41	134 94
Prouvées non productives	—	—	253	195	39	24	32 35	19 41	16 14	13 81
Total – prouvées mises en valeur	1 124	979	1 133	939	96	66	303 33	196 04	168 61	148 75
Prouvées non mises en valeur	156	133	102	92	3	3	34 84	18 04	14 21	11 74
Total – prouvées	1 280	1 112	1 235	1 031	99	69	338 22	214 14	182 84	160 51
Probables supplémentaires, compte non tenu du risque	447	394	542	445	44	29	124 81	59 61	46 21	37 34
Total – prouvées + probables, compte non tenu du risque	1 727	1 506	1 777	1 476	143	98	463 04	273 75	229 11	197 89
Réduction de 50 % en raison du risque	(223)	(197)	(271)	(222)	(22)	(14)	(62 42)	(29 84)	(23 11)	(18 64)
Total – prouvées + probables, compte tenu du risque	1 504	1 309	1 506	1 254	121	84	400 62	243 91	206 00	179 15

Notes :

- 1) Les *réserves brutes* sont définies comme les réserves récupérables totales restantes qui appartiennent à la Société avant déduction de toute redevance. Les *réserves nettes* sont définies comme celles revenant à la Société après déduction de tous les intérêts appartenant à des tiers, y compris les redevances à verser à la Couronne et les redevances de propriétaire franc.
- 2) Les *réserves prouvées* sont définies comme les réserves qu'on estime récupérables selon la technologie actuelle et la conjoncture économique prévue (existant dans le cas de l'hypothèse de la constance des prix) depuis la partie d'un réservoir qu'on peut raisonnablement évaluer comme étant économiquement productive d'après l'analyse des données de forage, de géologie, de géophysique et d'ingénierie, y compris les réserves devant être obtenues des procédés de récupération assistée dont il est démontré qu'ils sont techniquement et économiquement fructueux dans le réservoir en question.
- 3) Les *réserves prouvées productives* sont définies comme les réserves prouvées qui sont en production ou, si elles ne produisent pas, qui pourraient être récupérées à partir de puits ou d'installations existants et qui ne sont pas en production parce que le propriétaire en a décidé ainsi et non à cause de l'absence de marchés, ou pour une autre raison. Un exemple de cette situation est lorsqu'un puits ou une zone peut produire, mais est fermé parce que sa capacité de livraison n'est pas requise pour répondre aux engagements contractuels.
- 4) Les *réserves prouvées non productives* sont définies comme les réserves prouvées qui ne produisent pas à l'heure actuelle en raison de l'absence d'installations ou de marchés.
- 5) Les *réserves prouvées non mises en valeur* sont définies comme les réserves prouvées que l'on prévoit extraire de nouveaux puits dans les périmètres non forés jusqu'ici ou de puits existants qui nécessiteraient une dépense relativement importante pour être remis en production. Les réserves en périmètre non foré ne comprennent que les unités d'implantation de forage situées à proximité des unités productives, dont on est raisonnablement assuré qu'elles seront productives une fois forées. Les réserves prouvées relatives aux autres unités non forées ne peuvent être comptées que lorsqu'il est démontré avec un bon de gré de certitude qu'il existe une continuité de production entre celles-ci et les couches productives existantes.
- 6) Les *réserves probables supplémentaires* sont définies comme les réserves qui, d'après l'analyse des données de forage, de géologie, de géophysique et d'ingénierie, ne se révèlent pas comme étant prouvées compte tenu des moyens technologiques du moment et de la conjoncture économique prévue, mais dont l'existence et la récupération futures sont vraisemblables, selon une telle analyse. Les réserves probables supplémentaires devant être obtenues au moyen de l'application de procédés de récupération assistée correspondront aux réserves récupérées en sus des réserves estimées dans la catégorie des réserves prouvées qui peuvent faire l'objet d'une estimation réaliste pour le gisement, selon les procédés de récupération assistée dont l'application future peut être raisonnablement prévue.
- 7) Le rapport Paddock renferme certaines hypothèses quant aux augmentations futures des prix du pétrole et du gaz et tient compte de l'inflation quant aux frais d'exploitation et aux coûts en capital futurs dans le cas de l'hypothèse de l'indexation des prix. Les frais d'exploitation et les coûts en capital ont été indexés de 2 % par année à partir de 2003. Tous les prix du pétrole ont été rajustés selon le prix de référence en fonction de la qualité et du transport, et tous les prix du gaz ont été rajustés en fonction du pouvoir calorifique.

Les prix des produits utilisés dans les évaluations de prix et de coûts indexés comprennent ce qui suit :

Année	Pétrole			Gaz naturel		
	WTI À CUSHING \$ US/baril	PRIX DE RÉF. D'EDMONTON \$ CA/baril	HARDISTY 25° API \$ CA/baril	TCGSL \$ CA/MBTU	ALBERTA 1 AN FERME \$ CA/MBTU	AU COMPTANT \$ CA/MBTU
2003	26,00	38,96	31,96	5,13	5,43	5,43
2004	24,00	35,86	29,86	4,83	5,03	5,03
2005	22,50	33,53	27,41	4,60	4,70	4,70
2006	22,95	34,20	27,96	4,76	4,76	4,76
2007	23,41	34,89	28,52	4,81	4,81	4,81
2008	23,88	35,59	29,09	4,87	4,87	4,87
2009	24,35	36,30	29,67	4,93	4,93	4,93
2010	24,84	37,02	30,27	4,98	4,98	4,98
2011	25,34	37,76	30,87	5,04	5,04	5,04
2012	25,85	38,52	31,49	5,09	5,09	5,09
2013	26,36	39,29	32,12	5,15	5,15	5,15
2014	26,89	40,08	32,76	5,20	5,20	5,20
2015	27,43	40,88	33,42	5,25	5,25	5,25
2016	27,98	41,69	34,09	5,31	5,31	5,31
2017	28,54	42,53	34,77	5,41	5,41	5,41

Par la suite, tous les prix ont été indexés de 2 %.

- 8) Les prix des produits utilisés dans les évaluations des prix et des coûts constants sont de 48,97 \$/bbl (léger non corrosif d'Edmonton) par baril de réservoir de stockage pour ce qui est du pétrole, et de 6,01 \$/kpi³ (AECO) pour ce qui est du gaz naturel. Les hypothèses de prix et de coûts constants tiennent pour acquis le maintien des lois, règlements et frais d'exploitation actuels en vigueur à la date de prise d'effet du rapport Paddock. Les prix des produits n'ont pas été indexés. En outre, les frais d'exploitation et les coûts en capital n'ont pas été majorés en fonction de l'inflation.
- 9) Selon le rapport Paddock, on estime que l'investissement en capital global net de la Société, compte tenu du risque, qui est nécessaire pour atteindre les rentrées nettes futures estimatives sera de 12 364 \$ (9 766 \$ en 2003, 1 815 \$ en 2004 et 783 \$ par la suite) selon les hypothèses des prix et des coûts indexés et de 12 267 \$ (9 766 \$ en 2003, 1 779 \$ en 2004 et 722 \$ par la suite) selon les hypothèses des prix et des coûts constants.
- 10) Depuis le 1^{er} janvier 1995, le programme du CIAR rembourse une partie des redevances de la Couronne admissibles, allant d'un taux de remboursement maximum de 75 % de 2 millions de dollars lorsque le prix de référence du pétrole est inférieur à 100 \$ le mètre cube, jusqu'à un taux minimum de 25 % de 2 millions de dollars lorsque le prix du pétrole est supérieur à 210 \$ le mètre cube. Il a été supposé que le programme du CIAR se poursuivra indéfiniment.

Les valeurs, pour le CIAR, incluses dans les tableaux d'hypothèses de prix et de coûts indexés sont les suivantes :

Catégorie de réserve	Scénario de prix indexés Valeur actualisée des rentrées			
	0 % (k\$)	10 % (k\$)	15 % (k\$)	20 % (k\$)
Prouvées productives	4 252	2 662	2 25	1 955
Prouvées non productives	946	388	274	200
Total – prouvées mises en valeur	5 198	3 050	2 52	2 155
Prouvées non mises en valeur	534	183	121	83
Total – prouvées	5 732	3 233	2 64	2 238
Probables supplémentaires, compte non tenu du risque	1 798	535	332	217
Prouvées + probables, compte non tenu du risque	7 530	3 768	2 97	2 455
Réduction de 50 % en raison du risque	(899)	(267)	(166)	(108)
Prouvées + probables, compte tenu du risque	6 631	3 501	2 81	2 347

Les valeurs, pour le CIAR, incluses dans les tableaux d'hypothèses de prix et de coûts constants sont les suivantes :

Catégorie de réserve	Scénario de prix constants			
	Valeur actualisée des rentrées			
	0 % (k\$)	10 % (k\$)	15 % (k\$)	20 % (k\$)
Prouvées productives	4 760	2 923	2 44	2 102
Prouvées non productives	886	338	229	160
Total – prouvées mises en valeur	5 646	3 261	2 67	2 262
Prouvées non mises en valeur	565	182	114	76
Total – prouvées	6 211	3 443	2 78	2 338
Probables supplémentaires, compte non tenu du risque	1 633	446	264	164
Prouvées + probables, compte non tenu du risque	7 844	3 889	3 05	2 502
Réduction de 50 % en raison du risque	(816)	(223)	(132)	(82)
Prouvées + probables, compte tenu du risque	7 028	3 666	2 92	2 420

Rapprochement des modifications dans les réserves

Le tableau suivant indique les modifications survenues dans les réserves au cours de l'année écoulée ¹⁾²⁾:

	Total des réserves prouvées (brut)				Total des réserves prouvées et probables (brut)			
	Pétrole mbrs	LGN mbrs	Gaz		Pétrole mbrs	LGN mbrs	Gaz	
			commer- cialisable kpi ³	6:1 mbep			commer- cialisable kpi ³	6:1 mbep
1^{er} janvier 2002	6 370	285	30 830	11 793	7 461	388	38 044	14 181
Production	(1 150)	(37)	(3 354)	(1 746)	(1 151)	(36)	3 354	(1 746)
Forage	2 241	312	16 055	5 229	2 625	347	19 499	6 221
Acquisitions	973	15	3 268	1 533	1 042	18	4 016	1 730
Aliénations	(321)	—	—	(321)	(351)	—	—	(352)
Rajustements	(207)	50	(3 137)	(680)	(354)	48	(4 901)	(1 121)
31 décembre 2002	7 906	625	43 662	15 808	9 277	761	53 304	18 921

Notes :

- 1) Les réserves probables ont été établies à 50 % compte tenu du risque.
- 2) Selon un scénario de prix indexés.

Indice de durée des réserves

Le tableau suivant indique, selon l'indice de durée des réserves, les réserves prouvées et réserves prouvées probables totales par produit et en fonction de bep ¹⁾.

IDR – Années	Pétrole brut		
	et LGN	Gaz naturel	bep
Total – prouvées	7,2	13,0	9,1
Total – prouvées et probables ²⁾	8,5	15,9	10,8

Notes :

- 1) En se fondant sur le total des réserves au 31 décembre 2002, telles qu'elles ont été évaluées par le rapport Paddock, divisé par la production moyenne pour les 12 mois terminés le 31 décembre 2002.
- 2) Les réserves probables ont été établies à 50 % compte tenu du risque.

Terrains non mis en valeur

Le tableau suivant indique, au 31 décembre 2002, les avoirs fonciers non mis en valeur ¹⁾ de Real en Alberta, en Saskatchewan et au Manitoba.

Région dans laquelle Real détient une participation directe	Acres	
	Bruts ²⁾	Nets ³⁾
Alberta	299 323	180 665
Manitoba	413	413
Saskatchewan	23 622	10 835
Total des avoirs fonciers non mis en valeur	323 358	191 913

Notes :

- 1) L'expression *avoirs fonciers non mis en valeur* renvoie aux terrains dans lesquels Real détient une participation et dont les réserves n'ont pas été cédées.
- 2) L'expression *acres bruts* renvoie au nombre d'acres dans lesquels Real détient une participation.
- 3) L'expression *acres nets* renvoie au total des nombres obtenus en multipliant chaque acre brut par le pourcentage de la participation de Real dans ces acres.

Production

Le tableau suivant présente la production nette quotidienne moyenne de Real avant déduction des redevances payables à des tiers pour les périodes indiquées.

	2002	2001	2000	1999	1998
Pétrole brut et LGN (bbl/j)	3 248	2 603	2 160	1 665	1 608
Gaz naturel (kpi ³ /j)	9 148	10 025	4 658	344	396
Production totale (bep/j)	4 772	4 274	2 937	1 722	1 674

Puits productifs

Le tableau suivant présente le nombre de puits de pétrole et de gaz productifs et fermés dans lesquels la Société détenait une participation au 31 décembre 2002.

	Puits de pétrole				Puits de gaz naturel			
	Productifs		Fermés		Productifs		Fermés	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Alberta	245	184,1	97	69,5	311	197,8	55	37,3
Saskatchewan	36	28,8	0	0	0	0	0	0
TOTAL	281	212,9	97	69,5	311	197,8	55	37,3

Production de pétrole, de LGN et de gaz naturel

	Exercice 2002					Fin de l'exercice	Exercice 2001				
	1 ^{er} trim.	2 ^e trim.	3 ^e trim.	4 ^e trim.	Fin de l'exercice		1 ^{er} trim.	2 ^e trim.	3 ^e trim.	4 ^e trim.	Fin de l'exercice
Volumes de production quotidienne moyenne											
Pétrole (en barils)	3 016	3 361	3 190	3 021	3 141	2 016	2 491	2 701	2 701	2 482	
LGN (en barils)	117	95	94	93	100	101	118	121	141	121	
Gaz naturel (en kpi ³)	10 133	9 101	8 581	8 791	9 141	8 708	9 611	10 431	11 311	10 025	
Produits nets (\$/bep)											
Produits des ventes	27,08	30,33	30,49	32,84	30,17	43,55	35,64	30,72	25,21	33,04	
Redevances nettes	(5,88)	(4,93)	(6,27)	(6,14)	(5,80)	(9,82)	(6,39)	(5,11)	(5,00)	(6,36)	
Dépenses de production	(5,44)	(5,71)	(5,69)	(7,31)	(6,03)	(6,13)	(5,45)	(5,96)	(5,74)	(5,81)	
Produits nets attribuables aux gisements	15,76	19,69	18,53	19,39	18,34	27,60	23,80	19,65	14,47	20,87	
Administration, intérêts et impôts et taxes	(2,40)	(2,81)	(2,98)	(3,41)	(2,90)	(3,63)	(2,94)	(3,07)	(3,14)	(3,18)	
Rentrées nettes	13,36	16,88	15,55	15,98	15,44	23,97	20,86	16,58	11,33	17,69	

Activité de forage

Real a effectué le forage, ou participé au forage, de puits d'exploration et de développement en Alberta et en Saskatchewan, selon ce qu'indique le tableau ci-dessous, pour les périodes indiquées. Les puits indiqués comme étant des puits de « pétrole » ou de « gaz » représentent tous les puits susceptibles de produire, qu'ils soient producteurs ou obturés, dans lesquels Real détient une participation.

	Trois mois terminés le		Exercices terminés les 31 décembre			
	31 mars 2003		2002		2001	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Pétrole	6	6,0	48	41,4	33	20,7
Gaz	10	9,0	46	44,1	35	23,9
Puits en service	6	5,7	—	—	—	—
Puits secs	—	—	20	14,3	18	8,6
Total	22	20,7	114	99,8	86	53,2

Dépenses en immobilisations

Real a fait les dépenses en immobilisations suivantes au cours des périodes indiquées :

(en milliers de dollars)	Exercices terminés les 31 décembre				
	2002	2001	2000	1999	1998
Acquisitions par la Société	5 86	3 01 ⁴	26 39 ⁰	—	990
Acquisitions foncières	11 58	4 32 ²	5 79 ⁵	1 412	4 74
Aliénations foncières	(4 36)	(5 07 ²)	(316)	(2 990)	—
Terrains	4 40	3 17 ⁰	2 65 ³	1 016	2 55
Données sismiques	2 24	1 09 ²	1 17 ⁶	835	1 01
Forage et exploration	25 38	19 55 ⁸	14 89 ⁴	6 807	6 93
Frais généraux et administratifs capitalisés	1 02	790	845	532	576
Matériel des puits et installations	8 05	7 76 ⁸	3 69 ⁵	1 438	2 66
Matériel de bureau	62	66	64	20	96
	54 27 ¹	34 71 ⁰	55 19 ⁶	9 070	19 57

Dépenses en immobilisations par trimestre

(en milliers de dollars)	Pour 2002, trimestres terminés les			
	31 mars	30 juin	30 septembre	31 décembre
Acquisitions par la Société	—	—	—	5 865
Acquisitions foncières	163	50	1 583	9 792
Aliénations foncières	—	(95)	—	(4 271)
Terrains	1 327	806	800	1 475
Données sismiques	388	680	619	560
Forage et exploration	4 740	4 530	6 559	9 557
Frais généraux et administratifs capitalisés	219	209	246	349
Matériel des puits et installations	2 834	658	2 113	2 452
Matériel de bureau	38	5	6	13
	9 709	6 843	11 926	25 792

**Dépenses en immobilisations par trimestre
Pour 2001, trimestres terminés les**

(en milliers de dollars)	31 mars	30 juin	30 septembre	31 décembre
Acquisitions par la Société	2 888	—	—	126
Acquisitions foncières	375	2 460	—	1 488
Aliénations foncières	(30)	(84)	(19)	(4 939)
Terrains	1 236	749	767	418
Données sismiques	212	217	423	241
Forage et exploration	5 810	7 403	4 579	1 766
Frais généraux et administratifs capitalisés	179	203	198	210
Matériel des puits et installations	1 228	2 725	2 506	1 309
Matériel de bureau	13	11	33	9
	<u>11 911</u>	<u>13 684</u>	<u>8 487</u>	<u>628</u>

**Analyse de sensibilité pour les rentrées et les bénéfices
31 décembre 2002**

Modification	Modifications approximatives aux rentrées découlant de l'exploitation		Modifications approximatives au bénéfice net	
	En milliers de dollars	Par action	En milliers de dollars	Par action
	Prix du pétrole brut (\$/bbl)	1,00 \$ US	1 203	0,06 \$
Prix du gaz naturel (\$/kpi ³)	0,10 \$	252	0,01 \$	156
Taux de change : \$ CA : \$ US	0,01 \$	200	0,01 \$	124
Taux d'intérêt	1 %	339	0,02 \$	210

Conditions imposées par l'industrie

Les résultats financiers de Real dépendent en grande partie de ses volumes de production, du prix qu'elle touche pour son pétrole brut, ses liquides de gaz naturel et son gaz naturel, ainsi que de sa capacité de trouver et de produire du pétrole et du gaz efficacement. La capacité de Real d'explorer, de mettre en production et d'acheter des éléments d'actif pétroliers et gazières détermine sa capacité de production. Au Canada, le nombre d'acheteurs de pétrole et de liquides de gaz naturel est limité et, du coup, les possibilités de mise en marché le sont aussi. Bien que la capacité des pipelines puisse jouer sur les ventes, les marchés nord-américains pour le pétrole léger et moyen dépassent la capacité de production, si bien que les marchés sont pour ainsi dire assurés.

L'industrie du pétrole et du gaz naturel est assujettie à une réglementation exhaustive et à des contrôles poussés imposés par divers paliers de gouvernement. Figurent ci-dessous certains des aspects parmi les plus importants des lois et de la réglementation pertinentes. On ne s'attend pas à ce que ces contrôles ou cette réglementation aient sur les activités de la Société des incidences sensiblement différentes de celles qui toucheront d'autres sociétés pétrolières et gazières de taille semblable.

Tarifification et commercialisation – Pétrole

Au Canada, les producteurs de pétrole négocient les contrats de vente directement avec les acheteurs de pétrole, d'où l'établissement du prix par le marché. Ce prix dépend en partie de la qualité du pétrole, du prix des pétroles concurrents, de la distance de transport jusqu'aux marchés et de la valeur des produits raffinés. Les exportateurs ont également le droit de conclure des contrats d'exportation et d'exporter du pétrole à condition que, pour ce qui est des contrats échéant dans moins d'un an dans le cas du brut léger et dans moins de deux ans dans celui du brut lourd, ils obtiennent une ordonnance aux fins d'exportation de l'Office national de l'énergie (l'ONE) avant l'exportation. Toute exportation visée par un contrat d'une durée supérieure doit être faite conformément à un permis d'exportation délivré par l'ONE et sur approbation du gouverneur en conseil.

Tarifification et commercialisation – Gaz naturel

Au Canada, le prix du gaz naturel vendu dans le commerce intraprovincial et interprovincial est fixé par voie de négociation entre acheteurs et vendeurs. Le gaz naturel exporté du Canada fait l'objet d'une réglementation de l'ONE et du gouvernement du Canada. Le prix touché par la Société dépend, en partie, des prix du gaz naturel concurrent et d'autres carburants de rechange, de l'accès au transport en aval, de la distance de transport jusqu'aux marchés, de la durée du contrat, des conditions climatiques, de l'équilibre offre et demande et d'autres conditions contractuelles. Les exportateurs sont libres de négocier les prix avec les acheteurs, pourvu que les contrats d'exportation continuent de respecter certains critères prescrits par l'ONE et le gouvernement du Canada. Le gouvernement de l'Alberta détient aussi un pouvoir résiduel pour réglementer le volume de gaz naturel qui peut être exporté de la province pour être consommé ailleurs. Comme pour le pétrole, les exportations de gaz naturel sur une durée inférieure à deux ans doivent être faites aux termes d'une ordonnance de l'ONE et, dans le cas des exportations sur une durée plus longue, aux termes d'un permis de l'ONE et sur approbation du gouverneur en conseil.

Les gouvernements de l'Alberta et de la Saskatchewan réglementent également le volume de gaz naturel qui peut être extrait de chaque province pour être consommé ailleurs.

Accord de libre échange nord-américain

Le 1^{er} janvier 1994, l'Accord de libre échange nord-américain (l'*ALENA*) conclu entre le Canada, les États-Unis et le Mexique entré en vigueur. L'*ALENA* reprend la plupart des principales conditions relatives à l'énergie qui figurent dans l'Accord de libre échange entre le Canada et les États-Unis. Dans le contexte des ressources énergétiques, le Canada demeure libre d'établir si des exportations aux États-Unis ou au Mexique seront permises à condition que les restrictions soient par ailleurs justifiées aux termes de certaines dispositions de l'Accord général sur les tarifs douaniers et le commerce (le *GATT*) et seulement si les restrictions en matière d'exportation (i) ne réduisent pas la proportion des ressources énergétiques exportées par rapport à l'offre totale de ressources énergétiques (selon les proportions qui prévalaient au cours des 36 derniers mois), (ii) n'imposent pas un prix à l'exportation supérieur au prix national ou (iii) ne perturbent pas les voies d'approvisionnement habituelles. Il est interdit aux trois pays d'imposer des exigences de prix minimal à l'exportation ou à l'importation.

L'*ALENA* prévoit la diminution des pratiques commerciales restrictives du Mexique dans le secteur de l'énergie et interdit l'application de restrictions discriminatoires à la frontière ainsi que de taxes à l'exportation. L'accord envisage également l'application de sanctions disciplinaires plus claires aux organismes de réglementation pour éviter les mesures discriminatoires et réduire au minimum les perturbations des accords contractuels.

Redevances et incitatifs provinciaux

Outre la réglementation fédérale, chaque province a une législation et une réglementation qui régissent notamment la méthode de tenure, les redevances, les taux de production et la protection de l'environnement. Le régime de redevances est un facteur important de la rentabilité de la production du pétrole et du gaz naturel. Les redevances exigibles sur la production de terres autres que de la Couronne sont fixées par voie de négociation entre le titulaire du droit de propriété minier et le locataire. Les redevances de la Couronne sont établies par réglementation gouvernementale et correspondent généralement à un pourcentage de la valeur de la production brute, et le taux des redevances exigibles dépend généralement en partie de la productivité du puits, de l'emplacement géographique, de la date de la découverte du gisement et du type ou de la qualité du produit pétrolier produit.

À l'occasion, les gouvernements du Canada, de l'Alberta et de la Saskatchewan ont mis sur pied des programmes incitatifs qui prévoyaient des réductions du taux de redevances, des exemptions temporaires de versement de redevances et des crédits d'impôt dans le but d'encourager la production de pétrole et de gaz naturel et les projets de production assistée.

Les taux de redevances sur le pétrole varient d'une province à l'autre. En Alberta, ils varient de 10 % à 35 % pour le pétrole et de 10 % à 30 % pour le nouveau pétrole. Le nouveau pétrole s'entend du pétrole provenant des gisements pétrolières découverts après le 31 mars 1974 et avant le 1^{er} octobre 1992. Le gouvernement de l'Alberta a établi la

redevance de troisième catégorie assortie d'un taux de base de 10 % et d'un taux plafond de 25 % pour les gisements pétrolières découverts après le 30 septembre 1992.

Dès le 1^{er} janvier 1994, le calcul et le paiement des redevances sur le gaz naturel ont fait l'objet d'un procédé simplifié. La redevance réservée à la Couronne, sous réserve de divers incitatifs, se situe entre 15 % et 30 %, dans le cas du nouveau gaz, et entre 15 % et 35 %, dans le cas de l'ancien gaz, selon un prix de référence moyen prescrit ou un prix de référence moyen pour les entreprises. Le gaz naturel produit à partir de puits d'exploration admissibles approfondis ou forés par battage au câble après le 31 juillet 1985 et avant le 1^{er} juin 1988 demeure admissible à l'exemption de versement de redevances pendant 12 mois, ou jusqu'à ce que la valeur de la quantité des redevances visée par l'exemption corresponde à un montant maximal prescrit. Le gaz naturel produit à partir d'intervalles admissibles dans des puits admissibles approfondis ou forés par battage au câble jusqu'à une profondeur de plus de 2 500 mètres fait également l'objet d'une exemption de versement de redevances, dont le montant dépend de la profondeur du puits.

En Alberta, un producteur de pétrole ou de gaz naturel a droit à un crédit sur les redevances payables à la Couronne aux termes du programme du CIAR. Le taux du CIAR repose sur une formule sensible aux prix et varie entre 75 % pour les prix à parité avec le prix de référence du crédit d'impôt sur les redevances de 100 \$ le mètre cube, ou inférieurs à celui-ci, et 25 % pour les prix supérieurs au prix de référence du crédit d'impôt sur les redevances de 210 \$ le mètre cube. Le taux du CIAR sera appliqué à un montant annuel maximal de redevances de la Couronne albertaine de 2 000 000 \$ exigible pour chaque producteur ou groupe associé de producteurs. Les redevances de la Couronne sur la production provenant de biens productifs acquis auprès de sociétés qui revendiquent des droits maximaux au CIAR ne seront généralement pas admissibles au CIAR. Le taux est fixé trimestriellement en fonction du « prix de parité » moyen, établi par le *Department of Energy* de l'Alberta pour la période trimestrielle précédente. Le 22 décembre 1997, le gouvernement de l'Alberta a annoncé qu'il procéderait à l'examen du programme du CIAR afin de fixer des objectifs mieux ciblés pour un programme de taille plus modeste et de résoudre les difficultés administratives. Le 30 août 1999, il annonçait qu'il ne réduirait pas la taille du programme, mais qu'il adopterait de nouvelles règles visant à réduire le nombre de sociétés qui sont admissibles au programme. Ces nouvelles règles auront pour effet d'empêcher les sociétés qui paient moins de 10 000 \$ en redevances chaque année et les entités non constituées en société d'avoir droit au programme.

Le 1^{er} janvier 1994, le gouvernement de la Saskatchewan avait révisé son régime fiscal pour l'industrie pétrolière et gazière. Certaines redevances sur les puits existants à cette date demeureront inchangées et, par conséquent, feront l'objet de diverses périodes de réduction de redevances/d'impôt. Bien qu'un certain nombre d'incitatifs aient été éliminés ou réduits (comme les incitatifs pour les puits intercalaires verticaux et les puits horizontaux moins coûteux), de nouveaux programmes incitatifs ont été créés pour encourager des activités d'exploration et de mise en valeur accrues dans la province.

Le nouveau régime fiscal de la Saskatchewan prévoit un incitatif pour encourager le forage de nouveaux puits de pétrole verticaux au moyen d'une structure de redevances et d'impôt révisée pour les nouveaux puits de pétrole verticaux et la production marginale tirée de projets, nouveaux ou élargis, de récupération par injection d'eau, mais pas pour les puits horizontaux. La structure de taux de redevances de troisième catégorie de la Couronne et d'impôt sur la production en tenure franche, qui ne s'applique pas aux puits horizontaux, est sensible aux prix et varie selon qu'il s'agit de pétrole lourd ou pas (c.-à-d. d'un minimum de 10 % pour du pétrole lourd vendu au prix de base à un maximum de 35 % pour du pétrole non lourd vendu à un prix supérieur au prix de base). Les exemptions temporaires de versement de redevances ou d'impôt en fonction de l'époque considérée qui s'appliquaient auparavant aux nouveaux puits de pétrole forés verticalement ont été remplacées par des incitatifs sous forme de réductions des redevances et de l'impôt en fonction du volume, selon lesquels une redevance maximale de 5 % (avant l'application du crédit de 1 % sur les ressources de la Saskatchewan) s'appliquera aux divers volumes en fonction de la profondeur et de la nature du puits (jusqu'à 25 000 mètres cubes de pétrole dans le cas de puits d'exploration profonds). La redevance maximale applicable à la première tranche de 12 000 mètres cubes de pétrole est passée de 5 % à 10 % pour la production de certains puits de ré-entrée horizontaux. De plus, les exemptions temporaires du versement de redevances ou d'impôt pour les puits horizontaux profonds ont été remplacées par un incitatif sur volume de 25 000 mètres cubes (une redevance maximale de 5 %). Un nouveau taux de redevance maximal de 5 % (avant l'application du crédit de 1 % sur les ressources de la Saskatchewan) s'applique à la production pétrolière tirée de puits réactivés admissibles au cours des cinq premières années qui suivent la réactivation dans le cas de puits réactivés après 1993 et fermés de façon définitive ou provisoire avant

le 1^{er} janvier 1993. En ce qui a trait aux puits de gaz naturel d'exploration admissibles, un taux de redevance de 5 % (0 % d'impôt sur la production en tenure franche) s'appliquera aux premiers 25 millions de mètres cubes de gaz naturel produits.

Le 7 octobre 2002, le premier ministre de la Saskatchewan a annoncé un certain nombre de modifications importantes se répercutant sur la structure des taux de redevances de la Couronne et d'impôt sur la production en tenure franche et sur la surcharge fiscale sur le capital des sociétés applicable à la production découlant des nouvelles activités d'exploration et de mise en valeur pétrolières et gazières dans la province.

1. Réduction de la surcharge fiscale sur le capital des sociétés, qui passe ainsi de 3,6 % à 2%.
 - a) tout le pétrole et le gaz provenant de puits dont le forage s'est terminé au plus tôt le 1^{er} octobre 2002;
 - b) la production pétrolière marginale reliée à de nouveaux projets de récupération assistée du pétrole, à des projets élargis de récupération assistée du pétrole ou à des projets de récupération par injection d'eau, qui ont commencé au plus tôt le 1^{er} octobre 2002.

Réglementation environnementale

L'industrie pétrolière et gazière est assujettie à une réglementation environnementale prévue par la législation locale, provinciale et fédérale. Les lois environnementales prévoient des restrictions et des interdictions sur les rejets ou les émissions ainsi qu'une réglementation sur le stockage et le transport de diverses substances produites ou utilisées en association avec certaines activités de l'industrie pétrolière et gazière, et elles peuvent influencer sur l'emplacement et l'exploitation de puits et d'installations ainsi que sur la mesure dans laquelle la prospection et la mise en valeur sont permises. En outre, ces lois exigent que l'emplacement des puits et des installations soit abandonné et remis en état à la satisfaction des autorités provinciales. De même, les lois environnementales pertinentes peuvent imposer des obligations en matière de mesures correctives en ce qui a trait à un bien désigné comme lieu contaminé à certaines personnes responsables, dont celles qui sont responsables de la substance à l'origine de la contamination, celles qui ont causé sa libération ainsi que tout propriétaire, locataire ou autre personne, précédent ou actuel, en possession du terrain. Le respect de cette législation peut nécessiter des dépenses considérables, et tout manquement à celle-ci est susceptible de mener à la suspension ou à la révocation des permis et autorisations nécessaires, à une responsabilité civile pour dommages causés par la pollution et à l'imposition d'amendes et de pénalités ou au prononcé d'ordonnances obligeant au nettoyage. Les lois environnementales applicables en Alberta sont regroupées dans la loi intitulée *Environmental Protection and Enhancement Act*. Aux termes de cette loi, les normes environnementales et la conformité en matière environnementale à l'égard des rejets, du nettoyage et de la déclaration d'information sont plus sévères et plus coûteuses qu'avec la législation précédente. De plus, l'éventail des mesures en exécution qui sont offertes et la sévérité des sanctions ont été considérablement accrus. Ces modifications se répercuteront à peine sur le coût des activités en Alberta.

Real s'est engagée à assumer ses responsabilités afin de protéger l'environnement partout où elle exerce ses activités et elle prévoit faire d'autres dépenses, modestes cependant, de nature immobilière, notamment, par suite du resserrement des lois en matière de protection de l'environnement.

Ressources humaines

Au 15 mai 2003, la Société comptait 44 employés.

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES

Les principes données financières annuelles présentées ci-après sont tirées des états financiers de la Société et des notes y afférentes qui sont contenus dans le rapport annuel 2002 de la Société et elles doivent être lues en parallèle avec ces derniers.

	Exercices terminés les 31 décembre		
	2002	2001	2000
Produits.....	52 55	51 52	39 52
Redevances, montant net ¹⁾	10 05	9 92	7 61
Frais d'exploitation	10 45	9 06	5 62
Frais généraux et frais d'administration	2 85	2 66	1 83
Flux de trésorerie provenant de l'exploitation ²⁾	26 82	27 57	22 72
- par action ordinaire (résultat de base).....	1,36	1,48	1,35
- par action ordinaire (résultat dilué).....	1,34	1,45	1,33
Bénéfice net	5 90	7 60	8 58
- par action ordinaire (résultat de base).....	0,30	0,41	0,51
- par action ordinaire (résultat dilué).....	0,29	0,40	0,50
Total de l'actif.....	163 34	121 02	99 82
Dette à long terme (montant net).....	56 57	32 68	29 30
Capitaux propres	61 62	53 78	42 12

Notes :

- 1) Le montant net des redevances correspond aux redevances payées moins le CIAR.
- 2) Les flux de trésorerie provenant de l'exploitation correspondent au bénéfice net ajusté pour tenir compte des éléments hors trésorerie inclus dans le bénéfice net.

Le tableau suivant contient les principales données financières trimestrielles de l'exercice terminé le 31 décembre 2002 et des quatre trimestres de 2001.

	Trimestres se terminant les			
	31 décembre 2002	30 septembre 2002	30 juin 2002	31 mars 2002
Produits	13 83	13 23	13 7	11 71
Flux de trésorerie provenant de l'exploitation	6 63	6 72	7 6	5 71
Flux de trésorerie par action (résultat dilué) ..	0,33 \$	0,34 \$	0,38 \$	0,29 \$
Bénéfice net.....	2 15	1 26	1 6	873
Bénéfice net par action (résultat dilué)	0,10 \$	0,06 \$	0,08 \$	0,05 \$
Bénéfice net par action (résultat de base)	0,12 \$	0,06 \$	0,08 \$	0,04 \$

	Trimestres se terminant les			
	31 décembre 2001	30 septembre 2001	30 juin 2001	31 mars 2001
Produits	10 96	12 86	13 6	13 91
Flux de trésorerie provenant de l'exploitation	4 86	6 92	8 0	7 61
Flux de trésorerie par action (résultat dilué) ..	0,25 \$	0,37 \$	0,42 \$	0,41 \$
Bénéfice net.....	205	1 92	3 1	2 3
Bénéfice net par action (résultat dilué)	0,01 \$	0,10 \$	0,17 \$	0,12 \$
Bénéfice net par action (résultat de base)	0,01 \$	0,10 \$	0,17 \$	0,13 \$

Pour de plus amples détails, se reporter aux états financiers vérifiés de la Société de l'exercice terminé le 31 décembre 2002, qui sont incorporés par renvoi dans la présente notice annuelle et en font partie intégrante.

Politique de dividende

La Société n'a versé aucun dividende sur les actions ordinaires. Elle a l'intention de réinvestir tous ses bénéfices dans le financement de l'expansion et de la croissance de ses activités, et elle ne prévoit pas verser de dividende dans un avenir prévisible. Le versement de dividende dans l'avenir dépendra de la situation financière, des besoins en capital et des résultats de la société, ainsi que des autres facteurs que le conseil d'administration pourra considérer pertinents.

ANALYSE PAR LA DIRECTION

L'analyse par la direction de la Société se rapportant aux états financiers de la Société de l'exercice ouvert le 1^{er} janvier 2002 et terminé le 31 décembre 2002, qui est présentée aux pages 21 à 27 du rapport annuel de la Société, est incorporée par renvoi à la présente notice annuelle et en fait partie intégrante.

MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

Au 1^{er} mai 2003, 23 484 593 actions ordinaires étaient émises et en circulation. Les actions ordinaires en circulation de la Société sont cotées et négociées à la Bourse de Toronto sous le symbole « RER ».

ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS

Le conseil d'administration de la Société se compose de six membres. Chaque administrateur est nommé pour un mandat se terminant à l'assemblée annuelle suivante des actionnaires de la Société. Les nom, fonctions auprès de la Société, lieu de résidence et occupations principales de chaque administrateur et dirigeant de la Société figurent ci-dessous.

<u>Nom et lieu de résidence</u>	<u>Fonctions</u>	<u>Occupations principales depuis cinq ans</u>
Lowell E. Jackson ⁴⁾ Calgary (Alberta)	Administrateur, président et chef de la direction	Président et chef de la direction de Real M. Jackson a été nommé président et chef de la direction de Real le 15 novembre 1997 et a été nommé membre du conseil d'administration de Real en janvier 1998.
Frans Burger ¹⁾³⁾ Calgary (Alberta)	Président du conseil	Homme d'affaires indépendant M. Burger est administrateur de Real depuis 1994 et en a été le président et chef de la direction du 24 septembre 1994 au 15 novembre 1997.
Dallas L. Droppo Calgary (Alberta)	Administrateur et secrétaire	Associé, Blake, Cassels & Graydon s.r.l., avocats. M. Droppo a été administrateur et secrétaire général de Real ; toutes les époques importantes depuis 1994. Il est associé au sein du cabinet d'avocats Blake, Cassels & Graydon s.r.l., où il concentre principalement sa pratique sur le droit des ressources naturelles, le financement des entreprises et le capital de risque.
Martin G. Abbott ¹⁾²⁾ Calgary (Alberta)	Administrateur	Administrateur délégué, TOM Capital Associates Inc. M. Abbott est administrateur depuis 1994. Il est associé et directeur général de TOM Capital Associates Inc., société d'investissement fermée qui a été constituée en 1995.
D. Nolan Blades ²⁾³⁾ Calgary (Alberta)	Administrateur	Président, Sunny Gables Holdings Ltd. M. Blades a été nommé au conseil d'administration de Real en juillet 2000. Il est président de Sunny Gables Holdings Ltd. depuis avril 2000 et, de septembre 1993 à avril 2000, il a été président et chef de la direction de Pursuit Resources Corporation.
Robert B. Michaleski ¹⁾ Calgary (Alberta)	Administrateur	Président et chef de la direction, Pembina Pipeline Corporation M. Michaleski a été nommé au conseil d'administration de Real le 1 ^{er} juin 2002. Il est président et chef de la direction de Pembina Pipeline Corporation depuis janvier 2000. Auparavant, M. Michaleski occupait le poste de vice-président, Finances et chef de la direction financière de Pembina Pipeline Corporation depuis 1992.

Nom et lieu de résidence	Fonctions	Occupations principales depuis cinq ans
Frank Muller Calgary (Alberta)	Vice président, Exploration	Vice-président, Exploration, de Real M. Muller a intégré les rangs de Real en janvier 1998 à titre de premier géologue prospecteur, a été promu géologue en chef en juillet 1999, puis a été promu vice-président, Exploration, le 31 janvier 2002.
Kenneth P. Murphy Calgary (Alberta)	Vice-président directeur	Vice-président directeur de Real M. Murphy a intégré les rangs de Real en juin 1996 à titre de vice-président, Aménagement des terres et expansion de l'entreprise, et a été promu vice-président directeur le 1 ^{er} septembre 2001.
Pamela Orr Calgary (Alberta)	Vice-présidente, Finances et chef de la direction financière	Vice-présidente, Finances, et chef de la direction financière M ^{me} Orr a intégré les rangs de Real le 21 février 2002 à titre de vice-présidente, Finances, et chef de la direction financière, et est responsable de toutes les activités financières de la Société. Auparavant, M ^{me} Orr était employée par PrimeWest Energy Trust à titre de contrôleur financier, poste qu'elle a occupé de mars 2001 à février 2002. De novembre 1999 à mars 2001, M ^{me} Orr a assumé la fonction de contrôleur au sein de Cypress Energy Inc. De septembre 1996 à septembre 1999, elle était contrôleur au sein de Northrock Resources Ltd.

Notes :

- 1) Membre du comité de vérification.
- 2) Membres du comité de la rémunération.
- 3) Membres du comité de vérification des réserves.
- 4) Membres du comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement.

Au 1^{er} avril 2003, les administrateurs et dirigeants de la Société étaient, directement ou indirectement, les propriétaires véritables d'un total de 1 453 886 actions ordinaires, représentant 6,2 % des actions ordinaires émises et en circulation de la Société, ou exerçaient un contrôle ou avaient la haute main sur ces actions.

CONFLITS D'INTÉRÊTS

À la date de la présente notice annuelle, les administrateurs et la direction de Real ne sont au courant d'aucun conflit important réel ou potentiel entre Real et l'un quelconque de ses administrateurs ou de ses dirigeants.

RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

La Société fournira les documents suivants à quiconque lui en fera la demande :

- a) lorsque les titres de la Société font l'objet d'un placement aux termes d'un prospectus simplifié ou qu'un prospectus simplifié provisoire a été déposé à l'égard d'un placement de ses titres :
 - (i) un exemplaire de la présente notice annuelle ainsi qu'un exemplaire de tout document, ou des pages pertinentes de celui-ci, intégré par envoi dans celle-ci,
 - (ii) un exemplaire des états financiers comparatifs de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002, ainsi que le rapport des vérificateurs qui l'accompagne et un exemplaire de tout état financier intermédiaire ultérieur de la Société,
 - (iii) un exemplaire de la circulaire d'information de la Société datée du 7 avril 2003,
 - (iv) un exemplaire de tout autre document qui est intégré par renvoi au prospectus simplifié, provisoire ou définitif, et qu'il n'est pas nécessaire de fournir aux termes des points (i) à (iii) ci-dessus,

- b) à tout autre moment, un exemplaire des documents mentionnés aux points (i) à (iii) ci-dessus; toutefois, la Société pourra exiger le paiement d'un droit raisonnable si la demande est faite par une personne qui n'est pas actionnaire.

Des renseignements supplémentaires, notamment la rémunération des administrateurs et des dirigeants, les prêts qui leur ont été consentis, le nom des principaux porteurs des titres de la Société, les options d'achat de titres et les intérêts des initiés dans des opérations importantes, le cas échéant, figurent dans la circulaire de sollicitation de procurations de la Société concernant sa dernière assemblée annuelle des actionnaires à laquelle il y a eu élection d'administrateurs, et des renseignements financiers supplémentaires sont fournis dans les états financiers comparatifs pour son dernier exercice révolu.

La Société fournira les documents précités à quiconque en fera la demande à son secrétaire général au 3500, 855-2nd Street S.W., Calgary (Alberta) T2P 4J8.