



**MAGIN ENERGY INC.**

**NOTICE ANNUELLE**

**Pour l'exercice terminé le 31 décembre 1999**

**Le 14 avril 2000**

## **TABLE DES MATIÈRES**

|            | <b><u>Page n°</u></b>                                    |
|------------|--|
| Rubrique 1 | Constitution.....5                                       |
| Rubrique 2 | Évolution générale de l'entreprise .....5                |
| Rubrique 3 | Description de l'entreprise.....7                        |
| Rubrique 4 | Principales informations financières consolidées .....22 |
| Rubrique 5 | Analyse par la direction .....25                         |
| Rubrique 6 | Marché pour les titres.....25                            |
| Rubrique 7 | Administrateurs et membres de la direction .....25       |
| Rubrique 8 | Renseignements supplémentaires .....27                   |

### **DATE DES RENSEIGNEMENTS**

Sauf indication contraire, les renseignements donnés dans la présente notice annuelle sont arrêtés à la fin de l'exercice financier le plus récent de la Société, soit le 31 décembre 1999.

## ABRÉVIATIONS

### **Pétrole brut et liquides extraits du gaz naturel**

|       |   |
|-------|---|
| WTI   | West Texas Intermediate                             |
| API   | American Petroleum Institute                        |
| CIAR  | crédit d'impôt de l'Alberta au titre des redevances |
| b     | baril ou barils                                     |
| kb    | millier de barils                                   |
| Mb    | million de barils                                   |
| bpj   | barils par jour                                     |
| bép   | baril équivalent de pétrole                         |
| kbép  | millier de barils équivalent de pétrole             |
| Mbép  | million de barils équivalent de pétrole             |
| béppj | baril équivalent de pétrole par jour                |
| LGN   | liquides extraits du gaz naturel                    |
| brs   | baril de réservoir de stockage                      |
| kbrs  | millier de barils de réservoir de stockage          |
| Mbrs  | million de barils de réservoir de stockage          |

### **Gaz naturel**

|                     |   |
|---------------------|---|
| kpi <sup>3</sup>    | millier de pieds cubes                  |
| Mpi <sup>3</sup>    | million de pieds cubes                  |
| Gpi <sup>3</sup>    | milliard de pieds cubes                 |
| kpi <sup>3</sup> pj | millier de pieds cubes par jour         |
| Mpi <sup>3</sup> pj | million de pieds cubes par jour         |
| Gj                  | gigajoule                               |
| Mbtu                | million d'unités thermales britanniques |
| M                   | million                                 |

---

## CONVERSION

| <b>Pour convertir des</b>         | <b>En</b>                         | <b>Multiplier par</b> |
|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------|
| bép                               | kpi <sup>3</sup>                  | 10                    |
| kpi <sup>3</sup>                  | mètres cubes (« m <sup>3</sup> ») | 28,174                |
| mètres cubes                      | pieds cubes                       | 35,494                |
| b                                 | mètres cubes (« m <sup>3</sup> ») | 0,159                 |
| mètres cubes (« m <sup>3</sup> ») | b                                 | 6,289                 |
| pieds                             | mètres                            | 0,305                 |
| mètres                            | pieds                             | 3,281                 |
| milles                            | kilomètres                        | 1,609                 |
| kilomètres                        | milles                            | 0,621                 |
| acres (Saskatchewan)              | hectares                          | 0,405                 |
| acres (Alberta)                   | hectares                          | 0,400                 |
| hectares (Saskatchewan)           | acres                             | 2,471                 |

hectares (Alberta)

acres

2,500

## **RUBRIQUE 1 CONSTITUTION**

Magin Energy Inc. a été constituée le 1<sup>er</sup> janvier 1998 par la fusion de Magin Energy Inc., de Discovery West Corp. (« Discovery »), de 670433 Alberta Ltd. et de Future Energy Consulting Ltd. en vertu de la *Business Corporations Act* (Alberta). Avec prise d'effet le 4 mai 1998, les statuts de Magin ont été modifiés de façon à regrouper les actions ordinaires de la Société à raison de trois contre une. Voir « Évolution générale de l'entreprise – Évolution de l'entreprise ».

Magin est une société ouverte dont les actions ordinaires sont inscrites à des fins de négociation à la Bourse de Toronto. Les bons de souscription d'actions ordinaires en circulation de Magin (les « bons de souscription ») sont inscrits à des fins de négociation à la *Canadian Venture Exchange*. Le siège social de Magin est situé au 700, 9th Avenue S.W., bureau 2300, Calgary (Alberta) T2P 3V4, et son bureau de direction, au 350, 7th Avenue S.W., bureau 1400, Calgary (Alberta) T2P 3N9.

Sauf si le contexte exige une interprétation différente, les mentions de « Magin » et de « la Société » dans la présente notice annuelle renvoient à Magin Energy Inc. et à ses filiales.

### **Filiales**

À la date des présentes, Magin compte trois filiales en propriété exclusive : Torrington Resources Ltd. (« Torrington »), prorogée en vertu des lois de l'Alberta et Magin Finance Corp. et 764876 Alberta Inc., toutes deux constituées en vertu des lois de l'Alberta.

## **RUBRIQUE 2 ÉVOLUTION GÉNÉRALE DE L'ENTREPRISE**

Magin est une petite société pétrolière et gazière établie à Calgary, en Alberta. La Société centre son attention sur l'exploration et la mise en valeur de réserves de pétrole et de gaz naturel en Alberta et en Saskatchewan.

Entre 1995 et 1998, les terrains et les réserves de Magin ont connu une croissance considérable. La superficie des terrains inexploités est passée de 4 300 acres nets en 1995 à 63 558 acres nets en 1996, puis à 245 322 acres nets en 1997 et à 477 590 acres nets en 1998. Les réserves prouvées et probables non affectés d'un facteur de risque sont passées de 0,13 Mbép en 1995 à 8,58 Mbép en 1996, puis à 24,59 Mbép en 1997 et à 36,88 Mbép en 1998.

À la fin de l'exercice 1999, la superficie des terrains inexploités s'établissait à 403 673 acres nets et les réserves prouvées et probables non affectées d'un facteur de risque atteignaient 31,3 Mbép. La diminution par rapport à l'exercice 1998 était principalement attribuable à l'aliénation de propriétés gazières peu profondes à Hatton, en Saskatchewan, et à Gleichen/Bassano, en Alberta, survenue en 1999.

La production quotidienne et les rentrées de fonds ont augmenté considérablement au cours des cinq derniers exercices. La production quotidienne s'est établie en moyenne à 36 bép en 1995, à 684 bép en 1996, à 4 904 bép en 1997, à 8 874 bép en 1998 et à 9 367 bép en 1999. Les fonds provenant de l'exploitation sont passés de 10 173 \$ en 1995 à 3,4 M\$ en 1996, puis à 15,7 M\$ en 1997, à 23,4 M\$ en 1998 et à 27,9 M\$ en 1999.

Les dépenses en immobilisations ont totalisé 325,1 M\$ au cours des cinq derniers exercices. Ces dépenses ont été financées au moyen des rentrées de fonds (22 %), de financement par emprunt

(19 %), de financement par actions (51 %) et d'éléments hors caisse (8 %). Les dépenses relatives à l'exploration et à la mise en valeur se sont établies à 146,0 M\$ au cours de cette période et les dépenses relatives aux acquisitions de sociétés et de propriétés, déduction faite des aliénations de propriétés, se sont établies à environ 179,1 M\$.

### **Évolution de l'entreprise**

Magin a été constituée sous la dénomination « Kyber Resources Inc. » (« Kyber ») en vertu des lois de la province de Colombie-Britannique le 27 août 1986. En octobre 1994, une nouvelle équipe a pris la direction de Kyber, un nouveau conseil d'administration a été élu et l'entreprise a été restructurée. Au cours des deux exercices ayant précédé cette restructuration, Kyber n'avait exercé que des activités minimales, son actif était nominal et elle n'avait pas déclaré de résultats financiers importants. La production de Kyber s'établissait à 19 béppj et provenait principalement de son intérêt dans la zone Taber de l'Alberta, dont elle n'était pas l'exploitante. Avec prise d'effet le 20 février 1995, la dénomination de la Société a été remplacée par « Magin Energy Inc. ».

Le 26 septembre 1996, Magin, Equis Energy Corp. (« Equis ») et Denergy Limited (« Denergy ») ont fusionné dans le cadre de la réorganisation des trois sociétés et la société issue de la fusion a pris la dénomination « Magin Energy Inc. ». La réorganisation a été réalisée aux termes d'un plan d'arrangement suivant lequel la contrepartie totale versée se chiffrait à environ 6,5 M\$ pour Equis et à environ 9,4 M\$ pour Denergy. Au 26 septembre 1996, la production était passée à 1 000 bpi de pétrole brut et de liquides extraits du gaz naturel et à 6,0 Mpi<sup>3</sup> de gaz naturel.

Le 30 avril 1997, dans le cadre d'une offre publique d'achat datée du 8 avril 1997, Magin a acquis environ 94,5 % des actions ordinaires en circulation de Discovery West Corp., société pétrolière et gazière inscrite à la Bourse de Toronto. Magin a acquis par la suite le reste des actions ordinaires de Discovery aux termes des dispositions relatives à l'acquisition forcée de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*. La contrepartie globale versée par Magin relativement à l'acquisition s'est élevée à environ 79,0 M\$, déduction faite de la prise en charge d'une dette à long terme de 14,4 M\$, soit 35,9 M\$ en espèces (y compris les frais d'acquisition) et l'émission d'actions ordinaires de Magin évaluées à environ 43,1 M\$.

Le 13 mai 1997, Magin a acquis la totalité des actions émises et en circulation de Auburn Exploration Ltd., société pétrolière et gazière fermée, moyennant une contrepartie globale de 3,6 M\$. Avec prise d'effet le 20 juin 1997, Auburn Exploration Ltd. a adopté la dénomination 670433 Alberta Ltd.

Le 22 août 1997, Magin a vendu à un tiers certaines de ses installations de traitement du pétrole et du gaz, ce qui s'est traduit par un produit global de 15 M\$. Magin a affecté le produit de la vente au remboursement de prêts bancaires existants. Magin continue d'utiliser les installations aux termes d'arrangements de traitement.

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> septembre 1997, Magin a acquis la totalité des actions émises et en circulation de Future Energy Consulting Ltd. (« Future Energy ») en contrepartie de 0,5 M\$ en espèces. L'unique actif de Future Energy consistait en un intérêt pétrolier et gazier dans des terrains de la zone Jenner de l'Alberta.

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 1998, Magin, Discovery, 670433 Alberta Ltd. et Future Energy ont fusionné et ont été prorogées sous la dénomination « Magin Energy Inc. ».

Avec prise d'effet le 4 mai 1998, le capital-actions émis de Magin a été regroupé à raison de trois actions contre une.

Le 17 juillet 1998, dans le cadre d'une offre publique d'achat datée du 23 juin 1998, Magin a acquis environ 96,6 % des actions ordinaires en circulation de Torrington Resources Ltd., société pétrolière et gazière inscrite à la Bourse de Toronto. Magin a acquis par la suite le reste des actions ordinaires de Torrington aux termes des dispositions relatives à l'acquisition forcée de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*. La contrepartie globale versée par Magin relativement à l'acquisition se composait d'une somme d'environ 68,6 M\$ (y compris les frais d'acquisition et déduction faite de la prise en charge d'une dette à long terme de 22,1 M\$) et de l'émission de 10 035 117 actions ordinaires de Magin et de 5 017 548 bons de souscription d'une valeur globale d'environ 65,2 M\$. Chaque bon de souscription confère à son porteur le droit d'acquérir une action ordinaire de Magin au prix de levée de 9,50 \$ chacune jusqu'au 1<sup>er</sup> septembre 2000, sous réserve du droit de Magin de devancer la date d'expiration dans certaines circonstances. Au 31 décembre 1999, tous les bons de souscription étaient en circulation. Les bons de souscription sont inscrits à la *Canadian Venture Exchange*.

Le 5 novembre 1998, Magin a vendu à un tiers certaines de ses installations de traitement du pétrole et du gaz, ce qui s'est traduit par un produit global de 20 M\$. Magin a affecté le produit de la vente au remboursement de prêts bancaires existants. Magin continue d'utiliser les installations aux termes d'arrangements de traitement. Cette opération et l'opération du 22 août 1997 touchant les installations ont été comptabilisées à titre de contrats de location-exploitation. Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2000, les arrangements de traitement ont été modifiés à la suite de la décision de Magin de racheter les installations à l'expiration de ces arrangements. Par conséquent, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2000, les arrangements de traitement ont été comptabilisés à titre de contrats de location-acquisition. Les sommes comptabilisées à titre d'immobilisations et d'obligations à titre de location-acquisition ont augmenté de 29,6 M\$ à la suite de ce changement.

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 1999, Magin a acquis des éléments d'actif dans les champs Hastings, Silverton, Rosebank et Wordsworth du sud-est de la Saskatchewan en contrepartie de 11 M\$. Ces champs comprennent des puits de pétrole productifs verticaux et horizontaux ainsi que deux installations de traitement centrales. Au moment de l'acquisition, la production provenant de ces éléments d'actif s'établissait à 840 bpj et avait augmenté par la suite pour s'établir à 1 200 bpj au 31 décembre 1999.

Au cours du deuxième et du troisième trimestres de 1999, des propriétés gazières secondaires et peu profondes ont été vendues en contrepartie d'un produit global de 34,6 M\$.

### **RUBRIQUE 3 DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE**

Magin a pour objectif principal de devenir une société d'exploration et de mise en valeur intégrée produisant un rendement de l'avoir des actionnaires supérieur à la moyenne. Ses stratégies principales comprennent l'exploitation de la quasi-totalité de ses propriétés, le maintien d'une participation élevée dans celles-ci, la production de produits de grande valeur, la constitution d'un actif de réserves productives et l'acquisition et l'évaluation de terrains inexploités d'une superficie appréciable.

## **Propriétés de la Société**

Les terrains détenus par Magin sont regroupés dans deux zones principales situées en Alberta et en Saskatchewan : la zone occidentale et la zone orientale. Magin conserve un intérêt économique direct moyen de 85 % dans ses propriétés, plus de 95 % de sa production et de ses revenus provenant de propriétés qu'elle exploite.

Au cours de 1999, des propriétés gazières peu profondes situées à Atton, en Saskatchewan, et à Gleichen/Bassano, en Alberta ont été vendues. Ces propriétés avaient des réserves de gaz naturel prouvées totales de 44,3 Gpi<sup>3</sup>, représentant 39 % des réserves de gaz naturel prouvées de la Société au début de 1999. En raison de cette vente et d'autres ventes de propriétés secondaires, Magin a réorganisé ses zones en exploitation en éliminant la zone centrale. Grand Forks et Jenner, qui faisaient partie de la zone centrale au 31 décembre 1998, ont été intégrées à la zone orientale. Three Hills Creek, qui faisait partie de la zone centrale au 31 décembre 1998, a été intégrée à la zone occidentale. Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> avril 2000, les propriétés de la zone Grand Forks ont été vendues en contrepartie de 3,6 M\$.

Les sommaires des zones et des propriétés qui suivent décrivent les éléments d'actif principaux de Magin. Toutes les réserves et les valeurs de la production sont présentées selon des montants nets pour Magin, sans déduire les redevances. Les valeurs liées à la production sont données en date du 31 décembre 1999. Les chiffres relatifs aux réserves sont tirés du rapport de Paddock Lindstrom & Associates Ltd. qui évalue, en date du 1<sup>er</sup> janvier 2000, les réserves de gaz naturel, de liquides extraits du gaz naturel et de pétrole brut de Magin ainsi que les revenus de production nets futurs attribués à celles-ci (le « rapport PLA ») et sont fondés sur l'hypothèse de la hausse des prix.

### **Zone orientale**

La zone orientale englobe la totalité des propriétés pétrolifères et gazéifères de Magin situées en Saskatchewan ainsi que ses propriétés de l'Alberta qui se trouvent à l'est du rang 20, à l'ouest du quatrième méridien. Magin s'est établie comme producteur important de pétrole et de gaz dans ces zones au moyen de l'exploration, de la mise en valeur, de l'acquisition et de l'optimisation de propriétés productives.

La zone orientale se compose de sept grandes propriétés pétrolifères, d'une grande propriété gazéifère et de deux propriétés pétrolifères et gazéifères. Au 31 décembre 1999, la zone orientale contenait 59 % des réserves totales et 48 % des terrains inexploités de la Société.

Au 31 décembre 1999, la production totale de la zone orientale s'établissait à 6 339 béppj, soit 70 % de la production totale de Magin s'établissant à 9 000 béppj. Ce volume comprenait 5 432 bpj de pétrole, soit 86 % de la production pétrolière de Magin, et 9,1 Mpi<sup>3</sup> de gaz naturel, soit 33 % de la production de gaz naturel de Magin.

La qualité moyenne du pétrole brut de la zone orientale est de 28° API. La production est acheminée à des installations de traitement centrales par des réseaux collecteurs, puis aux clients, soit par pipeline soit par camion. La majeure partie de la production de l'Alberta provient des formations Dina, Cummings et Lloydminster et, en Saskatchewan, de la formation Kisbey. Ces formations se caractérisent par une grande production d'eau qui s'ajoute au pétrole. La majeure partie des installations comprennent des installations d'évacuation ou d'injection d'eau.

Le gaz naturel produit dans la zone occidentale est soit du gaz sec non corrosif soit du gaz sec légèrement corrosif produit à partir des sables crétacés.

Les champs de pétrole sont habituellement forés soit à partir de plates-formes multipuits soit à partir de concessions à puits unique jusqu'à une profondeur de 800 à 1 000 mètres. Les champs de pétrole font l'objet de méthodes de production primaire ou secondaire. Les mécanismes de récupération secondaire comprennent l'inondation ou le maintien de la pression au moyen de l'eau. Aucun mécanisme de récupération assistée du pétrole n'est actuellement en place.

En 1999, un puits horizontal a été foré à Alliance, en Alberta. En 2000, la zone orientale se concentrera sur le forage de puits verticaux et horizontaux supplémentaires à Alliance, dans le sud-est de la Saskatchewan.

### Sommaire des propriétés de la zone orientale

|                            |   |              |                        | Intérêt de Magin                           |                           |                             |                         |  |                         |
|----------------------------|---|--------------|------------------------|--|---------------------------|-----------------------------|-------------------------|--|-------------------------|
|                            |   |              |                        | Production quotidienne au 31 décembre 1999 |                           | Total des réserves prouvées |                         | Total des réserves probables (compte non tenu du risque) |                         |
| Propriété                  | Emplacement W4M (sauf indication contraire) | I.É.D. moyen | Puits productifs bruts | Pétrole et LGN (bpj)                       | Gaz (Mpi <sup>3</sup> pj) | Pétrole et LGN (kbrs)       | Gaz (Gpi <sup>3</sup> ) | Pétrole et LGN (kbrs)                                    | Gaz (Gpi <sup>3</sup> ) |
| Alliance                   | C. 39-41 R. 12-14                           | 93 %         | 57                     | 845  | 1,8                       | 2 016                       | 3,3                     | 544  | 0,3                     |
| Eyehill                    | C. 36-37 R. 2-3                             | 100 %        | 10                     | 193  | 0,4                       | 463                         | 1,3                     | 30   | -                       |
| Grand Forks                | C. 11-12 R. 13-14                           | 85 %         | 17                     | 323  | -                         | 600                         | -                       | 46   | -                       |
| Grays Lake                 | C. 32-37 R. 6-8                             | 65 %         | 36                     | 27   | 2,5                       | 65                          | 4,7                     | 67   | 4,4                     |
| Hansman Lake               | C. 40-41 R. 3-4                             | 100 %        | 10                     | 222  | 1,6                       | 364                         | 1,8                     | 315  | 1,1                     |
| Jenner                     | C. 20-21 R. 9-10                            | 100 %        | 9                      | 390  | -                         | 1 042                       | 1,3                     | 118  | -                       |
| Monitor/Loyalist           | C. 33-34 R. 7-8                             | 98 %         | 31                     | 897  | 0,4                       | 2 308                       | 1,3                     | 199  | 0,1                     |
| Sud-est de la Saskatchewan | C. 3-4 R. 30-33 W1M<br>C. 7 R. 4 W2M        | 91 %         | 38                     | 1 200                                      | -                         | 2 191                       | -                       | 1 075  | -                       |
| Soapy Lake                 | C. 37 R. 4                                  | 71 %         | 43                     | 703  | -                         | 1 240                       | 0,6                     | 208  | 0,2                     |
| Sounding Lake              | C. 37-38 R. 4                               | 80 %         | 33                     | 374  | 0,1                       | 509                         | 0,2                     | 167  | 0,1                     |
| Divers                     |   | Divers       |                        | 258  | 2,3                       | 656                         | 0,5                     | 249  | 0,2                     |
| <b>Total de la zone</b>    |   |              |                        | <b>5 432</b>                               | <b>9,1</b>                | <b>11 454</b>               | <b>15,0</b>             | <b>3 018</b>   | <b>6,4</b>              |

### Zone occidentale

La zone occidentale est la zone d'exploration principale de la Société. Elle comprend des propriétés situées à l'ouest du rang 20 du quatrième méridien en Alberta. Le programme d'exploration vise du gaz naturel riche en liquides ou à haute pression ainsi que du pétrole léger à des profondeurs allant de 1 500 à 3 300 mètres. L'exploration a abouti à des découvertes importantes et à de vastes travaux de mise en valeur à Saddle Hills, à Three Hills Creek, à Windfall et à Willesden Green.

Three Hills Creek, qui était auparavant située dans la zone centrale, a été intégrée à la zone occidentale en 1999. Cette propriété contient du gaz naturel riche en liquides, du pétrole léger, un potentiel multizones à l'égard de puits de gaz naturel profonds et peu profonds ainsi que des infrastructures.

Une grande installation de traitement du gaz est située à Three Hills Creek. Magin a vendu l'installation à un tiers en 1998 et l'exploite et continue à l'utiliser aux termes d'arrangements de traitement. Magin a l'option de racheter une participation de 100 % dans l'installation, qui comprend une usine de gaz non corrosif d'une production nominale de 20 Mpi<sup>3</sup>pj ainsi que le réseau collecteur connexe. L'installation traite actuellement 10,3 Mpi<sup>3</sup>pj de gaz assorti d'un intérêt économique et traite à façon 3,4 Mpi<sup>3</sup>pj de gaz pour le compte de tiers.

Au 31 décembre 1999, dans la zone occidentale, la production de pétrole s'établissait à 848 bpi, et la production de gaz naturel, à 18,1 Mpi<sup>3</sup>pj. Au 31 décembre 1999, 30 % de la production totale provenait de cette zone, soit 14 % de la production totale de pétrole et 67 % de la production totale de gaz naturel.

Au 31 décembre 1999, la zone occidentale conférait 41 % des réserves prouvées totales et 52 % des terrains inexploités de la Société.

### Sommaire des propriétés de la zone occidentale

|                         |                       |              |                        | Intérêt de Magin                           |                                   |                             |                                 |  |                                 |
|-------------------------|-----------------------|--------------|------------------------|--|-----------------------------------|-----------------------------|---------------------------------|--|---------------------------------|
|                         |                       |              |                        | Production quotidienne au 31 décembre 1999 |                                   | Total des réserves prouvées |                                 | Total des réserves probables (compte non tenu du risque) |                                 |
| Propriété               | Emplacement           | I.É.D. moyen | Puits productifs bruts | Pétrole et LGN (bpi)                       | Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> pj) | Pétrole et LGN (kbrs)       | Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> ) | Pétrole et LGN (kbrs)                                    | Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> ) |
| Saddle Hills            | C. 74-78 R. 6-9 W6M   | 26 %         | 6                      | 28   | 2,6                               | 29                          | 2,0                             | 13   | 0,8                             |
| Three Hills Creek       | C. 34-37 R. 26-27 W4M | 58 %         | 65                     | 485  | 10,3                              | 1 114                       | 19,5                            | 1 755  | 14,7                            |
| Willesden Green         | C. 38-39 R. 4-5 W5M   | 100 %        | 8                      | 237  | 1,3                               | 2 724                       | 7,7                             | 662  | 0,6                             |
| Windfall                | C. 59-61 R. 14-15 W5M | 91 %         | 9                      | 84   | 3,6                               | 286                         | 13,2                            | 179  | 9,3                             |
| Divers                  |                       | Divers       |                        | 14   | 0,3                               | 34                          | 5,8                             | 70   | 4,7                             |
| <b>Total de la zone</b> |                       |              |                        | <b>848</b>                                 | <b>18,1</b>                       | <b>4 187</b>                | <b>48,2</b>                     | <b>2 679</b>   | <b>30,1</b>                     |

### Réserves et valeur nette actualisée

Le tableau suivant résume les réserves de gaz naturel, de liquides extraits du gaz naturel et de pétrole de Magin ainsi que la valeur actualisée nette des revenus futurs qui en seront tirés, compte tenu du CIAR, selon les estimations du rapport PLA. **Les évaluations de la valeur actualisée nette des revenus de production futurs qui figurent dans les tableaux ne tiennent pas compte de la provision pour impôts sur le revenu ni des frais indirects. Le lecteur ne doit pas présumer que la valeur actualisée des revenus futurs estimatifs représente la juste valeur marchande des réserves de Magin. Lorsque les revenus futurs estimatifs sont fondés sur des hypothèses présumant la hausse des prix et des coûts, rien ne peut garantir que ces hypothèses seront confirmées, et les écarts pourraient être considérables.** D'autres hypothèses et restrictions ayant trait notamment au coût et au prix de la production future sont résumées dans les notes qui suivent les tableaux. Au 31 décembre 1991, les pourcentages des réserves prouvées en production totales s'établissaient ainsi : 74 % pour le pétrole, 66 % pour le gaz naturel et 67 % pour les LGN. Actuellement, les pourcentages des réserves prouvées en production totales s'établissent ainsi : 78 % pour le pétrole, 75 % pour le gaz naturel et 78 % pour les LGN.

**SOMMAIRE DES RÉSERVES ET DES DONNÉES ÉCONOMIQUES -Montants nets  
pour l'intérêt évalué**

**Hausse des prix**

| Description  | Réserves       |        |                                 |        |          |        | Rentrées cumulatives (avant impôts) – en millions de dollars |                |                |                |
|--|----------------|--------|---------------------------------|--------|----------|--------|--|----------------|----------------|----------------|
|  | Pétrole (Mbrs) |        | Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> ) |        | LGN (Mb) |        | Actualisées à  |                |                |                |
|  | Brutes         | Nettes | Brutes                          | Nettes | Brutes   | Nettes | Non act.   | 10 % par année | 15 % par année | 20 % par année |
| Réserves prouvées productives  | 10,7           | 9,3    | 41,6                            | 33,6   | 0,8      | 0,6    | 217,2  | 147,9          | 129,4          | 115,9          |
| Réserves prouvées non productives  | 0,5            | 0,4    | 17,0                            | 13,1   | 0,3      | 0,2    | 37,6   | 23,1           | 19,3           | 16,5           |
| Réserves prouvées inexploitées   | 3,2            | 2,6    | 4,6                             | 3,7    | 0,1      | 0,1    | 37,9   | 19,0           | 14,2           | 10,7           |
| Total des réserves prouvées  | 14,4           | 12,3   | 63,2                            | 50,4   | 1,2      | 0,9    | 292,7  | 190,0          | 162,9          | 143,1          |
| Réserves probables supplémentaires   | 5,0            | 4,2    | 36,5                            | 29,8   | 0,7      | 0,4    | 144,3  | 69,0           | 53,5           | 43,3           |
| Total des réserves prouvées et des réserves probables supplémentaires                        | 19,4           | 16,5   | 99,7                            | 80,2   | 1,9      | 1,3    | 437,0  | 259,0          | 216,4          | 186,4          |
| Moins les réserves probables supplémentaires affectées d'un facteur de 50 %                  | 2,5            | 2,1    | 18,3                            | 14,9   | 0,3      | 0,2    | 72,1   | 34,5           | 26,8           | 21,7           |
| Réserves prouvées plus les réserves probables supplémentaires affectées d'un facteur de 50 % | 16,9           | 14,4   | 81,4                            | 65,3   | 1,6      | 1,1    | 364,9  | 224,5          | 189,6          | 164,7          |

**Constance des prix**

| Description   | Réserves       |        |                                 |        |          |        | Rentrées cumulatives (avant impôts) – en millions de dollars |                |                |                |
|---|----------------|--------|---------------------------------|--------|----------|--------|--|----------------|----------------|----------------|
|   | Pétrole (Mbrs) |        | Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> ) |        | LGN (Mb) |        | Actualisées à  |                |                |                |
|   | Brutes         | Nettes | Brutes                          | Nettes | Brutes   | Nettes | Non act.   | 10 % par année | 15 % par année | 20 % par année |
| Réserves prouvées productives   | 10,7           | 9,2    | 41,6                            | 33,4   | 0,8      | 0,6    | 317,1  | 212,1          | 184,4          | 164,0          |
| Réserves prouvées non productives                                     | 0,5            | 0,4    | 16,9                            | 13,0   | 0,3      | 0,2    | 44,5   | 27,6           | 23,1           | 19,9           |
| Réserves prouvées inexploitées  | 3,2            | 2,6    | 4,6                             | 3,7    | 0,1      | 0,1    | 66,1   | 35,1           | 27,2           | 21,7           |
| Total des réserves prouvées   | 14,4           | 12,2   | 63,1                            | 50,1   | 1,2      | 0,9    | 427,7  | 274,8          | 234,7          | 205,6          |
| Réserves probables supplémentaires                                    | 5,0            | 4,1    | 36,5                            | 29,6   | 0,7      | 0,5    | 184,4  | 91,0           | 71,5           | 58,6           |
| Total des réserves prouvées et des réserves probables supplémentaires | 19,4           | 16,3   | 99,6                            | 79,7   | 1,9      | 1,4    | 612,1  | 365,8          | 306,2          | 264,2          |

| Description  | Réserves       |        |                                 |        |          |        | Rentrées cumulatives (avant impôts) – en millions de dollars |                |                |                |
|--|----------------|--------|---------------------------------|--------|----------|--------|--|----------------|----------------|----------------|
|  | Pétrole (Mbrs) |        | Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> ) |        | LGN (Mb) |        | Actualisées à  |                |                |                |
|  | Brutes         | Nettes | Brutes                          | Nettes | Brutes   | Nettes | Non act.   | 10 % par année | 15 % par année | 20 % par année |
| Moins les réserves probables supplémentaires affectées d'un facteur de 50 %                  | 2,5            | 2,1    | 18,2                            | 14,8   | 0,3      | 0,3    | 92,2   | 45,5           | 35,7           | 29,3           |
| Réserves prouvées plus les réserves probables supplémentaires affectées d'un facteur de 50 % | 16,9           | 14,2   | 81,4                            | 64,9   | 1,6      | 1,1    | 519,9  | 320,3          | 270,5          | 234,9          |

#### Notes

1. Les réserves brutes désignent le total des réserves récupérables restantes appartenant à la Société, sans déduire les redevances appartenant à d'autres parties.
2. Les réserves nettes désignent le total des réserves récupérables restantes revenant à la Société, déduction faite de tous les intérêts appartenant à d'autres parties, y compris les redevances de la Couronne et de propriété foncière perpétuelle.
3. « Avant impôts » signifie sans tenir compte des impôts sur le revenu.
4. Les définitions suivantes sont utilisées dans le rapport PLA :

Les réserves sont évaluées par Paddock Lindstrom & Associates Ltd. conformément aux définitions suivantes, qui correspondent aux lignes directrices énoncées par les organismes canadiens de réglementation des valeurs mobilières (Instruction générale 2-B) :

- a) **Total des réserves prouvées :** Les réserves estimées récupérables avec un degré élevé de certitude, selon les techniques actuelles et la conjoncture économique existante, si l'hypothèse de la constance des prix et des coûts est posée, et selon la conjoncture économique prévue, si l'hypothèse de la hausse des prix et des coûts est posée, de la partie d'un réservoir qui peut raisonnablement être évaluée comme rentable d'après l'analyse des données de forage, de géologie, de géophysique et d'ingénierie, y compris les réserves qui seront obtenues au moyen de procédés de récupération assistée s'étant révélés économiques et techniquement satisfaisants en ce qui a trait au réservoir en cause.
- b) **Réserves probables supplémentaires :** Les réserves qui, d'après l'analyse des données de forage, de géologie, de géophysique et d'ingénierie, ne sont pas démontrées comme étant prouvées selon les techniques actuelles et la conjoncture économique prévue, mais dont l'analyse en question laisse présumer l'existence et la récupération future. Les réserves probables supplémentaires qui seront obtenues par l'application de procédés de récupération assistée représentent les quantités qui seront récupérées en sus de celles qui sont estimées prouvées et qu'il est possible d'évaluer de façon réaliste quant au gisement d'après les procédés de récupération assistée dont l'application peut raisonnablement être prévue.

Paddock Lindstrom & Associates Ltd. subdivise les réserves prouvées en réserves productives, non productives et inexploitées selon les critères suivants :

- c) **Réserves prouvées productives :** Les réserves prouvées qui sont effectivement productives ou, si elles ne le sont pas, qui pourraient être récupérées à partir de puits ou d'installations existants; dans le deuxième cas, elles ne sont pas productives parce que le propriétaire en a décidé ainsi plutôt qu'en raison, notamment, de l'absence de marché. À titre d'exemple, il est possible qu'un puits ou une zone qui pourrait être productif soit fermé si sa production n'est pas nécessaire pour remplir les engagements contractuels.
- d) **Réserves prouvées non productives :** Les réserves prouvées qui ne sont actuellement pas productives en raison de l'absence d'installations ou de marché, ou des deux.
- e) **Réserves prouvées inexploitées :** Les réserves prouvées qu'on prévoit récupérer à partir de nouveaux puits situés sur des terrains non forés ou à partir de puits existants lorsque des dépenses en immobilisations relativement élevées sont nécessaires avant la remise en production des puits. Les réserves situées sur des terrains non forés sont limitées aux unités d'implantation de forage qui compensent les puits productifs dont on est raisonnablement certain de la production une fois forés. Les

réserves prouvées d'autres unités non forcées ne peuvent obtenir ce statut que si on peut démontrer avec certitude qu'il y a continuité de production depuis la formation productive existante.

5. Les hypothèses fondées sur la constance des prix et des coûts présument le maintien des lois et des règlements en vigueur. Les prévisions des revenus sont fondées sur des données économiques en dollars constants. Les prix du pétrole et du gaz ayant servi à produire les prévisions de revenus sont fonction des prix moyens de décembre 1999 pour la Société, qui se sont établis à 35,21 \$ par baril de pétrole, à 28,31 \$ par baril de gaz de LGN et à 3,07 \$ par kpi<sup>3</sup> de gaz et ils ont été maintenus constants au cours de la période visée par les prévisions.
6. Le rapport PLA estime que les dépenses en immobilisations non actualisées globales nécessaires pour tirer les rentrées nettes futures estimatives des réserves prouvées, d'après l'hypothèse de la constance des prix, totaliseront 20,1 M\$ (8,5 M\$ en 2000, 11,0 M\$ en 2001, 0,1 M\$ en 2002 et 0,5 M\$ par la suite) et, d'après l'hypothèse de la hausse des coûts, ces dépenses totaliseront 20,3 M\$ (8,5 M\$ en 2000, 11,2 M\$ en 2001, 0,1 M\$ en 2002 et 0,5 M\$ par la suite).
7. Le crédit d'impôt de l'Alberta au titre des redevances a été calculé pour les réserves de Magin en fonction des règlements applicables en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2000. Les chiffres consolidés de l'ensemble de l'entreprise sont le résultat de l'addition de données en fonction d'une matrice établie à partir de dossiers économiques particuliers; toutefois, des calculs sont effectués pour garantir que les plafonds du CIAR ne sont pas dépassés pour l'entreprise dans son ensemble.
8. L'augmentation prévue des dépenses en immobilisations et des frais d'exploitation est de 2 % par année.
9. L'hypothèse de la hausse des prix et des coûts présume le maintien des lois et des règlements en vigueur.
10. Le calcul de la valeur actualisée de la production nette future ne tient pas compte des frais d'abandon de puits et de remise en état des lieux ni des valeurs de récupération.

Paddock Lindstrom & Associates Ltd. a utilisé les hypothèses en matière de prix suivantes à l'égard du pétrole brut et des LGN, selon l'hypothèse de la hausse du prix des réserves pour les années 2000 à 2005, la hausse étant établie à 2 % par année par la suite :

| Année | Cours du change<br>\$ CA/\$ US | WTI @<br>Cushing<br>\$ US/b | Prix de<br>référence<br>d'Edmonton<br>\$ CA/b | Pétrole<br>moyen<br>(25° API)<br>à Hardisty<br>\$ CA/b | Pétrole<br>(29° API)<br>à Cromer<br>\$ CA/b | Alberta<br>Liquides extraits du gaz naturel<br>(dollars courants à cette date)<br>\$ CA/b |        |        |
|-------|--------------------------------|-----------------------------|---|--|---|---|--------|--------|
|       |                                | Courant à<br>cette date     | Courant à<br>cette date                       | Courant à<br>cette date                                | Courant à<br>cette date                     | Propane   | Butane | Éthane |
| 2000  | 0,690                          | 21,00                       | 29,43   | 24,68  | 25,02                                       | 17,66   | 19,13  | 7,16   |
| 2001  | 0,700                          | 20,00                       | 27,57   | 22,57  | 23,44                                       | 16,54   | 17,92  | 7,37   |
| 2002  | 0,710                          | 20,50                       | 27,85   | 22,75  | 23,68                                       | 16,71   | 18,10  | 7,37   |
| 2003  | 0,720                          | 20,91                       | 28,00   | 22,80  | 23,80                                       | 16,80   | 18,20  | 7,37   |
| 2004  | 0,720                          | 21,33                       | 28,56   | 23,26  | 24,28                                       | 17,14   | 18,56  | 7,37   |
| 2005  | 0,720                          | 21,75                       | 29,13   | 23,72  | 24,76                                       | 17,48   | 18,94  | 7,52   |

Paddock Lindstrom & Associates Ltd. a utilisé les hypothèses en matière de prix suivantes à l'égard du gaz naturel, selon l'hypothèse de la hausse du prix des réserves pour les années 2000 à 2005, la hausse étant établie à 2 % par année par la suite :

|       | Henry Hub<br>\$ US/Mbtu | AECO C<br>\$ CA/Mbtu    | Alberta<br>Ventes directes<br>\$ CA/Mbtu |            | Alberta<br>\$ CA/Mbtu |                 |        | Saskatchewan<br>\$ CA/Mbtu |
|-------|-------------------------|-------------------------|--|------------|-----------------------|-----------------|--------|----------------------------|
| Année | Courant à cette<br>date | Courant à<br>cette date | Au<br>comptant                           | 1 an ferme | TCGSL                 | Pan-<br>Alberta | ProGas | Provincial Gas             |
| 2000  | 2,50                    | 2,90                    | 2,75                                     | 2,75       | 2,65                  | 2,65            | 2,65   | 2,75                       |
| 2001  | 2,50                    | 2,90                    | 2,75                                     | 2,75       | 2,75                  | 2,75            | 2,75   | 2,85                       |
| 2002  | 2,50                    | 2,90                    | 2,75                                     | 2,75       | 2,75                  | 2,75            | 2,75   | 2,85                       |
| 2003  | 2,55                    | 2,90                    | 2,75                                     | 2,75       | 2,75                  | 2,75            | 2,75   | 2,85                       |
| 2004  | 2,60                    | 2,90                    | 2,75                                     | 2,75       | 2,75                  | 2,75            | 2,75   | 2,85                       |
| 2005  | 2,65                    | 2,96                    | 2,81                                     | 2,81       | 2,81                  | 2,81            | 2,81   | 2,91                       |

#### Notes

1. Sauf indication contraire, le point de référence du prix du gaz est le point de réception du réseau de transport du gaz provincial applicable. En Alberta, il s'agit du point de réception de Nova et les prix sont assujettis à tous les frais de collecte, de traitement et de compression engagés par l'exploitant. Dans le cas de la Saskatchewan, il s'agit du point de réception de Provincial Gas et les prix sont assujettis à des frais supplémentaires de collecte au gisement, de compression et de traitement peut considérables. Les prix de Pan-Alberta Gas Ltd. tiennent compte des versements de règlement. Le prix au comptant correspond au prix moyen pondéré pour un mois. Le prix ferme correspond au prix moyen pondéré pour douze mois.
2. Les prix indiqués ci-dessus ne sont que des prix de référence. Les revenus nets futurs de Magin sont calculés en fonction de la qualité des réserves de pétrole et de gaz, du coût du transport du produit jusqu'au marché et de tous les contrats de vente de gaz en place pour chacune des propriétés.

#### Prévisions de prix mises à jour

Étant donné la hausse des prix des marchandises actuels et futurs, PLA a révisé les prévisions relatives à la hausse des prix avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> avril 2000. Par conséquent, la valeur actualisée nette des rentrées de fonds a augmenté considérablement. Le tableau suivant présente les renseignements mis à jour appliqués au rapport PLA daté du 1<sup>er</sup> janvier 2000 (ces renseignements ne sont pas utilisés ailleurs dans la présente notice annuelle) :

#### Hausse des prix selon les prévisions établies en date du 1<sup>er</sup> avril 2000

| Description   | Réserves       |        |                                 |        |          |        | Rentrées cumulatives (avant impôts) –<br>en millions de dollars |                   |                   |                   |
|---|----------------|--------|---------------------------------|--------|----------|--------|---|-------------------|-------------------|-------------------|
|   | Pétrole (Mbrs) |        | Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> ) |        | LGN (Mb) |        | Actualisées à   |                   |                   |                   |
|   | Brutes         | Nettes | Brutes                          | Nettes | Brutes   | Nettes | Non act.  | 10 % par<br>année | 15 % par<br>année | 20 % par<br>année |
| Réserves prouvées productives   | 10,7           | 9,3    | 41,6                            | 33,4   | 0,8      | 0,6    | 238,5   | 165,6             | 146,2             | 131,8             |
| Réserves prouvées non productives                                     | 0,5            | 0,4    | 16,9                            | 13,0   | 0,3      | 0,2    | 41,4  | 26,0              | 21,8              | 18,8              |
| Réserves prouvées inexploitées  | 3,2            | 2,6    | 4,6                             | 3,7    | 0,1      | 0,1    | 40,1  | 20,8              | 15,8              | 12,3              |
| Total des réserves prouvées   | 14,4           | 12,3   | 63,1                            | 50,1   | 1,2      | 0,9    | 320,0   | 212,4             | 183,8             | 162,9             |
| Réserves probables supplémentaires                                    | 5,0            | 4,2    | 36,5                            | 29,6   | 0,7      | 0,5    | 153,8   | 74,7              | 58,5              | 47,7              |
| Total des réserves prouvées et des réserves probables supplémentaires | 19,4           | 16,5   | 99,6                            | 79,7   | 1,9      | 1,4    | 473,8   | 287,1             | 242,3             | 210,6             |
| Moins les réserves  | 2,5            | 2,1    | 18,2                            | 14,8   | 0,3      | 0,3    | 76,9  | 37,3              | 29,2              | 23,8              |

| Description  | Réserves       |        |                                 |        |          |        | Rentrées cumulatives (avant impôts) – en millions de dollars |                |                |                |
|--|----------------|--------|---------------------------------|--------|----------|--------|--|----------------|----------------|----------------|
|  | Pétrole (Mbrs) |        | Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> ) |        | LGN (Mb) |        | Actualisées à  |                |                |                |
|  | Brutes         | Nettes | Brutes                          | Nettes | Brutes   | Nettes | Non act.   | 10 % par année | 15 % par année | 20 % par année |
| probables supplémentaires affectées d'un facteur de 50 %                                     |                |        |                                 |        |          |        |  |                |                |                |
| Réserves prouvées plus les réserves probables supplémentaires affectées d'un facteur de 50 % | 16,9           | 14,4   | 81,4                            | 64,9   | 1,6      | 1,1    | 396,9  | 249,8          | 213,1          | 186,8          |

**Note**

1. Les notes 1 à 4 et 6 à 10 des pages 11 et 12 de la présente notice annuelle s'appliquent au tableau ci-dessus.

Paddock Lindstrom & Associates Ltd. a utilisé les hypothèses en matière de prix révisées suivantes à l'égard du pétrole brut et des liquides extraits du gaz naturel, selon l'hypothèse de la hausse du prix des réserves pour les années 2000 à 2005, la hausse étant établie à 2 % par année par la suite :

| Année | Cours du change \$ CA/\$ US | WTI @ Cushing \$ US/b | Prix de référence d'Edmonton \$ CA/b | Pétrole moyen (25° API) à Hardisty \$ CA/b | Pétrole moyen (29° API) à Cromer \$ CA/b | Liquides extraits du gaz naturel de l'Alberta (dollars courants à cette date) \$ CA/b |        |        |
|-------|-----------------------------|-----------------------|--------------------------------------|--|--|---|--------|--------|
|       |                             | Courant à cette date  | Courant à cette date                 | Courant à cette date                       | Courant à cette date                     | Propane   | Butane | Éthane |
| 2000  | 0,690                       | 26,00                 | 36,67                                | 31,80                                      | 33,01                                    | 21,71   | 25,04  | 9,93   |
| 2001  | 0,700                       | 21,00                 | 29,00                                | 24,00                                      | 26,10                                    | 17,40   | 18,85  | 10,01  |
| 2002  | 0,710                       | 20,50                 | 27,85                                | 22,75                                      | 25,07                                    | 16,71   | 18,10  | 9,95   |
| 2003  | 0,720                       | 20,91                 | 28,00                                | 22,80                                      | 25,20                                    | 16,80   | 18,20  | 9,75   |
| 2004  | 0,720                       | 21,33                 | 28,56                                | 23,26                                      | 25,71                                    | 17,14   | 18,56  | 9,43   |
| 2005  | 0,720                       | 21,75                 | 29,13                                | 23,72                                      | 26,22                                    | 17,48   | 18,94  | 9,61   |

Paddock Lindstrom & Associates Ltd. a utilisé les hypothèses en matière de prix révisées suivantes à l'égard du gaz naturel, selon l'hypothèse de la hausse du prix des réserves pour les années 2000 à 2005, la hausse étant établie à 2 % par année par la suite :

|      | Henry Hub<br>\$ US/Mbtu | AECO C<br>\$ CA/Mbtu    | Alberta<br>Ventes directes<br>\$ CA/Mbtu |            | Alberta<br>\$ CA/Mbtu |                 |        | Saskatchewan<br>\$ CA/Mbtu |
|------|-------------------------|-------------------------|--|------------|-----------------------|-----------------|--------|----------------------------|
|      | Courant à cette<br>date | Courant à<br>cette date | Au<br>comptant                           | 1 an ferme | TCGSL                 | Pan-<br>Alberta | ProGas | Provincial Gas             |
| 2000 | 2,75                    | 3,52                    | 3,37                                     | 3,37       | 2,98                  | 2,82            | 2,98   | 3,08                       |
| 2001 | 2,75                    | 3,35                    | 3,20                                     | 3,20       | 3,05                  | 3,05            | 3,05   | 3,15                       |
| 2002 | 2,65                    | 3,25                    | 3,10                                     | 3,10       | 3,05                  | 3,05            | 3,05   | 3,15                       |
| 2003 | 2,65                    | 3,15                    | 3,00                                     | 3,00       | 3,00                  | 3,00            | 3,00   | 3,10                       |
| 2004 | 2,65                    | 3,05                    | 2,90                                     | 2,90       | 2,90                  | 2,90            | 2,90   | 3,00                       |
| 2005 | 2,70                    | 3,11                    | 2,96                                     | 2,96       | 2,96                  | 2,96            | 2,96   | 3,06                       |

#### Notes

1. Sauf indication contraire, le point de référence du prix du gaz est le point de réception du réseau de transport du gaz provincial applicable. En Alberta, il s'agit du point de réception de Nova et les prix sont assujettis à tous les frais de collecte, de traitement et de compression engagés par l'exploitant. Dans le cas de la Saskatchewan, il s'agit du point de réception de Provincial Gas et les prix sont assujettis à des frais supplémentaires de collecte au gisement, de compression et de traitement peu considérables. Les prix de Pan-Alberta Gas Ltd. tiennent compte des versements de règlement. Le prix au comptant correspond au prix moyen pondéré pour un mois. Le prix ferme correspond au prix moyen pondéré pour douze mois.
2. Les prix indiqués ci-dessus ne sont que des prix de référence. Les revenus nets futurs de Magin sont calculés en fonction de la qualité des réserves de pétrole et de gaz, du coût du transport du produit jusqu'au marché et de tous les contrats de vente de gaz en place pour chacune des propriétés.

#### Rapprochement des réserves

Le tableau suivant résume l'évolution de la quote-part brute de la Société dans les réserves de pétrole, de LGN et de gaz naturel, sans tenir compte des redevances appartenant à d'autres parties, pour la période allant du 31 décembre 1998 au 31 décembre 1999.

|                           | Pétrole brut et LGN (Mb) |           |       | Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> ) |           |        |
|---------------------------|--------------------------|-----------|-------|---------------------------------|-----------|--------|
|                           | Prouvées                 | Probables | Total | Prouvées                        | Probables | Total  |
| Total au 31 décembre 1998 | 14,6                     | 5,1       | 19,7  | 114,3                           | 58,1      | 172,4  |
| Mise en valeur            | 3,3                      | 0,7       | 4,0   | 20,1                            | 4,3       | 24,4   |
| Acquisitions              | 1,5                      | 0,8       | 2,3   | -                               | -         | -      |
| Aliénations               | (0,9)                    | (0,1)     | (1,0) | (50,2)                          | (15,3)    | (65,5) |
| Production                | (2,2)                    | -         | (2,2) | (11,7)                          | -         | (11,7) |
| Révisions                 | (0,7)                    | (0,8)     | (1,5) | (9,3)                           | (10,6)    | (19,9) |
| Total au 31 décembre 1999 | 15,6                     | 5,7       | 21,3  | 63,2                            | 36,5      | 99,7   |

#### Dépenses en immobilisations

Le tableau suivant résume les dépenses en immobilisations totales engagées par Magin pour l'acquisition de propriétés, les puits d'exploration et de développement, le matériel de puits et des éléments corporels ainsi que d'autres dépenses en immobilisations au cours des périodes indiquées :

| En milliers de dollars                    | Exercice terminé<br>le 31 décembre 1999 | Exercice terminé<br>le 31 décembre 1998 |
|---|---|---|
| Acquisitions de propriétés et de sociétés | 13 368 \$                               | 107 923 \$                              |
| Aliénations de propriétés                 | (37 510)                                | (28 382)                                |
| Exploration et mise en valeur             | 34 313                                  | 33 895                                  |
| Matériel de puits et éléments corporels   | 5 984                                   | 14 313                                  |
| Autres                                    | 3 807                                   | 2 336                                   |
| Total                                     | 19 962 \$                               | 130 085 \$                              |

### **Puits de pétrole brut et de gaz naturel**

Le tableau suivant résume les puits de pétrole brut et de gaz naturel de la Société qui sont productifs ou susceptibles de l'être au 31 décembre 1999.

|              | Puits de pétrole productifs |                     | Puits de pétrole fermés <sup>(3)</sup> |                     | Puits de gaz productifs |                     | Puits de gaz fermés <sup>(3)</sup> |                     |
|--------------|-----------------------------|---------------------|--|---------------------|-------------------------|---------------------|------------------------------------|---------------------|
|              | Bruts <sup>(1)</sup>        | Nets <sup>(2)</sup> | Bruts <sup>(1)</sup>                   | Nets <sup>(2)</sup> | Bruts <sup>(1)</sup>    | Nets <sup>(2)</sup> | Bruts <sup>(1)</sup>               | Nets <sup>(2)</sup> |
| Alberta      | 261                         | 230,0               | 144                                    | 124,7               | 95                      | 70,5                | 31                                 | 23,0                |
| Saskatchewan | 38                          | 26,5                | 4                                      | 2,8                 | -                       | -                   | -                                  | -                   |
| Total        | 299                         | 256,5               | 148                                    | 127,5               | 95                      | 70,5                | 31                                 | 23,0                |

#### **Notes**

1. « Puits bruts » désigne le nombre total de puits dans lesquels la Société a un intérêt.
2. « Puits nets » désigne la somme des nombres obtenus en multipliant chaque puits brut par l'intérêt économique direct de la Société, exprimé en pourcentage, dans celui-ci.
3. « Puits fermés » désigne les puits qui ont permis de découvrir et pourraient produire du pétrole brut ou du gaz naturel, mais qui ne sont pas productifs en raison, notamment, de l'absence d'installations de transport ou de marché.

## Historique de forage

Au cours des périodes indiquées, Magin a foré les puits suivants ou participé à leur forage :

|   | Exercice terminé<br>le 31 décembre 1999 |                           | Exercice terminé<br>le 31 décembre 1998 |                           |
|---|---|---------------------------|---|---------------------------|
|   | Puits bruts <sup>(1)</sup>              | Puits nets <sup>(2)</sup> | Puits bruts <sup>(1)</sup>              | Puits nets <sup>(2)</sup> |
| Puits productifs — pétrole                              | 15                                      | 14,5                      | 24                                      | 21,4                      |
| Puits productifs — gaz naturel                          | 20                                      | 14,6                      | 75                                      | 69,2                      |
| Puits secs  | 13                                      | 11,5                      | 14                                      | 11,8                      |
| Service   | 2                                       | 2,0                       | 2                                       | 2,0                       |
| <b>Total</b>  | <b>50</b>                               | <b>42,6</b>               | <b>115</b>                              | <b>104,4</b>              |
| Taux de succès (sans tenir compte des puits de service) |   | <b>70 %</b>               |   | <b>86 %</b>               |

### Notes

1. « Puits bruts » désigne le nombre total de puits dans lesquels la Société a un intérêt.
2. « Puits nets » désigne la somme des nombres obtenus en multipliant chaque puits brut par l'intérêt économique direct de la Société, exprimé en pourcentage, dans celui-ci.

## Terrains inexploités

Le tableau suivant indique les terrains inexploités détenus par Magin au 31 décembre 1999 :

| Emplacement  | Acres bruts <sup>(1)</sup> | Acres nets <sup>(2)</sup> |
|--------------|----------------------------|---------------------------|
| Alberta      | 526 650                    | 385 480                   |
| Saskatchewan | 20 218                     | 18 066                    |
| Manitoba     | 974                        | 127                       |
| Autre        |                            |                           |
| <b>Total</b> | <b>547 842</b>             | <b>403 673</b>            |

### Notes

1. « Acres bruts » désigne le nombre total d'acres dans lesquels Magin a un intérêt.
2. « Acres nets » désigne le nombre total d'acres dans lesquels Magin a un intérêt, multiplié par l'intérêt économique direct de Magin, exprimé en pourcentage, dans ceux-ci.

## Commercialisation

### *Pétrole brut et liquides extraits du gaz naturel*

Magin produit à titre d'exploitante ou reçoit en nature 88 % de son pétrole brut et de ses liquides extraits du gaz naturel. Ces produits sont vendus à la concession à de grands négociants en pétrole brut canadiens. Pour la majeure partie de son pétrole brut, Magin obtient le prix du pétrole non corrosif léger ou du pétrole corrosif mixte.

Au 31 décembre 1999, les positions de couverture de Magin à l'égard du pétrole brut pour la période de 1999 à 2001 s'établissaient comme suit :

|      |   | Volume (bpj) | Prix par b                                   |
|------|---|--------------|--|
| 1999 | Deuxième et troisième trimestres            | 2 000        | 24,55 \$ CA                                  |
|      | Deuxième et troisième trimestres            | 1 000        | 15,00 \$ x 17,25 \$ US (tunnel à prime zéro) |
|      | Deuxième et troisième trimestres            | 1 500        | 15,00 \$ x 18,00 \$ US (tunnel à prime zéro) |
|      | Quatrième trimestre                         | 2 000        | 29,75 \$ CA                                  |
|      | Quatrième trimestre                         | 2 000        | 15,65 \$ x 20,00 \$ US (tunnel à prime zéro) |
| 2000 | Premier trimestre                           | 1 000        | 30,28 \$ CA                                  |
|      | Premier trimestre                           | 2 000        | 15,65 \$ x 20,00 \$ US (tunnel à prime zéro) |
|      | Deuxième, troisième et quatrième trimestres | 2 000        | 29,91 \$ CA                                  |
| 2001 | Premier trimestre                           | 1 200        | 29,00 \$ CA                                  |

À la date des présentes, Magin a les positions de couverture supplémentaires suivantes à l'égard du pétrole brut WTI pour 2001 :

|      |                                  | Volume (bpj) | Prix par b  |
|------|----------------------------------|--------------|-------------|
| 2001 | Deuxième et troisième trimestres | 1 200        | 29,00 \$ CA |
|      | Quatrième trimestre              | 1 200        | 29,28 \$ CA |

### ***Gaz naturel***

Au cours de 1999, 42 % des volumes de gaz de la Société ont été vendus à la sortie de l'usine à trois courtiers-fournisseurs. Une tranche supplémentaire de 47 % a été vendue à EACO/N.I.T. aux termes d'arrangements à prix fixe qui ont expiré en novembre 1999. Le solde de 11 % a été vendu surtout par Magin aux prix au comptant AECO, une petite partie étant vendue par des tiers exploitants pour le compte du compte conjoint.

Au 31 décembre 1999, les positions de couverture de Magin à l'égard du gaz naturel pour la période de 1999 à 2003 s'établissaient comme suit :

|                              | Volume (kpi <sup>3</sup> pj) | Prix par kpi <sup>3</sup>                            |
|------------------------------|------------------------------|--|
| Janvier à mars 1999          | 11 400                       | 2,98 \$  |
|                              | 5 200                        | 2,94 \$  |
| Avril à octobre 1999         | 14 220                       | 2,04 \$  |
|                              | 4 266                        | 2,54 \$  |
| Novembre 1999 à octobre 2002 | 6 067                        | l'indice de prix mensuel AECO est plafonné à 2,90 \$ |
| Novembre 1999 à octobre 2003 | 6 162                        | l'indice de prix mensuel AECO est plafonné à 3,16 \$ |

### **Facteurs de risque**

Une vive concurrence règne dans le secteur pétrolier et gazier, et Magin doit rivaliser, dans tous les aspects de son exploitation, avec un nombre considérable d'autres sociétés pouvant bénéficier de ressources techniques ou financières supérieures aux siennes.

L'exploration, l'acquisition et la mise en valeur de propriétés pétrolifères et gazéifères ainsi que la production de pétrole et de gaz naturel sont des activités spéculatives. La recherche de pétrole et de gaz naturel comporte de nombreux risques auxquels l'expérience, les connaissances et une

évaluation rigoureuse ne permettent pas toujours d'échapper. Rien ne peut garantir que Magin découvrira d'autres réserves de pétrole et de gaz dont le volume justifierait une production commerciale. Magin a actuellement des terrains inexploités d'une superficie totalisant plus de 403 673 acres nets, et l'indice de durée de ses réserves, d'après les réserves établies au 31 décembre 1999 et la production moyenne de 1999, s'établit à 7,8 ans.

L'exploitation de Magin comporte les risques inhérents à l'exploitation et à la mise en valeur de propriétés pétrolifères et gazéifères et au forage de puits de pétrole et de gaz naturel, notamment la découverte de formations ou de pressions imprévues, le déclin prématuré de réservoirs, l'invasion d'eau dans des formations productives, les explosions, la formation de cratères, les incendies et les déversements de pétrole, tous ces risques pouvant entraîner des blessures corporelles, des décès ou l'endommagement des biens de Magin et de tiers. Bien que Magin ait une assurance conforme à la pratique sectorielle, dont elle juge les montants et les couvertures suffisants, elle n'est pas entièrement assurée à l'égard de tous ces risques, qui ne sont d'ailleurs pas tous assurables et, par conséquent, la responsabilité de Magin découlant de ces risques pourrait avoir une incidence défavorable importante sur sa situation financière.

Il faut souvent engager des frais considérables pour établir le titre de propriété des intérêts pétroliers et gaziers. Conformément à la pratique sectorielle, Magin effectue, relativement à ses propriétés principales, les examens des titres qu'elle estime justifiés par la valeur de ces propriétés. Il peut arriver que l'intérêt réel de Magin dans certaines propriétés diffère de celui qui est indiqué dans ses registres.

La qualité marchande et le prix de la production pétrolière et gazière future de Magin sont touchés par de nombreux facteurs indépendants de sa volonté. Magin est touchée par l'écart entre le prix payé par les affineurs pour le pétrole léger et le pétrole de qualités moyennes produits par Magin. Au cours de 1999, en moyenne, Magin a réalisé un écart de prix de 2,82 \$ CA par rapport au prix au pair à Edmonton de sa production de pétrole brut. La capacité de Magin de commercialiser son gaz naturel pourrait dépendre de sa capacité d'acquérir de l'espace dans les pipelines qui acheminent le gaz naturel aux marchés commerciaux. Magin est assujettie à la fluctuation du prix du pétrole et du gaz naturel sur le marché, à des incertitudes relatives à la livraison liées à la proximité de ses réserves aux pipelines et aux installations de traitement et à la vaste réglementation gouvernementale régissant le prix, les taxes et impôts, les redevances, la propriété foncière, les quotas de production, l'exportation du pétrole et du gaz naturel et de nombreux autres aspects de l'industrie pétrolière et gazière.

### **Questions environnementales**

Toutes les phases de l'exploitation pétrolière et gazière présentent des risques et des dangers environnementaux et sont actuellement assujetties aux lois fédérales et provinciales et aux règlements municipaux en matière d'environnement. Les lois environnementales prévoient des restrictions et des interdictions relativement au déversement, au rejet ou à l'émission de diverses substances dont la production découle de certaines activités exercées dans le secteur pétrolier et gazier. Les lois environnementales exigent également que les emplacements des puits et des installations soient abandonnés et remis en état à la satisfaction des autorités compétentes. La violation de ces lois peut entraîner l'imposition d'amendes et de pénalités. De plus, certains types d'activité exigent la présentation et l'approbation d'études d'impact sur l'environnement. Les lois environnementales évoluent actuellement de manière à prévoir des normes et des mesures d'exécution forcée plus strictes, la mise en cause de la responsabilité civile, l'augmentation des amendes et des pénalités (y compris des peines d'emprisonnement), des évaluations

environnementales plus rigoureuses des projets et un degré accru de responsabilité pour les sociétés et leurs membres de la direction, administrateurs et employés. En outre, on a maintenant tendance à ne plus limiter la responsabilité au pollueur. Les autres parties responsables peuvent comprendre les propriétaires et les locataires actuels et précédents et d'autres personnes.

À la connaissance de Magin, sa responsabilité n'est pas engagée à un égard important, à l'heure actuelle, relativement à des questions environnementales. Toutefois, à l'avenir, sa responsabilité pourrait être engagée à l'égard d'infractions environnementales dont elle n'est pas au courant pour le moment. Les frais futurs d'abandon et de remise en état des emplacements des propriétés pétrolifères et gazières de la Société sont estimés d'après les frais actuels de la Société. Magin constitue une provision annuelle pour la remise en état future des lieux. Au total, cette provision s'établissait à 4,2 M\$ au 31 décembre 1999.

### **An 2000**

Le plan de conformité à l'an 2000 de Magin a été mis en application comme prévu. Ce processus n'a mis au jour aucun problème majeur. Pour l'essentiel, les systèmes liés aux activités de production sur le terrain et à l'administration du siège social ont effectué sans heurt le passage à l'an 2000. Les frais de mise à niveau des systèmes et de consultation se sont élevés globalement à 0,2 M\$.

### **Employés**

Au 31 décembre 1999, Magin employait 43 personnes à plein temps à son bureau principal et 32 personnes à contrat, à temps partiel, à son bureau principal et sur les chantiers dans toutes les régions de l'Alberta et de la Saskatchewan.

## **RUBRIQUE 4 - PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES** **CONSOLIDÉES**

Le tableau suivant est un résumé des principales informations financières consolidées pour les cinq derniers exercices.

| (en milliers de dollars, sauf les montants par action et les nombres d'actions en circulation) | Exercices terminés les 31 décembre <sup>(1)</sup> |                     |                     |                     |        |
|--|---|---------------------|---------------------|---------------------|--------|
|  | 1999  | 1998 <sup>(2)</sup> | 1997 <sup>(3)</sup> | 1996 <sup>(4)</sup> | 1995   |
| Produits d'exploitation  | 75 818  | 58 270              | 36 709              | 5 840               | 292    |
| Bénéfice net (perte nette) (après impôts et taxes)   | (5 087)   | (3 614)             | 1 876               | 2 023               | (236)  |
| par action en circulation  | (0,16)  | (0,17)              | 0,15                | 0,51                | (0,21) |
| dilué(e) par action  | (0,16)  | (0,17)              | 0,15                | 0,42                | (0,21) |
| Capacité d'autofinancement   | 27 904  | 23 377              | 15 743              | 3 412               | 10     |
| par action en circulation  | 0,87  | 1,08                | 1,22                | 0,87                | -      |
| diluée par action  | 0,82  | 1,00                | 1,15                | 0,72                | -      |
| diluée par action - supplémentaire <sup>(5)</sup>  | 0,78  | 0,92                | 1,15                | s/o                 | s/o    |
| Total de l'actif   | 255 013   | 280 583             | 172 082             | 28 368              | 1 481  |
| Fonds de roulement (déficitaire)   | (1 239)   | (2 328)             | (2 916)             | 1 282               | 164    |
| Dette à long terme   | 61 553  | 75 366              | 51 740              | 10 583              | 215    |
| Total du passif  | 104 576   | 124 584             | 82 202              | 12 571              | 441    |
| Capitaux propres   | 150 437   | 155 999             | 89 880              | 15 797              | 1 040  |
| Actions ordinaires (en milliers d'actions)   | 33 928  | 30 435              | 16 796              | 7 374               | 1 554  |
| Actions privilégiées (en milliers d'actions)   | 0   | 0                   | 0                   | 1 125               | 0      |

### **Notes**

- (1) Les nombres par action ont été retraités pour représenter le regroupement d'actions à raison d'une pour trois qui a pris effet le 4 mai 1998.
- (2) Les résultats d'exploitation comprennent les résultats de Torrington Resources Ltd. à compter du 17 juillet 1998.
- (3) Les résultats d'exploitation comprennent les résultats de Discovery West Corp. à compter du 30 avril 1997.
- (4) Comprend les résultats d'exploitation de Magin par suite de la fusion de Magin, d'Equis Energy Corp. et de Denergy Limited le 26 septembre 1998.
- (5) Le 31 décembre 1997, Magin a vendu à un tiers une redevance dérogatoire brute de 8 % sur certains de ses terrains inexploités, pour une contrepartie de 8 000 \$ en espèces. Magin a le droit de racheter, ou les tiers peuvent exiger que Magin rachète, le droit de redevance au terme d'une période de deux ans pour une contrepartie, au choix de Magin, en actions ordinaires de Magin ou en espèces. La valeur diluée par action supplémentaire suppose que le droit de redevance est remboursé par l'émission d'actions. Au cours de 1999, Magin a émis des actions en vue de racheter une tranche du droit de redevance. Le 31 janvier 2000, Magin a racheté le droit de redevance en cours au moyen d'une contrepartie en espèces.

## **Principales informations sur la production et les prix**

Le tableau suivant présente les principales informations sur la production et les prix pour les cinq derniers exercices.

|                                 | Exercices terminés les 31 décembre |        |        |       |       |
|---------------------------------|------------------------------------|--------|--------|-------|-------|
|                                 | 1999                               | 1998   | 1997   | 1996  | 1995  |
| Production moyenne quotidienne  |                                    |        |        |       |       |
| Pétrole et liquides (barils)    | 6 164                              | 5 395  | 2 998  | 465   | 35    |
| Gaz (Kpi <sup>3</sup> )         | 32 031                             | 34 788 | 19 060 | 2 188 | 13    |
| BEP                             | 9 367                              | 8 874  | 4 904  | 684   | 36    |
| Prix de vente moyens (\$)       |                                    |        |        |       |       |
| Pétrole et liquides (par baril) | 20,64                              | 17,03  | 21,48  | 26,31 | 21,98 |
| Gaz (par Kpi <sup>3</sup> )     | 2,51                               | 1,94   | 1,87   | 1,89  | 0,86  |
| Par BEP                         | 22,17                              | 17,99  | 20,51  | 23,39 | 21,76 |
| Revenus nets moyens (\$)        |                                    |        |        |       |       |
| Pétrole et liquides (par baril) | 11,34                              | 9,62   | 12,24  | 16,33 | 12,09 |
| Gaz (par Kpi <sup>3</sup> )     | 1,42                               | 1,01   | 0,83   | 0,84  | 0,86  |
| Par BEP                         | 10,98                              | 9,55   | 11,30  | 15,60 | 12,02 |

## Information trimestrielle

Le tableau suivant est un résumé des principales informations financières consolidées pour les huit derniers trimestres.

| <b>INFORMATION TRIMESTRIELLE<br/>DE 1999</b> (non vérifié)<br>(en milliers de dollars, sauf les montants<br>par action) | Premier trimestre | Deuxième<br>trimestre | Troisième<br>trimestre | Quatrième<br>trimestre | Annuel  |
|---|-------------------|-----------------------|------------------------|------------------------|---------|
| Produits d'exploitation   | 18 052            | 18 557                | 17 086                 | 22 123                 | 75 818  |
| Bénéfice net (perte nette) (après impôts et taxes)  | (2 164)           | (952)                 | (827)                  | (1 144)                | (5 087) |
| par action en circulation   | (0,07)            | (0,03)                | (0,03)                 | (0,03)                 | (0,16)  |
| dilué(e) par action   | (0,07)            | (0,03)                | (0,03)                 | (0,03)                 | (0,16)  |
| Capacité d'autofinancement  | 6 870             | 7 553                 | 5 917                  | 7 564                  | 27 904  |
| par action en circulation   | 0,23              | 0,24                  | 0,18                   | 0,22                   | 0,87    |
| diluée par action   | 0,21              | 0,23                  | 0,17                   | 0,21                   | 0,82    |
| diluée par action - supplémentaire <sup>(2)</sup>   | 0,20              | 0,22                  | 0,17                   | 0,19                   | 0,78    |

  

| <b>INFORMATION TRIMESTRIELLE<br/>DE 1998<sup>(1)</sup></b> (non vérifié)<br>(en milliers de dollars, sauf les montants<br>par action) | Premier trimestre | Deuxième<br>trimestre | Troisième<br>trimestre | Quatrième<br>trimestre | Annuel  |
|---|-------------------|-----------------------|------------------------|------------------------|---------|
| Produit d'exploitation  | 13 814            | 12 736                | 15 358                 | 16 362                 | 58 270  |
| Bénéfice net (perte nette) (après impôts et taxes)  | 76                | (526)                 | (1 324)                | (1 840)                | (3 614) |
| par action en circulation   | –                 | (0,03)                | (0,06)                 | (0,08)                 | (0,17)  |
| dilué(e) par action   | –                 | (0,03)                | (0,06)                 | (0,08)                 | (0,17)  |
| Capacité d'autofinancement  | 6 186             | 5 031                 | 5 727                  | 6 433                  | 23 377  |
| par action en circulation   | 0,37              | 0,30                  | 0,19                   | 0,22                   | 1,08    |
| diluée par action   | 0,35              | 0,28                  | 0,18                   | 0,19                   | 1,00    |
| diluée par action - supplémentaire <sup>(2)</sup>   | 0,32              | 0,27                  | 0,15                   | 0,18                   | 0,92    |

### Notes

- (1) Les nombres par action ont été retraités pour représenter le regroupement d'actions à raison d'une pour trois qui a pris effet le 4 mai 1998.
- (2) Le 31 décembre 1997, Magin a vendu à un tiers une redevance dérogatoire brute de 8 % sur certains de ses terrains inexploités, pour une contrepartie de 8 000 \$ en espèces. Magin a le droit de racheter, ou les tiers peuvent exiger que Magin rachète le droit de redevance au terme d'une période de deux ans pour une contrepartie, au choix de Magin, en actions ordinaires de Magin ou en espèces. La valeur diluée par action supplémentaire suppose que le droit de redevance est remboursé par l'émission d'actions. Au cours de 1999, Magin a émis des actions en vue de racheter une tranche du droit de redevance. Le 31 janvier 2000, Magin a racheté le droit de redevance en cours au moyen d'une contrepartie en espèces.

### Relevé des dividendes versés

À ce jour, Magin n'a versé aucun dividende sur ses actions ordinaires en circulation. Magin compte réinvestir ses bénéfices dans la croissance de la société et, par conséquent, ne prévoit pas verser de dividendes dans un avenir prévisible.

## **RUBRIQUE 5 ANALYSE PAR LA DIRECTION**

Il y a lieu de se reporter aux renseignements de la rubrique intitulée « Analyse par la direction et revue de l'exploitation » du rapport annuel 1999 de Magin, qui sont intégrés par renvoi à la présente notice annuelle.

## **RUBRIQUE 6 MARCHÉ POUR LES TITRES**

Les actions ordinaires de Magin sont inscrites et négociées à la Bourse de Toronto sous le symbole « MGY » et les bons de souscription de Magin sont inscrits à des fins de négociation à la *Canadian Venture Exchange* sous le symbole « MGY.WT ».

## **RUBRIQUE 7 ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA DIRECTION**

Le tableau suivant présente le nom et la municipalité de résidence des administrateurs et des membres de la direction de Magin, leur poste au sein de Magin et leurs occupations principales au cours des cinq dernières années :

| <b>Nom et municipalité de résidence</b>                             | <b>Poste au sein de Magin</b>  | <b>Occupations principales au cours des cinq dernières années</b>  |
|---|--|--|
| GLENN R. CARLEY <sup>(1)(2)</sup><br>Calgary (Alberta)              | Président du conseil et chef de la direction<br>Administrateur depuis 1994 | Président du conseil de Magin (1996 à aujourd'hui); chef de la direction de Magin (1995 à aujourd'hui); président de Magin (1995 à 1997); secrétaire-trésorier et chef des finances de Magin (1994 à 1995); président de Sellinger Capital Inc., société fermée (1994 à 1995); vice-président et secrétaire de Wascana Energy Inc. (1988 à 1994) |
| JOHN A. BRUSSA <sup>(2)</sup><br>Calgary (Alberta)                  | Administrateur depuis 1995   | Associé au sein de Burnet, Duckworth & Palmer, avocats (1987 à aujourd'hui)  |
| FRED C. COLES <sup>(2)</sup><br>DeWinton (Alberta)                  | Administrateur depuis 1997   | Président du conseil dirigeant de Applied Terravision Systems Inc. (1994 à aujourd'hui); chef des finances de Applied Terravision Systems Inc. (1994 à 1999); président du conseil et président de Coles Gilbert Associates Ltd. (1973 à 1994)   |
| WILLIAM L. COOKE <sup>(1)</sup><br>Vancouver (Colombie-Britannique) | Administrateur depuis 1994   | Associé au sein de Lewis Cooke & Associates (1999 à aujourd'hui); vice-président de Royal Trust (1989 à 1999)  |
| WALTER O'DONOGHUE <sup>(1)</sup><br>Calgary (Alberta)               | Administrateur depuis 1998   | Associé au sein de Bennett Jones, avocats (1979 à aujourd'hui)   |
| GLEN A. YERYK<br>Calgary (Alberta)                                  | Président et chef de l'exploitation<br>Administrateur depuis 1995          | Président de Magin (1997 à aujourd'hui); chef de l'exploitation de Magin (1995 à aujourd'hui); vice-président principal, Exploitation de Magin (1995 à 1997); directeur principal au sein de Wascana Energy Inc. (1982 à 1995)   |

| Nom et municipalité de résidence           | Poste au sein de Magin                             | Occupations principales au cours des cinq dernières années   |
|--|--|--|
| SHIVON M. CRABTREE<br>Calgary (Alberta)    | Vice-président, Finances et chef des finances      | Vice-président, Finances de Magin (1998 à aujourd'hui); chef des finances de Magin (1996 à aujourd'hui); consultant auprès de Magin (1996); comptable principal au sein de Wascana Energy Inc. (1988 à 1996)   |
| STUART W. JAGGARD<br>Calgary (Alberta)     | Contrôleur   | Contrôleur de Magin (1997 à aujourd'hui); directeur, vérification interne au sein de Loram Corporation (1995 à 1997); directeur principal au sein de KPMG, comptables agréés (1989 à 1995)   |
| J.D. (JIM) McCORMICK<br>Calgary (Alberta)  | Vice-président, Terrains                           | Vice-président, Terrains de Magin (1997 à aujourd'hui); président et chef de la direction, Auburn Exploration Ltd. (1995 à 1997); président et chef de la direction, Webex Resources Ltd. (1990 à 1995)  |
| WESLEY R. MORNINGSTAR<br>Calgary (Alberta) | Vice-président, Exploration et mise en valeur      | Vice-président, Exploration et mise en valeur de Magin (1998 à aujourd'hui); directeur, géosciences de Magin (1996 à 1998); géologue principal, Canadian Natural Resources Ltd./Sceptre Resources Ltd. (1995 à 1996); géologue principal, Wascana Energy Inc. (1988 à 1995)  |
| RONALD R. PACHOLKO<br>Calgary (Alberta)    | Vice-président, Génie                              | Vice-président, Génie de Magin (1998 à aujourd'hui); directeur d'une unité d'exploitation, de la planification et des coentreprises, Wascana Energy Inc. (1988 à 1998)   |
| BONNIE L. VOGELI<br>Calgary (Alberta)      | Vice-présidente, chef du contentieux et secrétaire | Vice-présidente et chef du contentieux de Magin (1998 à aujourd'hui); secrétaire générale de Magin (1996 à aujourd'hui); avocate en pratique privée (1996 à 1998); avocate au sein de Norcen Energy Resources Limited (1993 à 1996); avocate au sein de Shell Canada Limitée (1992 à 1993); avocate au sein de Wascana Energy Inc. (1990 à 1992) |

**Notes**

1. Membre du comité de vérification.
2. Membre du comité de rémunération de la direction.

La Société n'a pas de comité de direction.

Les administrateurs de la Société sont élus chaque année à l'assemblée annuelle des actionnaires et demeurent en fonction jusqu'à l'assemblée annuelle des actionnaires suivante ou jusqu'à l'élection ou la nomination de leurs successeurs.

### **Actions détenues par les administrateurs et les membres de la direction**

Au 31 décembre 1999, les administrateurs et les membres de la direction de Magin étaient collectivement propriétaires véritables, directement ou indirectement, de 1 179 363 actions ordinaires, soit environ 3,5 % des actions ordinaires émises et en circulation à cette date, et détenaient des options ou des bons de souscription visant l'acquisition d'un nombre supplémentaire de 1 256 339 actions ordinaires.

### **RUBRIQUE 8 RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES**

La Société fournira les documents énumérés ci-dessous à toute personne physique ou morale qui en fera la demande à sa secrétaire générale :

- a) lorsque les titres de la Société font l'objet d'un placement aux termes d'un prospectus simplifié ou lorsqu'un prospectus simplifié provisoire a été déposé à l'égard d'un placement de ses titres :
  - (i) un exemplaire de la notice annuelle de la Société, ainsi qu'un exemplaire de tout document, ou des pages pertinentes de tout document, intégré par renvoi à la notice annuelle;
  - (ii) un exemplaire des états financiers comparatifs de la Société pour son dernier exercice financier terminé ainsi que le rapport des vérificateurs y afférent et un exemplaire des états financiers intermédiaires de la Société publiés après les états financiers du dernier exercice financier terminé;
  - (iii) un exemplaire de la circulaire d'information de la Société ayant trait à la dernière assemblée annuelle des actionnaires au cours de laquelle des administrateurs ont été élus ou un exemplaire de tout document déposé à la place de cette circulaire, s'il y a lieu;
  - (iv) un exemplaire de tout autre document ayant été intégré par renvoi au prospectus simplifié provisoire ou au prospectus simplifié définitif que la Société n'est pas tenue de fournir aux termes des paragraphes (i) à (iii) ci-dessus;
- b) à tout autre moment, un exemplaire des documents mentionnés aux paragraphes a)(i), (ii) et (iii) ci-dessus; toutefois, la Société pourra demander le paiement de frais raisonnables si la demande n'émane pas d'un porteur de ses titres.

La circulaire d'information de la Société ayant trait à la dernière assemblée annuelle des actionnaires au cours de laquelle, entre autres, des administrateurs ont été élus renferme des renseignements supplémentaires portant notamment sur la rémunération des administrateurs et des membres de la direction et les prêts qui leur ont été octroyés, sur les principaux porteurs des titres de la Société, sur les options d'achat de titres et sur les initiés intéressés dans des opérations importantes, s'il y a lieu. Les états financiers consolidés comparatifs annuels vérifiés de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 1999 renferment davantage de renseignements financiers.

On peut demander ces documents à la secrétaire générale de la Société, au 700, 9th Avenue S.W., bureau 2300, Calgary (Alberta) T2P 3V4 pendant les heures de bureau habituelles.

