

Les titres décrits dans le présent prospectus ne sont offerts que là où l'autorité compétente a accordé son visa; ils ne peuvent être proposés que par des personnes dûment inscrites. Aucune commission des valeurs mobilières ou autorité similaire au Canada ne s'est prononcée sur la qualité des titres offerts aux présentes; toute personne qui donne à entendre le contraire commet une infraction. Ces titres n'ont pas été inscrits en vertu de la loi américaine intitulée Securities Act of 1933, dans sa version modifiée, et ne le seront pas; ils ne peuvent être offerts ou vendus aux États-Unis ou à des personnes américaines sauf dans le cadre de certaines opérations dispensées des exigences d'inscription de la Securities Act of 1933.

NOUVELLE ÉMISSION

Le 24 novembre 1997

NEW CACHE PETROLEUMS LTD.

**1 350 000 actions ordinaires pouvant être émises
à l'exercice de bons de souscription spéciaux de série A
et 600 000 actions ordinaires accréditives pouvant être émises à l'exercice
de bons de souscription spéciaux de série B**

Par les présentes, New Cache Petroleum Ltd. («New Cache» ou la «société») fait viser le placement de 1 950 000 actions ordinaires (parmi lesquelles 600 000 sont des actions ordinaires accréditives) de la société pouvant être émises à l'exercice de 1 350 000 bons de souscription spéciaux de série A en circulation de la société (les «bons de souscription spéciaux de série A») et de 600 000 bons de souscription spéciaux de série B en circulation de la société (les «bons de souscription de série B») (collectivement les «bons de souscription»).

	Prix pour l'épargnant	Rémunération des preneurs fermes et des placeurs pour compte ³⁾	Produit net revenant à la société ⁴⁾
Par action pouvant être émise à l'exercice de chaque bon de souscription de série A.....	8,75 \$ ¹⁾	0,4375 \$	8,3125 \$
Par action pouvant être émise à l'exercice de chaque bon de souscription spécial de série B	9,50 \$ ²⁾	0,4750 \$	9,0250 \$
Total du placement	17 512 500 \$	875 625 \$	16 636 875 \$

NOTES :

- 1) Le prix d'offre des bons de souscription spéciaux de série A a été déterminé par négociation entre la société et FirstEnergy Capital Corp., Griffiths McBurney & Associés, CIBC Wood Gundy Valeurs mobilières Inc., Capital Midland Walwyn Inc. et Canaccord Capital Corporation (collectivement les «preneurs fermes»).
- 2) Le prix d'offre des bons de souscription spéciaux de série B a été déterminé par négociation entre la société et FirstEnergy Capital Corp., Capital Midland Walwyn Inc., CIBC Wood Gundy Valeurs mobilières Inc. et Griffiths McBurney & Associés (collectivement les «placeurs pour compte»).
- 3) La rémunération a été versée aux preneurs fermes et aux placeurs pour compte relativement à la vente des bons de souscription spéciaux. Aucune commission ni aucune rémunération ne sera payable aux preneurs fermes et aux placeurs pour compte relativement au placement des 1 950 000 actions ordinaires à l'exercice des bons de souscription spéciaux.
- 4) Avant la déduction des frais du présent placement qui sont évalués à 225 000 \$.

CIBC Wood Gundy Valeurs mobilières Inc., l'un des preneurs fermes, est une filiale en propriété exclusive de La Corporation CIBC Wood Gundy, filiale en propriété exclusive d'une banque canadienne (la «banque») qui prête des fonds à New Cache. **Le produit net du présent placement servira d'abord à réduire la dette de New Cache envers la banque.** Au 30 septembre 1997, New Cache était endettée envers la banque pour un montant d'environ 32 398 460 \$. La décision de vendre les bons de souscription spéciaux et de faire viser les actions ordinaires pouvant être émises à l'exercice des bons de souscription spéciaux et la détermination des modalités de la vente et du placement se sont faites par des négociations entre New Cache d'une part et les preneurs fermes et les placeurs pour compte d'autre part. La banque n'a pas participé à cette décision ou cette détermination; toutefois, elle a été avisée de

l'émission et de ses modalités. En conséquence de la présente émission, CIBC Wood Gundy Valeurs mobilières Inc. a reçu sa part de la rémunération des preneurs fermes et des placeurs pour compte et la banque recevra d'abord le produit afin de réduire les emprunts. Se reporter aux rubriques «*Structure du capital*», «*Liens entre le banquier de New Cache et un preneur ferme*» et «*Emploi du produit*». Le produit brut est détenu par le fiduciaire jusqu'à l'heure d'échéance. Se reporter à la rubrique «*Mode de placement*».

Les actions ordinaires de la société sont inscrites à des fins de négociation à la cote de la Bourse de Toronto (la «BT») sous le symbole «NWA». Le cours de clôture des actions ordinaires de la société à la BT le 17 septembre 1997, dernier jour ouvrable avant la signature de l'entente sur les conditions relative à la convention de prise ferme, a été de 9,00 \$ et le 17 octobre 1997 de 8,85 \$. Se reporter à la rubrique «*Fourchette des cours et volume des opérations*».

Les bons de souscription spéciaux ont déjà été vendus au moyen de dispenses de prospectus contenues dans la législation sur les valeurs mobilières des provinces du placement. Le 8 octobre 1997, la société a conclu le placement privé de 1 350 000 bons de souscription spéciaux de série A suivant l'acte afférent aux bons de souscription spéciaux de série A et le 9 octobre 1997, a conclu le placement privé de 600 000 bons de souscription spéciaux de série B suivant l'acte afférent aux bons de souscription spéciaux de série B. La société ne réalisera aucun produit par suite du placement des 1 950 000 actions ordinaires aux termes des présentes. Se reporter à la rubrique «*Mode de placement*».

À la clôture de la vente des bons de souscription spéciaux, le produit brut tiré de cette vente a été déposé auprès du fiduciaire pour qu'il le détienne conformément aux modalités des actes afférents aux bons de souscription spéciaux.

La société a convenu d'engager des frais d'exploration au Canada (les «FEC») équivalant au produit brut reçu de la vente des bons de souscription spéciaux de série B et de renoncer à de tels frais en faveur des souscripteurs de bons de souscription spéciaux de série B à compter du 31 décembre 1997. Les souscripteurs de bons de souscription spéciaux de série B, qui ont un revenu suffisant, auront le droit de demander, dans une certaine limite, la déduction aux fins fiscales pour l'année d'imposition 1997 de la totalité de ces FEC. Se reporter à la rubrique «*Incidences fiscales relatives aux actions accréditives*».

Chaque bon de souscription spécial de série A donne le droit à son porteur de recevoir, sans frais additionnels et sous réserve d'un rajustement, une action ordinaire qui sera visée pour placement aux termes des présentes en tout temps avant l'heure d'échéance. Les bons de souscription spéciaux non exercés avant l'heure d'échéance seront réputés exercés immédiatement avant ce moment sans autre mesure de la part du porteur de bons de souscription spéciaux de série A. Advenant qu'un visa pour le prospectus n'ait pas été obtenu des commission des valeurs mobilières de chaque province du placement au plus tard le 15 janvier 1998, chaque porteur de bons de souscription spéciaux de série A dans chacune des provinces du placement où le visa n'a pas été ainsi obtenu (ou, dans le cas de chaque porteur de bons de souscription spéciaux de série A résidant à l'extérieur des provinces du placement, si un visa n'a pas été obtenu dans les provinces d'Alberta et d'Ontario) aura le droit, jusqu'à 16 h 30 (heure de Calgary) le 26 janvier 1998, d'exiger de la société qu'elle achète les bons de souscription spéciaux de série A qu'il détient au prix de 8,75 \$ le bon de souscription spécial de série A, majoré de sa quote-part proportionnelle des intérêts gagnés par le fiduciaire aux termes de l'acte afférent aux bons de souscription spéciaux de série A. Dans les cas i) où un visa pour le prospectus n'est pas obtenu des commissions des valeurs mobilières dans les provinces

d'Alberta et d'Ontario au plus tard le 15 janvier 1998; et ii) où une majorité des porteurs de bons de souscription spéciaux de série A résidant au Canada ont demandé à la société d'acheter les bons de souscription spéciaux qu'ils détiennent au prix susmentionné, la société doit alors acheter, le 28 janvier 1998, les bons de souscription spéciaux de série A que les porteurs américains détiennent, lesquels sont réputés les avoir vendus, au prix de 8,75 \$ le bon de souscription spécial de série A, majoré de la quote-part proportionnelle du porteur américain dans les intérêts gagnés par le fiduciaire aux termes de l'acte afférent aux bons de souscription spéciaux de série A. Advenant qu'un visa pour le prospectus n'ait pas été obtenu des commissions des valeurs mobilières de chaque province du placement au plus tard le 23 décembre 1997, chaque porteur de bons de souscription spéciaux de série B dans chacune des provinces du placement où un visa n'a pas été ainsi obtenu aura le droit, jusqu'à 16h30 (heure de Calgary) le 31 décembre 1997, d'exiger que la société achète les bons de souscription spéciaux de série B qu'il détient au prix de 9,50 \$ le bon de souscription spécial de série B, majoré de la quote-part proportionnelle du porteur dans les intérêts gagnés par le fiduciaire aux termes de l'acte afférent aux bons de souscription spéciaux de série B. Se reporter à la rubrique *«Mode de placement»*.

Un placement dans les actions ordinaires devrait être considéré spéculatif en raison de la nature des activités de la société dans le domaine de l'exploration, de la mise en valeur, de la production et de la commercialisation du pétrole et du gaz naturel. Se reporter à la rubrique *«Facteurs de risque»*. Le prix d'achat attribuable à chaque action ordinaire acquise à l'exercice de chaque bon de souscription spécial de série A dépassera de 2,35 \$ l'actif corporel net par action ordinaire, ce qui représente un facteur de dilution de 26,9 % et le prix d'achat attribuable à chaque action ordinaire acquise à l'exercice de chaque bon de souscription spécial de série B dépassera de 3,10 \$ l'actif corporel net par action ordinaire, ce qui représente un facteur de dilution de 32,6 %. Se reporter à la rubrique *«Dilution»*. La société n'a versé aucun dividende et ne prévoit pas en verser dans un avenir prévisible. Se reporter à la rubrique *«Politique en matière de dividendes»*. En vertu des lois sur les valeurs mobilières applicables, toutes les actions ordinaires pouvant être émises à l'exercice des bons de souscription spéciaux avant la délivrance des visas pour le prospectus peuvent faire l'objet de restrictions sur la revente.

Certaines questions d'ordre juridique relativement au placement des actions ordinaires pouvant être émises à l'exercice des bons de souscription spéciaux seront examinées par Howard, Mackie de Calgary pour le compte de la société, et par Bennett Jones Verchere de Calgary, pour le compte des preneurs fermes et des placeurs pour compte. Les certificats définitifs représentant les actions ordinaires pouvant être émises à l'exercice ou à l'exercice présumé des bons de souscription spéciaux pourront être livrés dans les 5 jours ouvrables suivant l'exercice ou l'exercice présumé des bons de souscription spéciaux.

TABLE DES MATIÈRES

	Page
GLOSSAIRE	1
SOMMAIRE	4
LA SOCIÉTÉ	14
ACTIVITÉS DE LA SOCIÉTÉ	14
L'entreprise	14
Historique	15
Faits nouveaux	15
Carte des principaux biens de New Cache	17
Principaux biens productifs	18
Nouvelles zones d'exploration	23
Avoirs fonciers	24
Réserves de pétrole et gaz	26
Puits	36
Historique de production	37
Dépenses en immobilisations	37
Forage	38
Commercialisation du gaz	38
Acquisitions récentes	38
Inter West	38
Principaux biens acquis de Inter West	39
Avoirs fonciers	40
Puits	41
Historique de production	42
Contrat d'achat de TransCanada Gas	43
Hartwell Management	44
ANALYSE PAR LA DIRECTION DE LA SITUATION FINANCIÈRE ET DES	
RÉSULTATS D'EXPLOITATION	46
Situation de trésorerie et sources de financement	46
Résultats d'exploitation	48
MODE DE PLACEMENT	55
EMPLOI DU PRODUIT	57
DESCRIPTION DU CAPITAL-ACTIONS	58
STRUCTURE DU CAPITAL	58
RÉGLEMENTATION GOUVERNEMENTALE	59
FACTEURS DE RISQUE	63
ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA DIRECTION	66
DIRECTION	67
ACTIONNAIRES PRINCIPAUX	69
POLITIQUE EN MATIÈRE DE DIVIDENDES	69
VENTES ANTÉRIEURES	70
RÉMUNÉRATION DE LA HAUTE DIRECTION	70
PRÊTS AUX ADMINISTRATEURS ET AUX MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION	73
RÉGIMES D'OPTIONS D'ACHAT D'ACTIONS	74
OPTIONS D'ACHAT D'ACTIONS	75
FOURCHETTE DES COURS ET VOLUME DES OPÉRATIONS	75
CONTRATS IMPORTANTS	76
INTÉRÊTS D'INITIÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES	77
DILUTION	77

INCIDENCES FISCALES RELATIVES AUX ACTIONS ACCRÉDITIVES	77
LIEN ENTRE LE BANQUIER DE NEW CACHE ET UN PRENEUR FERME	80
VÉRIFICATEURS, AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES.....	80
ACTIONS EN JUSTICE	80
QUESTIONS D'ORDRE JURIDIQUE.....	80
DROITS DE RÉOLUTION ET SANCTIONS CIVILES.....	80
DROIT D'ACTION CONTRACTUEL EN RÉOLUTION.....	81
RAPPORT SUR LA COMPILATION	82
ÉTATS FINANCIERS.....	89
ATTESTATION DE LA SOCIÉTÉ	105
ATTESTATION DES PRENEURS FERMES	106

ABRÉVIATIONS

Dans le présent prospectus, les abréviations suivantes ont le sens qui leur est attribué ci-après :

Gaz naturel	Mpi ³	1 000 pieds cubes de gaz
	Mpi ³ /j	1 000 pieds cubes de gaz par jour
	MMpi ³	1 000 000 de pieds cubes de gaz
	Gpi ³	1 milliard de pieds cubes de gaz
Liquides de gaz naturel	MMpi ³ /j	1 000 000 de pieds cubes de gaz par jour
Pétrole	Bj	barils par jour
	B	barils de pétrole ou de liquides
	Mb	1 000 barils de pétrole ou de liquides
Équivalents pétrole	Bpj	barils de pétrole ou de liquides par jour
	Bep	baril d'équivalent pétrole
	bep/j	baril d'équivalent pétrole par jour

Le «**baril d'équivalent pétrole**» est calculé au moyen d'un ratio de dix Mpi³ de gaz naturel pour un baril de pétrole brut, de sorte que dix Mpi³ de gaz naturel sont désignés comme un baril d'équivalent pétrole ou «bep». Le ratio de dix pour un ne reflète pas exactement l'équivalence énergétique ou l'équivalence de prix, mais est couramment utilisé dans le secteur du pétrole et du gaz naturel.

Dans le présent prospectus, à moins d'indication contraire, tous les montants en dollars sont exprimés en dollars canadiens.

GLOSSAIRE

Dans le présent prospectus, les expressions suivantes ont le sens qui leur est attribué ci-après, à moins d'indication à l'effet contraire.

Par **«acte afférent aux bons de souscription spéciaux de série A»** on entend l'acte conclu le 8 octobre 1997 entre la société et le fiduciaire se rapportant à l'émission des bons de souscription spéciaux de série A;

Par **«acte afférent aux bons de souscription spéciaux de série B»** on entend l'acte conclu le 8 octobre 1997 entre la société et le fiduciaire se rapportant à l'émission des bons de souscription spéciaux de série B;

Par **«actes afférents aux bons de souscription spéciaux»** on entend l'acte afférent aux bons de souscription spéciaux de série A et l'acte afférent aux bons de souscription spéciaux de série B;

Par **«actions ordinaires»** on entend les actions ordinaires de la société;

Par **«bon de souscription spéciaux»** on entend les bons de souscription spéciaux de série A et les bons de souscription spéciaux de série B;

Par **«bons de souscription spéciaux de série A»** on entend les 1 350 000 bons de souscription spéciaux de série A émis par la société le 8 octobre 1997;

Par **«bons de souscription spéciaux de série B»** on entend les 600 000 bons de souscription spéciaux de série B émis par la société le 9 octobre 1997;

Par **«CESPA»** on entend la Commission de l'énergie et des services publics de l'Alberta (*Alberta Energy and Utilities Board*);

Par **«commission des valeurs mobilières»** on entend les commissions des valeurs mobilières ou autres organismes gouvernementaux semblables dans chacune des provinces du placement;

Par **«date d'échéance»** on entend la première des deux dates suivantes à survenir :

i) le cinquième jour ouvrable après qu'un visa pour un prospectus définitif a été délivré relativement à l'émission des actions ordinaires pouvant être émises à l'exercice des bons de souscription spéciaux par la commission des valeurs mobilières qui est la dernière à le délivrer;

ii) le 8 octobre 1998;

Par **«FEC»** on entend les frais d'exploration au Canada comme ils sont décrits aux alinéas a), d) ou f) de la définition de frais d'exploration au Canada au paragraphe 66.1(6) de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) (la «Loi»), à l'exclusion des montants qui d'après la Loi constituent des «frais généraux d'exploration et d'aménagement au Canada» et à l'exclusion des montants concernant des données sismiques décrits au paragraphe 66(12.6) (b.1) de la Loi;

Par «**fiduciaire**» on entend la Compagnie Montréal Trust du Canada;

Par «**Hartwell Management**» on entend Hartwell Management Ltd., société constituée en vertu des lois de la province d'Alberta;

Par «**heure d'échéance**» on entend 16 h 30 (heure de Calgary) à la date d'échéance;

Par «**Inter West**» on entend Inter West Energy Corporation, société constituée en vertu des lois de la province d'Alberta;

Par «**mise à jour du rapport Martin**» on entend un rapport daté du 29 juillet 1997 préparé par Martin Petroleum & Associates en date du 1^{er} août 1997 évaluant et mettant à jour les réserves pétrolières et gazières des régions de Doris, Lanaway, Mahaska et Nig Creek;

Par «**participation après Inter West**» on entend les participations de New Cache dans la région de Doris après l'acquisition de Inter West;

Par «**participation avant Inter West**» on entend les participations de New Cache dans la région de Doris avant l'acquisition d'Inter West;

Par «**placement privé accréditif**» on entend l'acceptation de souscriptions par la société le 8 octobre 1997 de la part de certains administrateurs et membres de la direction de la société à l'égard de l'émission de 105 200 actions ordinaires émises sur une base accréditive;

Par «**provinces du placement**» on entend les provinces de la Colombie-Britannique, d'Alberta, d'Ontario et de Québec;

Par «**rapport Ashton**» on entend une évaluation des biens pétroliers et gaziers de Inter West préparé en date du 1^{er} juillet 1997 par Ashton Jenkins & Associates Ltd., qui comprend un rapport selon des prix indexés daté du 15 juillet 1997 et un rapport selon des prix constants daté du 6 octobre 1997;

Par «**rapport Martin**» on entend un rapport daté du 23 janvier 1997, préparé par Martin Petroleum & Associates, évaluant les biens pétroliers et gaziers de la société au 1^{er} décembre 1996;

Par «**rapport McDaniel**» on entend un rapport préparé par McDaniel et Associates Consultants Ltd. à l'égard d'une participation de 44 % dans Hartwell Petroleums Ltd. dans la région de Doris en date du 1^{er} janvier 1997, qui comprend un rapport selon des prix indexés daté du 5 février 1997 et un rapport selon des prix constants daté du 11 février 1997, laquelle participation de 44 % a été transférée à 717089, puis à la société;

Par «**rapports**» on entend collectivement le rapport Martin, la mise à jour du rapport Martin, le rapport McDaniel et le rapport Ashton;

Par «**Rydal**» on entend Rydal Energy Ltd., société constituée en vertu des lois de la province d'Alberta;

Par «**trois acquisitions**» on entend les acquisitions par la société de 717089, de Inter West et de Hartwell Management;

Par «**717089**» on entend 717089 Alberta Ltd., société constituée en vertu des lois de la province d'Alberta.

SOMMAIRE

Les renseignements contenus dans le présent sommaire sont donnés sous réserve des informations plus détaillées paraissant ailleurs dans le présent prospectus.

Société :

La société a été constituée en vertu des lois de la province d'Alberta et son siège social est situé à Calgary en Alberta. La société exerce des activités dans le domaine de l'exploration, de la mise en valeur et de la production du pétrole et du gaz naturel. Se reporter à la rubrique «*La société*» et «*Activités de la société*».

Placement :

1 350 000 actions ordinaires pouvant être émises à l'exercice des bons de souscription spéciaux de série A et 600 000 actions ordinaires pouvant être émises à l'exercice des bons de souscription spéciaux de série B. Se reporter à la rubrique «*Mode de placement*».

Bons de souscription spéciaux :

Les bons de souscription spéciaux de série A ont été émis le 8 octobre 1997 et les bons de souscription spéciaux de série B, le 9 octobre 1997. Un total de 1 350 000 bons de souscription spéciaux de série A ont été émis en contrepartie de 8,75 \$ le bon de souscription spécial de série A et un total de 600 000 bons de souscription spéciaux de série B ont été émis pour une contrepartie de 9,50 \$ le bon de souscription spécial de série B. Les bons de souscription spéciaux de série A et les bons de souscription spéciaux de série B ont été émis suivant des actes afférents aux bons de souscription spéciaux distincts, dans chaque cas, entre la société et le fiduciaire. Chaque bon de souscription spécial donne le droit à son porteur de recevoir, sans frais additionnels et sous réserve de rajustement, une action ordinaire, devant être émise aux termes des présentes en tout temps avant l'heure d'échéance. Les bons de souscription spéciaux non exercés avant l'heure d'échéance seront réputés exercés immédiatement avant ce moment sans autre mesure de la part du porteur.

**Rachat des bons de
souscription spéciaux :**

Advenant qu'un visa pour le prospectus n'ait pas été obtenu des commissions des valeurs mobilières au plus tard le 15 janvier 1998, chaque porteur de bons de souscription spéciaux de série A dans chaque province du placement où le visa n'a pas été ainsi obtenu (ou, dans le cas de chaque porteur de bons de souscription spéciaux de série A résidant à l'extérieur des provinces du placement, si un visa n'a pas été obtenu dans les provinces d'Alberta et d'Ontario) aura le droit, jusqu'à 16 h 30 (heure de Calgary) le 26 janvier 1998, d'exiger de la société qu'elle achète les bons de souscription spéciaux de série A qu'il détient au prix de 8,75 \$ le bon de souscription spécial de série A, majoré de sa quote-part proportionnelle des intérêts gagnés par le fiduciaire aux termes de l'acte afférent aux bons de souscription spéciaux de série A. Dans les cas i) où un visa pour le prospectus n'est pas obtenu des commissions des valeurs mobilières dans les provinces d'Alberta et d'Ontario au plus tard le 15 janvier 1998; et ii) où une majorité des porteurs de bons de souscription spéciaux de série A résidant au Canada ont demandé à la société d'acheter les bons de souscription spéciaux de série A qu'ils détiennent au prix susmentionné, la société doit alors acheter, le 28 janvier 1998 les bons de souscription spéciaux de série A que les porteurs américains détiennent, lesquels seront réputés les avoir vendus, au prix de 8,75 \$ le bon de souscription spécial de série A, majoré de la quote-part proportionnelle du porteur américain dans les intérêts gagnés par le fiduciaire aux termes de l'acte afférent aux bons de souscription spéciaux de série A.

Advenant qu'un visa pour le prospectus n'ait pas été obtenu des commissions des valeurs mobilières dans chacune des provinces du placement au plus tard le 23 décembre 1997, chaque porteur de bons de souscription spéciaux de série B dans chacune des provinces du placement où un tel visa n'a pas été ainsi obtenu aura le droit, jusqu'à 16 h 30 (heure de Calgary) le 31 décembre 1997, d'exiger de la société qu'elle achète les bons de souscription spéciaux de série B qu'il détient au prix de 9,50 \$ le bon de souscription spécial de série B, majoré de sa quote-part proportionnelle dans les intérêts gagnés par le fiduciaire aux termes de l'acte afférent aux bons de souscription spéciaux de série B. Se reporter à la rubrique «*Mode de placement*».

Emploi du produit :

Le produit brut reçu de l'émission des bons de souscription spéciaux s'est élevé à 17 512 500 \$, avant la déduction de la rémunération des preneurs fermes de 875 625 \$ et avant la déduction des autres frais reliés à l'émission (évalués à 225 000 \$). Au moment de la clôture de la vente des bons de souscription spéciaux, le produit brut provenant de cette vente a été déposé auprès du fiduciaire pour qu'il le détienne conformément aux modalités des actes afférents aux bons de souscription spéciaux. Une fois débloqué, le produit qu'aura reçu New Cache servira d'abord à réduire la dette bancaire. Le produit de la vente des bons de souscription spéciaux de série A sera finalement utilisé pour les dépenses normales reliées à l'acquisition de terrains, aux travaux sismiques, d'exploration et d'aménagement ainsi qu'à l'équipement et aux installations connexes et le produit tiré de la vente des bons de souscription spéciaux de série B servira en définitive pour les dépenses d'exploration et certaines dépenses de travaux sismiques qui sont admissibles comme FEC. Se reporter à la rubrique «*Emploi du produit*».

**Renonciation aux actions
accréditives :**

D'après les hypothèses et les commentaires contenus aux présentes, les actions ordinaires pouvant être émises à l'exercice des bons de souscription spéciaux de série B seront admissibles comme «actions accréditives» aux fins de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada). La société a convenu d'engager des FEC pour un montant équivalant au produit brut reçu de la vente des bons de souscription spéciaux de série B et de renoncer à de tels frais en faveur des souscripteurs de bons de souscription spéciaux de série B à compter du 31 décembre 1997. Les souscripteurs de bons de souscription spéciaux de série B qui ont suffisamment de revenus, auront le droit de demander, dans une certaine limite, la déduction aux fins fiscales pour l'année d'imposition 1997 de la totalité de ces FEC. Se reporter à la rubrique «*Incidences fiscales relatives aux actions accréditives*».

Principales informations financières :

	Au 31 août		Aux 30 novembre	
	1997	Pro forma	1996	1995
	(en milliers de dollars)			
Total de l'actif	105 605	146 997	64 715	48 701
Fonds de roulement excédentaire (déficitaire)	491	15 811	(2 588)	(2 600)
Total du passif	41 705	51 660	12 406	9 629
Capitaux propres	63 900	95 336	52 309	39 072

	Neuf mois terminés le 31 août		Exercices terminés les 30 novembre	
	1997	Pro forma	1996	1995
	(en milliers de dollars, sauf les données par action)			
Produits d'exploitation	13 046	14 928	14 719	11 197
Charges	11 026	15 550	10 651	8 926
Bénéfice net (perte nette)	458	(1 241)	2 110	1 157
- par action (\$) (en circulation)	0,05	(0,12)	0,25	0,16
Rentrées nettes liées à l'exploitation	7 002	6 781	9 703	7 102
- par action (\$) (en circulation)	0,73	0,64	1,17	0,96

Données choisies sur l'exploitation :

Avoirs fonciers

Le tableau suivant résume les avoirs fonciers de New Cache par province en date du 30 septembre 1997, y compris les terrains non mis en valeur de Inter West acquis par la société le 12 septembre 1997 :

	En date du 30 septembre 1997		
	Acres nets non mis en valeur	Réserves attribuées aux acres nets	Total des acres nets
Alberta	178 658	22 665	201 323
Colombie-Britannique	8 422	59	8 481
Saskatchewan	1 503	184	1 687
	188 583	22 908	211 491

Dépenses en immobilisations Le tableau suivant résume les dépenses en immobilisations de New Cache (avant l'acquisition de Inter West) pour les périodes indiquées :

	Période de neuf mois terminée le 31 août		Exercices terminés le 30 novembre	
	1997	1996	1996	1995
	(en milliers de dollars)			
Acquisitions de terrains	4 295	2 279	3 626	1 750
Données géologiques et géophysiques	2 068	1 185	1 505	1 115
Forage d'exploration	4 135	5 839	9 895	4 027
Forage de développement	4 177	3 427	3 802	2 100
Installations et matériel	4 963	1 419	2 942	1 584
Autre	341	186	98	171
Sous-total	19 869	14 335	21 868	10 963
Acquisition de biens	21 200		-	-
Vente de biens	(440)		(1 341)	-
	40 629	14 335	20 527	10 963

Forage

Le tableau suivant présente le nombre de puits de développement et d'exploration bruts et nets au forage desquels New Cache a participé (avant l'acquisition de Inter West) en Alberta, en Colombie-Britannique et en Saskatchewan pour les périodes indiquées :

	Période de neuf mois terminée le 31 août				Exercices terminés le 30 novembre			
	1997		1996		1996		1995	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
PÉTROLE	22	4,3	23	9,7	34	14,1	13	5,1
GAZ	14	7,7	6	2,8	8	3,4	4	1,4
S&A	5	1,9	6	2,9	12	7,7	7	2,6
	41	13,9	35	15,4	54	25,2	24	9,1

Production

Le tableau suivant résume la production nette de la société (avant l'acquisition de Inter West) pour les périodes indiquées :

	Période de neuf mois terminée le 31 août		Exercices terminés le 30 novembre	
	1997	1996	1996	1995
Pétrole et liquides (bpj)	1 761	1 756	1 798	1 427
Gaz naturel (Mpi ³ /j)	8 387	3 811	3 646	3 693
	2 600	2 137	2 163	1 796

Données choisies : sur les réserves

LES ÉVALUATIONS DES RÉSERVES SUIVANTES SONT PRÉSENTÉES AVANT LA PROVISION POUR LES IMPÔTS SUR LE REVENU ET LES COÛTS INDIRECTS, ET APRÈS LA DÉDUCTION DES CHARGES D'EXPLOITATION, DES DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS ET DES REDEVANCES ET, DE PLUS, NE REPRÉSENTENT PAS NÉCESSAIREMENT LA JUSTE VALEUR MARCHANDE DES

RÉSERVES. LORSQUE LA VALEUR ACTUELLE DES REVENUS DE PRODUCTION NETS REPOSE SUR DES HYPOTHÈSES DE COÛTS ET DE PRIX INDEXÉS, IL N'Y A AUCUNE GARANTIE QUE CES HYPOTHÈSES SE RÉALISERONT ET LES ÉCARTS POURRAIENT ÊTRE IMPORTANTS.

Les évaluations des réserves de la société reposent sur le rapport Martin, le rapport McDaniel et le rapport Ashton. Un sommaire de ces rapports est présenté dans les tableaux suivants. Il se peut que les totaux n'arrivent pas en raison de l'arrondissement.

Le tableau suivant résume les réserves pro forma pour chaque rapport. La colonne Total a été ajoutée par la société. Se reporter aux rubriques «Principaux biens productifs» et «Réserves pétrolières et gazières».

	<u>Martin</u>	<u>McDaniel</u>	<u>Ashton</u>	<u>Total</u>
Réserves (prix indexés) (avant les redevances)				
Gaz naturel (Gpi ³)				
Prouvées	15 256	17 665	12 339	45 260
Probables (non rajustées en fonction du risque)	7 190	6 289	4 383	17 862
Prouvées et probables (non rajustées en fonction du risque)	22 446	23 954	16 722	63 122
Prouvées et probables (rajustées en fonction d'un risque de 50 %)	18 851	20 809	14 530	54 190
Pétrole brut et Ign (Mb)				
Prouvées	5 343	150	182	5 675
Probables (non rajustées en fonction du risque)	2 073	56	63	2 192
Prouvées et probables (non rajustées en fonction du risque)	7 416	206	245	7 867
Prouvées et probables (rajustées en fonction d'un risque de 50 %)	6 379	178	213	6 770
Réserves (prix constants) (avant les redevances)				
Gaz naturel (Gpi ³)				
Prouvées	15 065	17 665	12 339	45 069
Probables (non rajustées en fonction du risque)	7 384	6 289	4 383	18 056
Prouvées et probables (non rajustées en fonction du risque)	22 449	23 954	16 722	63 125
Prouvées et probables (rajustées en fonction d'un risque de 50 %)	18 757	20 809	14 530	54 096
Pétrole brut et Ign (Mb)				
Prouvées	5 339	150	182	5 671
Probables (non rajustées en fonction du risque)	2 072	56	63	2 91
Prouvées et probables (non rajustées en fonction du risque)	7 411	206	245	7 862
Prouvées et probables (rajustées en fonction d'un risque de 50 %)	6 375	178	213	6 766

Rapport Martin

Les réserves et le produit net avant impôts contenus dans le rapport Martin reposant sur des hypothèses de coûts et de prix indexés sont les suivants :

	Quote-part de la société dans les réserves				Valeur actuelle des revenus nets futurs			
	Pétrole brut et liquides de gaz naturel (MB)		Gaz naturel (MMpi ³)		(en millions de dollars) Taux actualisés de :			
	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	0 %	10 %	15 %	20 %
Réserves prouvées								
Productives	5 070	4 028	8 036	6 772	93,5	59,5	51,0	44,9
Non productive ¹	273	212	7 219	5 909	14,7	7,1	5,6	4,5
Total des réserves prouvées	5 343	4 240	15 256	12 681	108,2	66,6	56,6	49,4
Réserves probables additionnelles	2 073	1 715	7 190	5 745	54,2	19,9	14,9	11,9
Total des réserves prouvées et probables avant réduction pour le risque	7 416	5 955	22 446	18 427	162,4	86,5	71,5	61,3
Réduction des réserves probables par un facteur de risque de 50 %	(1 036)	(858)	(3 595)	(2 873)	(27,1)	(9,9)	(7,5)	(5,9)
Total des réserves prouvées et probables totales après réduction par un facteur de risque de 50 %	6 379	5 097	18 851	15 554	135,3	76,5	64,0	55,4

Les réserves et le produit net avant impôts contenus dans le rapport Martin reposant sur des hypothèses de coûts et de prix constants sont les suivants :

	Quote-part de la société dans les réserves				Valeur actuelle des revenus nets futurs			
	Pétrole brut et liquides de gaz naturel (MB)		Gaz naturel (MMpi ³)		(en millions de dollars) Taux actualisés de :			
	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	0 %	10 %	15 %	20 %
Réserves prouvées								
Productives	5 066	3 958	7 852	7 007	91,4	60,7	52,5	46,4
Non productives	273	209	7 213	6 363	9,2	5,1	4,1	3,4
Total des réserves prouvées	5 339	4 167	15 065	13 370	100,6	65,8	56,6	49,8
Réserves probables additionnelles	2 072	1 687	7 384	6 446	37,4	17,4	13,5	10,8
Total des réserves prouvées et probables avant réduction pour le risque	7 411	5 854	22 449	19 816	138,0	83,2	70,1	60,6
Réduction des réserves probables par un facteur de risque de 50 %	(1 036)	(844)	(3 692)	(3 223)	(18,7)	(8,7)	(6,8)	(5,4)
Total des réserves prouvées et probables totales après réduction par un facteur de risque de 50 %	6 375	5 010	18 757	16 593	119,3	74,5	63,3	55,2

Rapport McDaniel

Les réserves et le produit net avant impôts contenus dans le rapport McDaniel reposant sur des hypothèses de coûts et de prix indexés sont les suivants :

	Quote-part de la société dans les réserves				Valeur actuelle des revenus nets futurs (en millions de dollars) Taux actualisés de :			
	Pétrole brut et liquides de gaz naturel (MB)		Gaz naturel (MMpi ³)					
	Brutes	Nettes	Brutes	Nette ¹	0 %	10 %	15 %	20 %
Réserves prouvées								
Productives	150	102	17 665	13 268	23,0	17,0	14,9	13,2
Non productives	-	-	-	-	-	-	-	-
Total des réserves prouvées	150	102	17 665	13 268	23,0	17,0	14,9	13,2
Réserves probables additionnelles	56	38	6 289	4 627	12,2	7,1	5,6	4,6
Total des réserves prouvées et probables avant réduction pour le risque	206	140	23 954	17 895	35,2	24,1	20,5	17,8
Réduction des réserves probables par un facteur de risque de 50 %	(28)	(19)	(3 145)	(2 314)	(6,1)	(3,6)	(2,8)	(2,3)
Total des réserves prouvées et probables totales après réduction par un facteur de risque de 50 %	178	121	20 809	15 581	29,1	20,5	17,7	15,5

Les réserves et le produit net avant impôts contenus dans le rapport McDaniel reposant sur des hypothèses de coûts et de prix constants sont les suivants :

Quote-part de la société dans les réserves					Valeur actuelle des revenus nets futurs (en millions de dollars)				
		Pétrole brut et liquides de gaz naturel (MB)		Gaz naturel (MMpi ³)		Taux actualisés de :			
		Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	0 %	10 %	15 %	20 %
Réserves prouvées									
Productives		150	100	17 665	12 853	26,5	20,0	17,8	16,0
Non productives ³⁾		-	-	-	-	-	-	-	-
Total des réserves prouvées		150	100	17 665	12 853	26,5	20,0	17,8	16,0
Réserves probables additionnelles		56	38	6 289	4 567	11,6	7,0	5,7	4,7
Total des réserves prouvées et probables avant réduction pour le risque		206	138	23 954	17 420	38,1	27,0	23,5	20,7
Réduction des réserves probables par un facteur de risque de 50 %		(28)	(19)	(3 145)	(2 284)	(5,8)	(3,5)	(2,9)	(2,4)
Total des réserves prouvées et probables totales après réduction par un facteur de risque de 50 %		178	119	20 809	15 136	32,3	23,5	20,6	18,3

Rapport Ashton

Les réserves et le produit net avant impôts contenus dans le rapport Ashton reposant sur des hypothèses de coûts et de prix indexés sont les suivants :

Quote-part de la société dans les réserves					Valeur actuelle des revenus nets futurs (en millions de dollars) Taux actualisés de :				
		Pétrole brut et liquides de gaz naturel (MB)		Gaz naturel (MMpi ³)					
		Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	0 %	10 %	15 %	20 %
Réserves prouvées									
Productives		143	100	9 649	7 104	12,1	9,7	8,8	8,1
Non productives		39	27	2 690	1 961	3,6	2,5	2,2	1,9
Total des réserves prouvées		182	127	12 339	9 065	15,7	12,2	11,0	10,0
Réserves probables additionnelles		63	46	4 383	3 123	6,5	3,5	2,9	2,5
Total des réserves prouvées et probables avant réduction pour le risque		245	173	16 722	12 188	22,2	15,7	13,9	12,5
Réduction des réserves probables par un facteur de risque de 50 %		(32)	(23)	(2 192)	(1 562)	(3,3)	(1,8)	(1,5)	(1,3)
Total des réserves prouvées et probables totales après réduction par un facteur de risque de 50 %		213	150	14 530	10 626	18,9	13,9	12,4	11,2

Les réserves et le produit net avant impôts contenus dans le rapport Ashton reposant sur des hypothèses de coûts et de prix constants sont les suivants :

	Quote-part de la société dans les réserves				Valeur actuelle des revenus nets futurs			
	Pétrole brut et liquides de gaz naturel (MB) ¹		Gaz naturel (MMpi ³)		(en millions de dollars) Taux actualisés de :			
	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	0 %	10 %	15 %	20 %
Réserves prouvées								
Productives	143	100	9 649	7 050	10,0	8,3	7,7	7,1
Non productives	39	27	2 690	1 969	2,8	2,0	1,7	1,6
Total des réserves prouvées	182	127	12 339	9 019	12,8	10,3	9,4	8,7
Réserves probables additionnelles	63	48	4 383	3 154	4,5	2,7	2,3	2,0
Total des réserves prouvées et probables avant réduction pour le risque	245	175	16 722	12 173	17,3	13,0	11,7	10,7
Réduction des réserves probables par un facteur de risque de 50 %	(32)	(24)	(2 192)	(1 577)	(2,3)	(1,4)	(1,2)	(1,0)
Total des réserves prouvées et probables totales après réduction par un facteur de risque de 50 %	213	151	14 530	10 596	15,0	11,6	10,5	9,7

Facteurs de risque :

Un placement dans les actions ordinaires est spéculatif en raison de la nature des activités de la société. La société exerce des activités dans le domaine de l'exploration, de la mise en valeur et de la production de pétrole et de gaz naturel, et un certain nombre de risques sont inhérents au secteur du pétrole et du gaz. La société n'a versé aucun dividende sur ses actions ordinaires depuis la date de sa constitution et ne prévoit pas en verser dans un avenir prévisible. Certains administrateurs de la société ont également des liens avec d'autres entreprises de pétrole et de gaz naturel, ce qui pourrait à l'occasion donner lieu à divers conflits d'intérêts. Se reporter à la rubrique «Facteurs de risque». **Le prix d'achat de chaque action ordinaire acquise à l'exercice de chaque bon de souscription spécial de série A dépassera de 2,35 \$ l'actif corporel net par action ordinaire, ce qui représente un facteur de dilution de 26,9 % et le prix d'achat de chaque action ordinaire à l'exercice de chaque bon de souscription spécial de série B dépassera de 3,10 \$ l'actif corporel net par action ordinaire, ce qui représente un facteur de dilution de 32,6 %. Se reporter à la rubrique «Dilution».**

LA SOCIÉTÉ

New Cache Petroleum Ltd. a été constituée par certificat de constitution délivré en vertu des dispositions de la loi intitulée *Business Corporations Act* (Alberta) le 28 octobre 1986. New Cache est enregistrée en Alberta, en Saskatchewan et en Colombie-Britannique aux fins d'exploiter une entreprise. Le siège social de la société est situé au 140 - 4th Avenue S.W., bureau 400, Calgary (Alberta) T2P 3N3.

ACTIVITÉS DE LA SOCIÉTÉ

New Cache joue un rôle actif dans le domaine de l'exploration, de la mise en valeur et de la production de pétrole et de gaz naturel, activités qu'elle exerce principalement en Alberta et, dans une moindre mesure, en Saskatchewan et plus récemment en Colombie-Britannique.

L'entreprise

New Cache estime que son expérience et son infrastructure lui permettent de réaliser toutes les facettes de l'exploration, de la mise en valeur, de la production et de la commercialisation de pétrole et de gaz naturel. Au cours des années passées, 80 % de la production de la société provenait du pétrole. Au cours des deux dernières années, la société a mis davantage l'accent sur l'expansion de la production de gaz et, par suite de l'achat récent des biens gaziers productifs à Doris, en Alberta, son portefeuille est réparti de façon plus équilibrée entre la production de pétrole et la production de gaz.

New Cache a toujours investi ses capitaux dans l'achat de réserves, de forage et de terrains dans le centre-est et le sud de l'Alberta. Toutefois, depuis 1994, la stratégie de la société en matière d'acquisition et de forage vise plutôt le centre-ouest et le nord de l'Alberta ainsi que le nord-est de la Colombie-Britannique. Afin d'avoir une assise pour assurer la croissance des activités d'exploration et de mise en valeur permanentes, New Cache a acquis et continuera d'acquérir des zones prometteuses non mises en valeur dans ces régions.

L'approche permanente de New Cache vis-à-vis sa stratégie commerciale comprend notamment les volets suivants :

1. La société recherche des zones d'intérêt pour l'exploration et la mise en valeur permettant d'investir et comportant les caractéristiques suivantes :
 - a) la possibilité d'obtenir rapidement des rentrées nettes de même que la possibilité de récupérer rapidement le capital;
 - b) un risque généralement moins élevé grâce à une technique solide;
 - c) la concentration des travaux d'exploration et de mise en valeur dans les domaines d'expertise;
 - d) des données économiques sur le projet indiquant une récupération estimative du capital investi en moins de deux ans;
 - e) un portefeuille mixte et équilibré de pétrole et de gaz mais dans l'optique d'augmenter l'importance du gaz à long terme;
2. la direction a opté pour une approche pratique afin de contrôler les frais indirects;
3. la société agit à titre d'exploitant dans la plupart des projets importants afin de contrôler la progression de l'exploitation et les sommes nécessaires aux dépenses en immobilisations;
4. la société tente de s'assurer que les créances à long terme ne dépassent pas l'équivalent des rentrées nettes prévisionnelles de l'année et demie suivante.

Historique

New Cache est devenue un émetteur assujéti dans la province d'Alberta en déposant en mai 1987 auprès de la Commission des valeurs mobilières de l'Alberta un prospectus pour recueillir une petite quantité de capitaux. Les actions ordinaires de New Cache ont été inscrites à la cote de la Bourse de l'Alberta le 13 novembre 1987 et à la Bourse de Toronto, le 9 septembre 1993.

De 1993 à 1996, la société a effectué un bon nombre d'acquisitions de pétrole et de gaz, a fusionné avec Rydal, laquelle fusion a eu pour conséquence que Raymond Smith et Robert Johnson se sont joints à la société, et a réalisé un certain nombre de financements par actions. Grâce à ses activités d'exploration, de mises en valeur et d'acquisition, New Cache a haussé sa production moyenne de pétrole de 50 bpi de pétrole en 1987 à 2 129 bpi et 8,387 MMpi³/j pour la période de neuf mois terminée le 31 août 1997.

Faits nouveaux

New Cache a acquis la totalité des actions émises et en circulation de 717089 pour une contrepartie d'environ 21 millions de dollars, prenant effet le 11 février 1997. 717089 était une société nouvellement constituée qui avait acquis environ 44 % de l'entreprise et des actifs de Hartwell Petroleum Ltd. Tous les actifs de 717079 ont été transférés à la société le 11 février 1997.

Les actifs de 717089 qui ont été transférés à la société comprenaient 1) une participation directe de 44 % dans 9 puits de gaz productifs et un puits de gaz tubé dans le gisement «D» de Doris Lower Mannville; 2) une participation directe de 13 % dans l'usine de gaz de Doris ayant une capacité d'environ 18 MMpi³/j qui, en plus, comprenait une option permettant d'acquérir un pourcentage additionnel de 9 % dans l'usine avant juin 1998, ce qui porterait sa propriété à 22 %; 3) 99 200 acres bruts (29 783 acres nets) de terrains non mis en valeur, dont la plus grande partie entoure les terrains d'exploitation et de production dans la région de Doris; et 4) des comptes fiscaux d'environ 5 500 000 \$. New Cache a été désignée exploitant des biens de Doris suivant une convention d'exploitation et de coentreprise conclue avec d'autres propriétaires de ces biens.

Le 6 mars 1997, New Cache a émis 1 375 000 bons de souscription spéciaux au prix de 8,00 \$ le bon de souscription. Chaque bon de souscription spécial donne à son porteur le droit d'acquérir une action ordinaire de New Cache sans contrepartie additionnelle. Le produit brut provenant de cette émission a été de 11 millions de dollars. Tous ces bons de souscription spéciaux sont réputés avoir été exercés le 30 mai 1997 et, par conséquent, un nombre additionnel de 1 375 000 actions ordinaires ont été émises à ces porteurs de bons de souscription à compter de cette date.

Le 12 septembre 1997, New Cache a fait l'acquisition de la totalité des actions émises et en circulation de Inter West, société ouverte inscrite à la cote de la Bourse de l'Alberta, dans le cadre d'une offre publique d'achat. New Cache a émis 957 997 actions ordinaires en contrepartie des actions de Inter West. Le 12 septembre 1997, tous les actifs, toutes les dettes et d'autres obligations de Inter West ont été transférées à New Cache et prises en charge par celle-ci. Par conséquent, New Cache a pris en charge le fonds de roulement déficitaire et la dette à long terme de Inter West totalisant environ 12 800 000 \$. Se reporter à la rubrique «*Activités de l'entreprise – Acquisitions récentes – Inter West*».

Le 4 novembre 1997, dans le cadre d'une offre d'achat, New Cache a acquis la totalité des actions de Hartwell Management, en échange d'environ 466 663 actions ordinaires de New Cache. Le nombre d'actions ordinaires pouvant être émises a été calculé en fonction de la valeur marchande de l'actif de Hartwell Management divisé par 9,50 \$. L'acquisition a été conclue le 4 novembre 1997 et tous les certificats d'exonération d'impôt ont été reçus. Les principaux actifs de Hartwell Management étaient composés d'espèces et de créances évaluées à 3 603 299 \$, des titres

négociables d'une valeur d'environ 86 000 \$ et de certains biens pétroliers et gaziers ayant une valeur estimative d'environ 744 000 \$. Les réserves de pétrole et de gaz acquises par l'entremise de Hartwell Management représenteront moins de 1 % des réserves évaluées de manière indépendante combinées de New Cache.

Le 8 octobre 1997, dans le cadre d'un placement privé accréditif, certains membres de la direction, administrateurs et employés de la société ont fait l'acquisition de 105 200 actions ordinaires au prix de 9,50 \$ l'action, pour un produit brut de 999 400 \$.

Carte des principaux biens de New Cache

Principaux biens productifs

Le texte qui suit contient une brève description des principaux biens productifs de New Cache. Les chiffres de la production moyenne pour la période de neuf mois terminée le 31 août 1997 représentent la quote-part de la participation directe de la société de la production avant les redevances. Le rapport Martin, le rapport McDaniel et une mise à jour du rapport Martin, présentés en date du 1^{er} décembre 1996, du 1^{er} janvier 1997 et du 1^{er} août 1997, respectivement, représentent la quote-part de la participation directe de la société dans des réserves récupérables restant avant la déduction des redevances.

Doris, Alberta

Cette région est située à environ 75 milles au nord-ouest d'Edmonton, près de la ville de Fort Assiniboine, en Alberta.

Avant l'acquisition de Inter West, la société détenait des participations directes variant de 22 % à 44 % dans 100 520 acres bruts (31 095 acres nets) non mis en valeur. Combinées aux participations directes de Inter West dans la région de Doris, les participations directes de la société ont augmenté à des participations variant de 33 % à 66 % pour un total de 100 520 acres bruts (46 642 acres nets) non mis en valeur.

Aux fins des présentes, la participation de la société dans la région de Doris avant l'acquisition de Inter West est appelée «participation avant Inter West», et après l'acquisition de Inter West, «participation après Inter West».

Depuis l'acquisition de sa participation dans la région de Doris, six puits de développement ont été forés, ce qui a donné cinq puits de gaz (3,33 puits nets) et un puits provisoirement fermé. Des essais réalisés sur chacun des puits de développement fructueux a révélé un excédent de 3,0 MMpi³/j. De plus, deux puits d'exploration ont été forés, ce qui a donné un puits de gaz potentiel et un puits d'essai abandonné. À l'heure actuelle, la société a une participation de 66 % dans six puits de gaz productifs et huit puits de gaz complétés en mesure de produire en attendant l'achèvement d'une nouvelle usine de gaz prévue en novembre 1997.

Une nouvelle usine de gaz d'une capacité de 18 MMpi³/j construite sur les terrains situés dans la région de Doris est entrée en production en novembre 1997. La société a une participation de 22,91 % dans l'usine et une participation de 44 % dans le réseau de collecte. Les coûts bruts estimatifs de la nouvelle usine et du réseau de collecte sont évalués à 7 440 000 \$ et à 3 056 000 \$ respectivement dont la quote-part totale de la participation après Inter West de la société est évaluée à 3 050 000 \$.

La production de la participation avant Inter West de la société dans la région de Doris a été en moyenne de 29 bpj de liquides et de 5,258 MMpi³/j pour la période de neuf mois terminée le 31 août 1997. La production combinée de la société et de Inter West au cours de cette même période a été de 44 bpj et de 7,887 MMpi³/j. La production provenant de la participation avant Inter West pour le troisième trimestre a été en moyenne de 7,345 MMpi³/j et de 48 bpj de liquides. La production pour le troisième trimestre, en combinant les participations directes selon la participation après Inter West, aurait été de 72 bpj de liquides et de 11,018 MMpi³/j. Depuis la date d'acquisition par la société de sa participation dans la région de Doris, des améliorations et des modifications importantes ont été apportées à l'usine de gaz actuelle afin d'améliorer son efficacité et ses normes d'exploitation et de diminuer les temps d'arrêt de production par intermittence.

Le rapport McDaniel attribue des réserves prouvées de 17,665 Gpi³ de gaz et de 150 Mb de liquides aux terrains situés dans la région de Doris et attribue également des réserves probables

de 6,289 Gpi³ de gaz et de 56 Mb de liquides (3,145 bpi³ et 28 Mb une fois réduites d'un facteur de risque de 50 %) à ces terrains, relativement à la participation avant Inter West de la société.

En conséquence du forage de six puits de développement, la société a retenu les services de Martin Petroleum & Associates en vue de préparer la mise à jour du rapport Martin. La mise à jour du rapport Martin attribue des réserves prouvées de 25,142 Gpi³ de gaz et de 251 Mb de liquides de gaz naturel en date du 1^{er} août 1997 à l'égard de la participation avant Inter West. La mise à jour du rapport Martin attribue des réserves prouvées de 60,147 Gpi³ nets de gaz et de 601 Mb nets de liquides de gaz naturel ce qui donne une participation directe de 100 %. Un puits de développement supplémentaire a été foré avec succès et complété depuis la mise à jour du rapport Martin.

New Cache a prévu un budget de 5 427 000 \$ à engager pour des travaux sismiques, de forage et des installations dans la région de Doris au cours de l'exercice 1997. Jusqu'à présent, la société a engagé 4 900 000 \$. La société a dépensé 507 000 \$ sur des zones non mises en valeur supplémentaires situées dans la région de Doris depuis l'acquisition de 717089 et a l'intention de jouer un rôle actif à l'avenir dans le cadre de ventes de terrains.

La société a repéré 9 puits de développement supplémentaires et 11 emplacements de puits d'exploration potentiels à des fins de forage au cours de l'exercice 1998. Les dépenses en immobilisations estimatives comprenant les participations directes supplémentaires acquises de Inter West s'élèvent à 4 448 000 \$ pour le forage et la réalisation. La société prévoit avoir jusqu'à 2 appareils de forage en utilisation à Doris au cours d'une majeure partie de la saison de forage d'hiver en 1998.

Utikuma (Alberta)

Cette région est située à 200 milles au nord d'Edmonton, dans le centre-nord de l'Alberta.

New Cache détient des participations directes actives et inactives variant de 18,75 % à 100 % dans 7 520 acres bruts (3 519 acres nets) dans la région de Utikuma. À ce jour, New Cache a participé au forage de 18 puits de pétrole bruts (6,21 puits nets) fructueux parmi les 20 puits qui ont été forés.

La participation de la société dans la production à Utikuma a été en moyenne de 451 bpj et de 105 Mpi³/j pour la période de neuf mois terminée le 31 août 1997. Le rapport Martin attribue des réserves prouvées de 1 922 Mb en date du 1^{er} décembre 1996 et des réserves probables de 311 Mb (155,5 Mb une fois réduites d'un facteur de risque de 50 %).

Au début de septembre 1996, le *Alberta Energy and Utilities Board* (le «AEUB») a fait fermer deux puits productifs importants et demandé qu'une injection d'eau soit mise à exécution avant que les puits ne reçoivent la mention «bonne pratique de production» (la «mention BPP») et ne puissent produire à nouveau. L'injection d'eau a été réalisée à compter du 1^{er} février 1997 et la mention BPP a été accordée pour le 1^{er} mars 1997. Les deux puits sont maintenant de nouveau en production.

La société a foré et tubé deux puits de pétrole potentiels (une participation directe de 33,3 %) au printemps de 1997 et la direction prévoit que les deux puits seront complétés et mis en production à l'automne 1997. Aucuns puits additionnels ne sont prévus pour le reste de l'année.

Halkirk - Unité «D» de Upper Mannville, Alberta

Ce gisement est situé à 60 milles à l'est de Red Deer dans le centre-est de l'Alberta.

New Cache détient une participation directe inactive de 20,6 % et un droit aux redevances dérogatoires de 0,8 % dans 560 acres bruts (111 acres nets) sur ces terrains exploités en concertation où se trouvent 15 puits de pétrole productifs et 5 puits d'alimentation ou d'injection d'eau. La participation de la société dans la production s'est élevée en moyenne à 217 bpi et à 142 Mpi³/j pour la période de neuf mois terminée le 31 août 1997. Le rapport Martin attribue à la participation de New Cache dans cette unité des réserves prouvées de 931 Mb de pétrole et de 498 MMpi³ en date du 1^{er} décembre 1996. Le rapport Martin attribue également des réserves probables de 373 Mb de pétrole et de 200 MMpi³ de gaz (186,5 Mb et 100 MMpi³ une fois réduites d'un facteur de risque de 50 %).

Au cours de l'été, un programme de reconditionnement et d'optimisation dynamique a été mis en œuvre, et deux puits de développement ont été forés en vue de maximiser les taux de production.

Grant Lake, Alberta

Cette région est située à environ 120 milles à l'est de Red Deer, en Alberta.

New Cache a une participation directe inactive de 40 % dans 320 acres bruts (128 acres nets). Un puits fructueux faisant l'objet d'une amodiation a été foré et mis en production en juillet 1995, à 95 bpi (38 bpi nets). New Cache a participé au forage de 11 puits de développement en 1996, ce qui a donné 10 puits de pétrole bruts (4 puits nets) fructueux. La participation de la société dans la production a été en moyenne de 152 bpi pour la période de neuf mois terminée le 31 août 1997.

Le rapport Martin attribue des réserves prouvées de 397 Mb en date du 1^{er} décembre 1996 et attribue des réserves probables de 547 Mb et de 379 MMpi³/j (274 Mb et 189,5 MMpi³/j une fois réduites d'un facteur de risque de 50 %).

Le 1^{er} mars 1997, le AEUB a fait fermer la majorité des puits visés par la participation directe de la société, car le rapport pétrole/gaz était supérieur à celui permis dans cette région. Les deux puits toujours en production ont eu une production moyenne de 81 bpi nets au cours du second trimestre, à comparer à 249 bpi nets au cours du trimestre précédant la fermeture. Une injection d'eau partielle a été entreprise afin de maintenir la pression du réservoir et la société prévoit que des discussions relatives à l'exploitation en concertation seront entreprises à l'automne. La majorité des puits ont été remis en production en août, ce qui a donné une production nette revenant à la société de 209 bpi. L'exploitant effectue la mise en place d'un réseau de collecte de gaz qui devrait permettre aux puits de demeurer productifs sans restrictions.

La société a repéré trois emplacements potentiels (une participation directe de 15 % à 45 %) à des fins de forage futur.

Marion Lake - Gisement «R» de Upper Mannville, Alberta

Ce gisement est situé à 60 milles à l'est de Red Deer, dans le centre-est de l'Alberta.

New Cache a une participation directe inactive de 6,223 % dans l'unité de Marion Lake. Le réservoir exploité en concertation contient 7 puits de pétrole productifs horizontaux et 24 qui sont verticaux. La participation de la société dans la production a été en moyenne de 150 bpi et de 88 Mpi³/j pour la période de neuf mois terminée le 31 août 1997. Le rapport Martin attribue des réserves prouvées de 400 Mb et de 626 MMpi³ dans le gisement en date du 1^{er} décembre 1996, et des réserves probables de 118 Mb de pétrole (59 Mb une fois réduites d'un facteur de risque de 50 %).

Le rapport Martin évalue le pétrole en place initial de tout le gisement à 23 800 Mb avec un chapeau de gaz de 13,3 Gpi³. Selon la récupération par injection d'eau, le rapport Martin évalue le taux de récupération définitif à 40 %. Un projet de réinjection de gaz et d'injection d'eau a été

entrepris au début de 1995. La production brute provenant du réservoir exploité en concertation s'est élevée à 2 410 bpi et à 1,414 MMpi³/j pour la période de neuf mois terminée le 31 août 1997.

L'exploitant a prévu un budget de 4 250 000 \$ bruts (265 000 \$ nets pour New Cache) à engager à l'égard de puits de forage et d'installations pour l'année. Jusqu'à présent, un puits vertical et quatre puits intercalaires horizontaux ont été complétés sur l'unité et les nouveaux puits devraient être mis en production au cours du dernier trimestre.

Gisement «B» glauconieux de Leahurst, Alberta

Le gisement «B» glauconieux de Leahurst est situé à environ 2 milles à l'ouest du gisement «R» de Marion Lake Upper Mannville.

New Cache a une participation directe inactive de 3,85 % dans 20 puits de pétrole productifs et 3 puits d'injection dans la région. La participation de la société dans la production provenant des puits a été en moyenne de 83 bpi et de 30 Mpi³/j pour la période de neuf mois terminée le 31 août 1997. Le rapport Martin attribue à New Cache des réserves prouvées de 149 Mb et de 50 MMpi³ en date du 1^{er} décembre 1996 et des réserves probables de 29 Mb et de 10 MMpi³ (14,5 Mb et 5 MMpi³ une fois réduites d'un facteur de risque de 50 %). Le gisement a fait l'objet d'une exploitation en concertation et un projet d'injection d'eau a été entrepris en 1994. La production brute provenant du gisement a été en moyenne de 2 155 bpi et de 1 298 MMpi³/j pour la période de neuf mois terminée le 31 août 1997.

L'exploitant a prévu un budget de 3 916 000 \$ bruts (150 000 \$ nets pour New Cache) à investir dans le forage de puits et l'établissement d'installations pour l'année. Jusqu'à présent, six puits ont été forés, complétés et mis en production en août.

Silverheights - Gisement «000» de Provost Upper Mannville, Alberta

Le gisement «000» de Provost Upper Mannville est situé à environ 120 milles à l'est de Red Deer dans le centre-est de l'Alberta.

New Cache détient des participations directes actives et inactives variant de 3,321 % à 32,34 % dans 1 880 acres bruts (537 acres nets) dans le gisement. New Cache a des participations dans 19 puits de pétrole productifs et 3 puits de pétrole fermés, un puits de gaz provisoirement fermé, un puits de gaz fermé et trois puits de refoulement ou d'injection dans la région. La participation de la société dans la production a été en moyenne de 233 bpi et de 63 Mpi³/j de gaz dissous pour la période de neuf mois terminée le 31 août 1997. Le rapport Martin attribue à New Cache des réserves prouvées de 690 Mb de pétrole et de liquides et de 204 MMpi³ à ce gisement en date du 1^{er} décembre 1996 et des réserves probables de 297 Mb de pétrole et de liquides et de 93 MMpi³ à cette région (148,5 Mb et 46,5 MMpi³ une fois réduites d'un facteur de risque de 50 %).

Mont Lake - Gisements «ZZ» et «XX» de Provost Lloydminster, Alberta

Les gisements «ZZ» et «XX» de Lloydminster sont adjacents à la partie nord du gisement «000» de Provost Upper Mannville à environ 120 milles à l'est de Red Deer dans le centre-est de l'Alberta.

New Cache a des participations directes actives variant de 16,167 % à 55 % dans 1 440 acres bruts (549 acres nets) dans la région. New Cache a des participations dans 15 puits de pétrole productifs, 3 puits de pétrole fermés, 2 puits de refoulement d'eau dans les gisements. La participation de la société dans la production a été en moyenne de 191 bpi et de 32 Mpi³/j de gaz dissous pour la période de neuf mois terminée le 31 août 1997. Le rapport Martin attribue à New Cache des réserves prouvées de 171 Mb et de 31 MMpi³ à ce gisement en date du 1^{er} décembre

1996 et des réserves probables de 28 Mb et de 5 MMpi³ (14 Mb et 2,5 MMpi³ une fois réduites d'un facteur de risque de 50 %).

Mahaska, Alberta

La région de Mahaska est située à 90 milles à l'ouest d'Edmonton, en Alberta.

New Cache a des participations directes actives et inactives dans cette région variant de 15 % à 100 % dans 20 000 acres bruts (9 872 acres nets).

Le puits initial foré par la société dans ce projet à 10-7-56-14W4 (une participation directe de 37,5 %) a été complété comme puits de gaz fructueux. Le puits a été mis en production à la fin de novembre 1996 à un taux d'environ 1,0 MMpi³/j brut avec 50 bj de liquides. Le puits n'a produit que par intermittence en raison de problèmes de compression et de restrictions à l'usine. Le rapport Martin attribue aux participations de la société des réserves prouvées de 1,201 Gpi³ de gaz et de 65 Mb de liquides. Ce puits a été vendu à l'exploitant de l'usine le 1^{er} juin 1997 au prix de 1 500 000 \$ (454 000 \$ net)

Au cours de janvier 1997, la société a tubé et testé un puits de gaz (une participation directe de 45 %) sur d'autres zones situées à l'est du puits initial. Le puits de découverte est entouré de 31,25 sections de terrains appartenant à la société (une participation directe de 15 % à 100 %). Les essais réalisés sur le puits de gaz ont démontré un excédent de 4,0 MMpi³/j bruts avec 45 b de liquides par MMpi³ dans le cadre d'un test du débit absolu (un «test DA») prolongé. Au printemps 1997, deux puits d'extension ont été forés, ce qui a donné un puits de pétrole potentiel (une participation directe de 45 %) et un puits de gaz provisoirement fermé (une participation directe de 45 %).

La mise à jour du rapport Martin attribue à ces trois puits des réserves prouvées de 3,071 Gpi³ et de 138 Mb de liquides de gaz naturel en date du 1^{er} août 1997, et attribue des réserves probables de 2,473 Gpi³ et de 111 Mb de liquides de gaz naturel (1,237 Gpi³ et 55,5 Mb une fois réduites d'un facteur de risque de 50 %).

De plus, New Cache a participé au forage de 3 puits (45 %) au cours des deux derniers mois, ce qui a donné trois puits de gaz potentiels.

Selon les résultats du puits de découverte initial et des forages subséquents, une usine de gaz d'une capacité de 10 MMpi³/j est en construction et devrait être en service avant la fin de novembre 1997. Le coût de l'usine est évalué à 3 580 000 \$ bruts (1 610 000 \$ nets).

New Cache a prévu un budget pour quatre puits d'exploration et deux puits de développement dans cette région au cours de l'exercice 1998. La société évalue sa quote-part des dépenses à 2 970 000 \$. Sa participation directe dans ces puits proposés varie de 32,5 % à 100 %. L'usine actuelle fait l'objet d'une construction modulaire afin de permettre une expansion efficace en cas de succès additionnel.

Biens de moindre importance

Au cours de 1996, New Cache a réalisé des produits tirés des redevances et de la production provenant de plusieurs participations dans des biens de peu d'importance. Ces biens ont été évalués indépendamment dans l'ensemble d'après les réserves prouvées et représentent environ 12 % de la valeur des réserves prouvées totales de la société actualisées à un taux de 15 %. Ces biens ont représenté 505 bep/j ou 20 % de la production totale pour la période de neuf mois terminée le 31 août 1997.

Nouvelles zones d'exploration

Nig Creek, Colombie-Britannique

La région de Nig Creek est située à environ 75 milles de Fort St. John, en Colombie-Britannique.

Avant la débâcle du printemps 1997, New Cache, en tant qu'exploitant, a foré un puits de gaz Baldonnel fructueux (une participation directe de 75 %). Des essais réalisés sur ce puits ont révélé des taux supérieurs à 4,0 MMpi³/j (3,0 MMpi³/j net) dans le cadre d'un test DA prolongé.

La société prévoit construire un pipeline d'une étendue de 6 milles au point de raccordement le plus rapproché au coût d'environ 1 300 00 \$ bruts (975 000 \$ nets) assujetti à la négociation de frais économiques au point de raccordement.

La mise à jour du rapport Martin attribue des réserves prouvées de 7,879 Gpi³ et de 39 Mb de liquides en date du 1^{er} août 1997, et des réserves probables de 809 MMpi³ et de 4 Mb de liquides (404,5 MMpi³ et 2 Mb une fois réduites d'un facteur de risque de 50 %).

La société a des participations directes qui varient de 50 % à 100 % dans 2 560 acres bruts (1 920 acres nets) de terrains non mis en valeur. On prévoit forer deux puits de développement potentiels (75 %) et deux puits d'exploration (50 % et 100 %) cet hiver. La quote-part des dépenses de New Cache pour ces puits est évaluée à 1 800 000 \$.

Chigwell, Alberta

La région de Chigwell est située à environ 150 milles au nord de Calgary, en Alberta.

Les terrains situés dans cette région ont été acquis dans le cadre d'une possibilité d'amodiation. New Cache a convenu de forer un puits d'essai horizontal et, si ce puits était fructueux, de construire les pipelines et les installations nécessaires pour mettre le puits horizontal et deux puits de pétrole capables de produire supplémentaires en production. La société a convenu de verser 50 % du coût du projet avant la récupération revenant à une participation directe de 25 % après la récupération. La société obtiendra une participation directe dans 480 acres bruts (120 acres nets).

Le puits horizontal a été complété et mis en production à la mi-août 1997 à des taux limités en raison de préoccupations liées au gaz sulfureux. Un pipeline visant à traiter le gaz sulfureux a été construit et tous les puits ont été raccordés et mis en service à la fin d'octobre 1997, à des taux non limités.

On prévoit forer un puits horizontal complémentaire cet hiver si le rendement du puits horizontal initial est satisfaisant, à un coût estimatif de 162 000 \$.

Lanaway, Alberta

La région de Lanaway est située à environ 100 milles au nord de Calgary, en Alberta.

La société a des participations directes inactives variant de 33,75 % à 45 % dans 4 788 acres bruts (1 938 acres nets) de terrain. New Cache a participé au forage de 3 puits, ce qui a donné un puits de pétrole Pekisko, un puits de gaz Basal Quartz potentiel et un puits de pétrole Elkton provisoirement fermé.

Le puits de pétrole Pekisko a été foré et mis en production à l'essai au cours de juillet 1997 à des taux limités d'environ 50 bepj. Des tests de pression subséquents se sont avérés satisfaisants.

On prévoit effectuer une stimulation du puits Pekisko à l'automne pour tenter d'augmenter les taux de production. Si le rendement de la production à ces taux plus élevés est satisfaisant, on prévoit forer un puits horizontal au début de l'hiver. La société prévoit également approfondir le puits de pétrole Elkton provisoirement fermé en vue d'évaluer la zone Pekisko. La direction évalue la quote-part de la société des dépenses engagées dans le cadre de ces deux projets à 363 000 \$.

Le rapport Martin attribue des réserves prouvées de 252 MMpi³ et de 4 Mb de liquides de gaz naturel au puits de gaz Basal Quartz en date du 1^{er} décembre 1996. La mise à jour du rapport Martin attribue des réserves prouvées de 46 Mb au puits de pétrole Pekisko en date du 29 juillet 1997. L'évaluation a été préparée avant la fin de la période de production et d'essai du puits.

Autres zones d'exploration

Dans la région de Groat, en Alberta, la société a des participations directes actives variant de 50 % à 100 % dans 5 120 acres bruts (3 200 acres nets) non mis en valeur. La société a l'intention de forer un test profond (50 %) sur une concession divisée en cinq sections et sur 2 puits d'essai d'exploration (des participations directes de 50 % et de 100 %) en vue d'évaluer le potentiel de la zone Gething sur les autres terrains. Le coût estimatif de ces activités de forage pour New Cache s'élève à 2 090 000 \$.

Dans la région de Neptune, en Alberta, la société des participations directes actives variant de 22,5 % à 100 % dans 5 760 acres bruts (3 472 acres nets) de terrains non mis en valeur. On prévoit forer 3 puits d'exploration en vue d'évaluer le potentiel de la zone Halfway sur les autres terrains. La quote-part des coûts estimatifs de la société est de 1 538 000 \$.

À Velma, en Colombie-Britannique, la société a l'intention de forer un essai Slave Point dans le cadre d'un accord d'amodiation. New Cache versera initialement environ 49,5 % des coûts du puits pour réaliser 49,5 % avant la récupération et 24,75 % après la récupération dans l'unité d'écartement forée et 37,5 % dans les trois sections environnantes. New Cache est en mesure d'acquérir 8 sections supplémentaires en forant deux puits facultatifs supplémentaires en versant 75 % des coûts. La société a une participation directe de 75 % dans 5 540 acres bruts (4 144 acres nets) de terrains non mis en valeur situés à l'est de ce projet. On prévoit forer un puits d'exploration sur ces terrains en vue d'évaluer le potentiel des zones Blue Sky et Slave Point.

Avoirs fonciers

Le tableau suivant fait état des avoirs fonciers de la société par province en date du 30 septembre 1997 et du 30 novembre 1996. Le tableau comprend les terrains non mis en valeur de Inter West acquis par la société le 12 septembre 1997.

	Le 30 septembre 1997			Le 30 septembre 1996		
	Bruts	Nets	Moy. WI %	Bruts	Nets	Moy. WI %
Acres non mis en valeur						
Alberta	348 237	178 658	51	199 765	113 031	57
Colombie-Britannique	12 013	8 422	70	6 938	4 940	71
Saskatchewan	3 177	1 503	47	4 820	2 125	44
	363 427	188 583	52	211 523	120 096	57
Réserves attribuées aux acres						
Alberta	71 148	22 665	30	41 943	14 212	34
Colombie-Britannique	332	59	18	1 030	386	38
Saskatchewan	802	184	23	802	184	23
	72 282	22 908	32	43 775	14 782	34
TOTAL	435 709	211 491	49	255 298	134 878	53

Par acres «bruts», on entend le nombre total d'acres dans lesquels la société a une participation. Par acres «nets», on entend le nombre total d'acres dans lesquels la société a une participation multiplié par le pourcentage de la participation directe dans ces acres appartenant à la société.

Depuis le 30 novembre 1996, Seaton-Jordan & Associates Ltd. («Seaton-Jordan»), société de consultation indépendante en gestion de terrains et exploitation minière a préparé trois évaluations distinctes de terrains qui appartiennent maintenant à la société. Ces rapports peuvent se résumer comme suit :

1. un rapport prenant effet le 31 décembre 1996 a évalué les terrains non mis en valeur de New Cache de 86 386 hectares bruts (48 890 hectares nets), soit 215 964 acres bruts (122 226 acres nets) en utilisant un taux de conversion selon lequel un hectare est égal à 2,5 acres et a attribué une valeur de 7 699 729 \$ à la participation de la société dans ceux-ci;
2. un rapport prenant effet le 15 février 1997 a évalué les terrains non mis en valeur acquis par New Cache lors de l'acquisition des actifs de 717089, soit 99 200 acres bruts (29 783 acres nets) de terrains non mis en valeur, et leur a attribué une valeur de 2 199 555 \$ à la participation de la société dans ceux-ci;
3. un rapport prenant effet le 20 mars 1997, préparé pour Inter West, a évalué le terrain non mis en valeur appartenant à Inter West à cette date et acquis par la suite par New Cache lors de l'acquisition de Inter West, soit 128 640 acres bruts (17 690 acres nets) non mis en valeur, et leur a attribué une valeur de 1 975 173 \$ à la participation de la société dans ceux-ci.

De plus, entre le 1^{er} janvier 1997 et le 1^{er} octobre 1997, la société a fait l'acquisition de 61 501 acres bruts (40 537 acres net) de terrains non mis en valeur à un prix de 5 150 000 \$. Aucun de ces terrains non mis en valeur n'a fait partie de l'une ou l'autre des évaluations de Seaton-Jordan susmentionnées.

Des exemplaires des rapports préparés par Seaton-Jordan pourront être examinés au bureau de la société pendant la durée du placement.

Réserves de pétrole et gaz

Les réserves estimatives de la société décrites ci-après reposent sur trois évaluations, notamment le rapport Martin, le rapport McDaniel et le rapport Ashton. Le rapport Martin a évalué les réserves de la société en date du 1^{er} décembre 1996 (avant l'acquisition de 717089 ou l'acquisition de Inter West), le rapport McDaniel a évalué les terrains situés dans la région de Doris acquis de 717089, en date du 1^{er} janvier 1997, et le rapport Ashton a évalué les biens pétroliers et gaziers de Inter West en date du 1^{er} juillet 1997.

Les rapports susmentionnés font l'évaluation des participations de New Cache dans ses principaux biens à l'égard de ses réserves productives prouvées, non productives prouvées et probables de pétrole, de gaz naturel et de liquides et des rentrées nettes futures estimatives avant impôts sur le revenu à tirer desdits biens, avec et sans actualisation. **Les tableaux suivants résument l'évaluation des réserves avant la provision pour les impôts sur le revenu et les coûts indirects et après la déduction des charges d'exploitation, des dépenses en immobilisations et des redevances, tel que présenté dans les rapports susmentionnés. Les tableaux suivants ne représentent pas nécessairement la juste valeur marchande des réserves de la société. La valeur actuelle des revenus de production nets futurs est fondée sur certaines hypothèses de prix et de coûts. Il n'y a aucune garantie que de telles hypothèses de prix et de coûts se réaliseront, et les écarts pourraient être importants.**

Le tableau suivant résume les réserves pour chaque rapport et présente également une colonne intitulée «Total» à cet égard. La colonne Total a été ajoutée par la société. Des exemplaires des rapports pourront être examinés au bureau de la société pendant la durée du placement. Le tableau suivant ne tient pas compte de toute évaluation des réserves contenue dans la mise à jour du rapport Martin. Se reporter à la rubrique «Principaux biens productifs».

	<u>Martin</u>	<u>McDaniel</u>	<u>Ashton</u>	<u>Total</u>
Réserves (prix indexés) (avant les redevances)				
Gaz naturel (Gpi ³)				
Prouvées	15 256	17 665	12 339	45 260
Probables	7 190	6 289	4 383	17 862
Prouvées et probables (non rajustées en fonction du risque)	22 446	23 954	16 722	63 122
Prouvées et probables (rajustées en fonction d'un risque de 50 %)	18 851	20 809	14 530	54 190
Pétrole brut et Ign (Mb)				
Prouvées	5 343	150	182	5 675
Probables	2 073	56	63	2 192
Prouvées et probables (non rajustées en fonction du risque)	7 416	206	245	7 867
Prouvées et probables (rajustées en fonction d'un risque de 50 %)	6 379	178	213	6 770
Réserves (prix constants) (avant les redevances)				
Gaz naturel (Gpi ³)				
Prouvées	15 065	17 665	12 339	45 069
Probables	7 384	6 289	4 383	18 056
Prouvées et probables (non rajustées en fonction du risque)	22 449	23 954	16 722	63 125
Prouvées et probables (rajustées en fonction d'un risque de 50 %)	18 757	20 809	14 530	54 096
Pétrole brut et Ign (Mb)				
Prouvées	5 339	150	182	5 671
Probables	2 072	56	63	2 191
Prouvées et probables (non rajustées en fonction du risque)	7 411	206	245	7 862
Prouvées et probables (rajustées en fonction d'un risque de 50 %)	6 375	178	213	6 766

Mise à jour du rapport Martin

En conséquence des activités de la société dans les régions de Doris, de Lanaway, de Mahaska et de Nig Creek depuis la date du rapport Martin, la société a demandé à Martin Petroleum & Associates de mettre à jour l'évaluation des réserves de la société situées dans ces quatre régions.

Le tableau suivant résume les réserves estimatives pour chaque bien représentant la quote-part de la participation directe de la société dans les réserves avant la déduction des redevances.

	Quote-part de la société dans les réserves ⁵⁾	
	Pétrole brut et liquides de gaz naturel	Gaz naturel (MMpi ³⁾)
	Brutes ⁶⁾	Brutes ⁶⁾
Doris		
Réserves prouvées ¹⁾	251,4	25 141,5
Lanaway		
Réserves prouvées ¹⁾	46,2	-
Mahaska		
Réserves prouvées non productives ³⁾	138,2	3 071,3
Réserves probables ⁴⁾	111,3	2 472,6
Nig Creek		
Réserves prouvées non productives ³⁾	39,4	7 879,4
Réserves probables ⁴⁾	-	809,0

Notes : (Se reporter aux Notes correspondantes du rapport Martin ci-après)

Suit un résumé plus détaillé du rapport Martin, du rapport McDaniel et du rapport Ashton.

Rapport Martin

Réserves de pétrole et de gaz naturel et rentrées nettes avant impôts

(Selon des hypothèses de prix indexés)

	Quote-part de la société dans les réserves ⁵⁾ Pétrole brut et liquides de gaz naturel (Mb) ¹⁰⁾		Gaz naturel (MMpi ³⁾)		Valeur actuelle des revenus nets futurs ⁷⁾⁸⁾⁹⁾¹³⁾ (en millions de dollars) Taux actualisés de :			
	Brutes ⁶⁾	Nettes ⁶⁾	Brutes ⁶⁾	Nettes ⁶⁾	0 %	10 %	15 %	20 %
Réserves prouvées ¹⁾								
Productives ²⁾	5 070	4 028	8 036	6 772	93,5	59,5	51,0	44,9
Non productives ³⁾	273	212	7 219	5 909	14,7	7,1	5,6	4,5
Total des réserves prouvées	5 343	4 240	15 256	12 681	108,2	66,6	56,6	49,4
Réserves probables additionnelles ⁴⁾	2 073	1 715	7 190	5 745	54,2	19,9	14,9	11,9
Total des réserves prouvées et probables avant réduction pour le risque	7 416	5 955	22 446	18 427	162,4	86,5	71,5	61,3
Réduction des réserves probables par un facteur de risque de 50 %	(1 036)	(858)	(3 595)	(2 873)	(27,1)	(9,9)	(7,5)	(5,9)
Total des réserves prouvées et probables totales après réduction par un facteur de risque de 50 %	6 379	5 097	18 851	15 554	135,3	76,5	64,0	55,4

Réserves de pétrole et de gaz naturel et rentrées nettes avant impôts

(Selon des hypothèses de prix constants)¹²⁾

	Quote-part de la société dans les réserves ⁵⁾ Pétrole brut et liquides de gaz naturel (MB) ¹⁰⁾		Gaz naturel (MMpi ³)		Valeur actuelle des revenus nets futurs ⁷⁾⁸⁾⁹⁾¹¹⁾ (en millions de dollars) Taux actualisés de :			
	Brutes ⁶⁾	Nettes ⁶⁾	Brutes ⁶⁾	Nettes ⁶⁾	0 %	10 %	15 %	20 %
Réserves prouvées ¹⁾								
Productives ²⁾	5 066	3 958	7 852	7 007	91,4	60,7	52,5	46,4
Non productives ³⁾	273	209	7 213	6 363	9,2	5,1	4,1	3,4
Total des réserves prouvées	5 339	4 167	15 065	13 370	100,6	65,8	56,6	49,8
Réserves probables additionnelles ⁴⁾	2 072	1 687	7 384	6 446	37,4	17,4	13,5	10,8
Total des réserves prouvées et probables avant réduction pour le risque	7 411	5 854	22 449	19 816	138,0	83,2	70,1	60,6
Réduction des réserves probables par un facteur de risque de 50 %	(1 036)	(844)	(3 692)	(3 223)	(18,7)	(8,7)	(6,8)	(5,4)
Total des réserves prouvées et probables totales après réduction par un facteur de risque de 50 %	6 375	5 010	18 757	16 593	119,3	74,5	63,3	55,2

NOTES :

- 1) Les réserves prouvées sont les réserves que l'on estime récupérables, suivant les conditions économiques existantes et la technologie actuelle dans le cas des hypothèses de prix et de coûts constants et suivant les conditions économiques prévues dans le cas des hypothèses de prix et de coûts indexés, de la portion d'un réservoir qui peut être raisonnablement évaluée comme étant économiquement productive compte tenu de l'analyse de données de forage, géologiques, géophysiques et techniques, y compris les réserves qui peuvent être obtenues par des procédés de récupération assistée qui s'avèrent rentables et techniquement fructueux dans le réservoir en question.
- 2) Les réserves productives prouvées sont les réserves prouvées qui sont actuellement en production ou, si elles ne produisent pas, qui pourraient être récupérées à partir des puits ou des installations existants et dont l'absence de production actuelle se justifie par le choix du propriétaire plutôt que l'absence de marché ou quelque autre raison. Tel est le cas lorsqu'un puits ou une zone a la capacité de produire mais est fermé parce que sa capacité de livraison n'est pas requise pour remplir des engagements contractuels.
- 3) Les réserves non productives prouvées sont les réserves prouvées qui ne produisent pas actuellement en raison d'un manque d'installations ou de marchés ou les deux.
- 4) Les réserves probables sont les réserves dont l'analyse des données de forage, géologiques, géophysiques et techniques ne démontrent pas qu'elles sont prouvées suivant les conditions économiques existantes et la technologie actuelle, mais où une telle analyse suggère qu'il est vraisemblable qu'elles existent et qu'elles puissent être récupérées à l'avenir. Les réserves probables que l'on peut obtenir par l'utilisation de procédés de récupération assistée correspondront à l'augmentation de la récupération qui sera supérieure à celle estimée dans la catégorie prouvée qui peuvent être estimées de façon réaliste pour le gisement d'après des procédés de récupération assistées que l'on peut s'attendre raisonnablement à entreprendre à l'avenir. **Les réserves probables et leur valeur actuelle estimative indiquées précédemment ont été pondérées par New Cache de 50 % par rapport aux montants indiqués dans le rapport Martin pour tenir compte de la probabilité d'obtenir une production de ces réserves.**
- 5) Là où il a été possible de le faire, les réserves restantes ont été déterminées par l'extrapolation des données historiques de production; autrement, les réserves ont été estimées de façon volumétrique et à partir des relations des balances de matériel. Les données sur les carottes et les coupes géologiques ont été utilisées pour déterminer les gisements nets, les porosités et les saturations en eau. Les volumes de réservoir ont été estimés à partir des gisements nets et des zones attribuées.
- 6) Par réserves «brutes», on entend les réserves restantes dont New Cache est propriétaire avant la déduction des redevances. Par réserves «nettes», on entend les réserves restantes dont New Cache est propriétaire moins toutes les redevances et toutes les participations appartenant à des tiers.
- 7) La valeur actuelle des revenus nets futurs a été calculée à partir des profils de la production et des prévisions des coûts en capital et des charges d'exploitation préparés dans le rapport Martin. Les prévisions sur les revenus nets et les valeurs actuelles (déduction faite des redevances, des taxes de production sur les biens en propriété franche, des charges d'exploitation et des investissements en capital) ont été déterminées avant les impôts sur le revenu. **Les valeurs actuelles ne doivent pas être interprétées comme étant la juste valeur marchande des biens.**
- 8) Les revenus de production nets sont le revenu tiré de la vente des réserves nettes de pétrole, de gaz naturel et de sous-produits du gaz naturel, moins tous les coûts en capital, toutes les taxes de production et toutes les charges d'exploitation et avant la provision pour impôts sur le revenu et frais généraux administratifs. Toutes les valeurs sont indiquées en dollars canadiens. Les hypothèses de prix indexés supposent le maintien des lois et des règlements actuels et de toute augmentation des prix de vente à la tête du puits et tiennent compte de l'inflation pour ce qui est des coûts en capital et des charges d'exploitation à venir. Dans l'hypothèse de prix indexés utilisée dans l'évaluation contenue dans le rapport Martin, les coûts en capital et les charges d'exploitation ont été indexés conformément à l'évaluation qu'en a fait l'ingénieur indépendant. Les prévisions sur le prix du pétrole et du gaz naturel utilisées dans le rapport Martin se résument de la façon suivante :

Rapport Martin : Prix estimatifs en vigueur à compter du 1^{er} janvier 1997

ANNÉE	WTI à Cushing Oklahoma \$ US/baril	Léger non corrosif Edmonton \$ CA/b	Ventes directes Fermes en Alberta \$/MMBTU
1997	21,00	27,40	1,55
1998	21,00	27,40	1,75
1999	21,00	27,40	1,95
2000	21,50	28,00	2,15
2001	22,25	29,00	2,30
2001	23,00	30,00	2,45
2003	23,75	31,00	2,55
2004	24,50	32,00	2,70
2005	25,25	33,00	2,85
2006	26,00	34,00	2,90
PAR LA SUITE	3 %	3 %	3 %

Un taux d'inflation de 3 % par année et un taux de change de 0,74 \$ US/\$ CA ont été utilisés dans le rapport Martin.

Les prévisions sur les prix du pétrole aux limites de la ville d'Edmonton susmentionnées se rapportent à du pétrole brut à 40° API et contenant moins de 0,5 pour cent de soufre. Les prix du pétrole et des sous-produits indiqués ont été redressés pour tenir compte de la qualité brute et des tarifs de transport afin de refléter les prix reçus dans les diverses régions. Les prix du gaz naturel ont été redressés pour tenir compte de la valeur calorifique et de la durée particulière des contrats.

- 9) Le rapport Martin fait l'évaluation du total des coûts en capital nets pour New Cache requis pour atteindre les revenus de production nets futurs estimatifs provenant des réserves prouvées et probables, compte tenu des hypothèses de coûts indexés, à 1 617 900 \$. Les dépenses futures devraient être engagées comme suit : une tranche de 1 481 000 \$ au cours de 1997 et une tranche de 0 \$ au cours de 1998. Le total des coûts en capital selon des hypothèses de prix constants s'élève à 1 570 700 \$, dont une tranche de 1 462 500 \$ sera engagée en 1997 et une tranche de 0 \$ au cours de 1998. Ces valeurs sont reliées au total des réserves prouvées et probables.
- 10) Les liquides de gaz naturel représentent sur une base prouvée 250 100 barils ou 4,7 % des réserves prouvées de pétrole et représentent 305 300 barils ou 4,1 % des réserves probables et prouvées de pétrole.
- 11) Les rentrées nettes comprennent les crédits d'impôt de l'Alberta au titre de redevances («CIAR») et sont préparés pour la durée des réserves. Le programme CIAR devrait prendre fin le 31 décembre 1999.
- 12) À l'égard du rapport Martin, les hypothèses de prix constants supposent le maintien des lois et règlements actuels et des charges d'exploitation en vigueur à la date des rapports. Les prix des produits n'ont pas été indexés au-delà de 1996. De plus, les charges d'exploitation et les coûts en capital n'ont pas été augmentés en fonction de l'inflation. Les prix du pétrole et du gaz utilisés sont ceux prévus pour 1997; on n'a tenu compte d'aucune indexation des prix moyens du pétrole et du gaz pour 1996.
- 13) Le rapport Martin est fondé en partie sur des déclarations de New Cache pour ce qui est des faits, notamment ceux sur la propriété des biens, qui ont été acceptées telles que présentées sans vérification indépendante.
- 14) Il se peut que les totaux n'arrivent pas en raison de l'arrondissement.

Rapport McDaniel

Réserves de pétrole et de gaz naturel et rentrées nettes avant impôts (Selon des hypothèses de prix indexés)

	Quote-part de la société dans les réserves ⁵⁾ Pétrole brut et liquides de gaz naturel (MB) ¹⁰⁾		Gaz naturel (MMpi ³)		Valeur actuelle des revenus nets futurs ⁷⁾⁸⁾⁹⁾¹¹⁾ (en millions de dollars) Taux actualisés de :			
	Brutes ⁶⁾	Nettes ⁶⁾	Brutes ⁶⁾	Nettes ⁶⁾	0 %	10 %	15 %	20 %
Réserves prouvées ¹⁾								
Productives ²⁾	150	102	17 665	13 268	23,0	17,0	14,9	13,2
Non productives ³⁾	-	-	-	-	-	-	-	-
Total des réserves prouvées	150	102	17 665	13 268	23,0	17,0	14,9	13,2
Réserves probables additionnelles ⁴⁾	56	38	6 289	4 627	12,2	7,1	5,6	4,6
Total des réserves prouvées et probables avant réduction pour le risque	206	140	23 954	17 895	35,2	24,1	20,5	17,8
Réduction des réserves probables par un facteur de risque de 50 %	(28)	(19)	(3 145)	(2 314)	(6,1)	(3,6)	(2,8)	(2,3)
Total des réserves prouvées et probables totales après réduction par un facteur de risque de 50 %	178	121	20 809	15 581	29,1	20,5	17,7	15,5

Réserves de pétrole et de gaz naturel et rentrées nettes avant impôts (Selon des hypothèses de prix constants)¹²⁾

	Quote-part de la société dans les réserves ⁵⁾ Pétrole brut et liquides de gaz naturel (MB) ¹⁰⁾		Gaz naturel (MMpi ³)		Valeur actuelle des revenus nets futurs ⁷⁾⁸⁾⁹⁾¹¹⁾ (en millions de dollars) Taux actualisés de :			
	Brutes ⁶⁾	Nettes ⁶⁾	Brutes ⁶⁾	Nettes ⁶⁾	0 %	10 %	15 %	20 %
Réserves prouvées ¹⁾								
Productives ²⁾	150	100	17 665	12 853	26,5	20,0	17,8	16,0
Non productives ³⁾	-	-	-	-	-	-	-	-
Total des réserves prouvées	150	100	17 665	12 853	26,5	20,0	17,8	16,0
Réserves probables additionnelles ⁴⁾	56	38	6 289	4 567	11,6	7,0	5,7	4,7
Total des réserves prouvées et probables avant réduction pour le risque	206	138	23 954	17 420	38,1	27,0	23,5	20,7
Réduction des réserves probables par un facteur de risque de 50 %	(28)	(19)	(3 145)	(2 284)	(5,8)	(3,5)	(2,9)	(2,4)
Total des réserves prouvées et probables totales après réduction par un facteur de risque de 50 %	178	119	20 809	15 136	32,3	23,5	20,6	18,3

NOTES :

- 1) Les réserves prouvées sont les réserves que l'on estime récupérables, suivant les conditions économiques existantes et la technologie actuelle dans le cas des hypothèses de prix et de coûts constants et suivant les conditions économiques prévues dans le cas des hypothèses de prix et de coûts indexés, de la portion d'un réservoir qui peut être raisonnablement évaluée comme étant économiquement productive compte tenu de l'analyse de données de forage, géologiques, géophysiques et techniques, y compris les réserves qui peuvent être obtenues par des procédés de récupération assistée qui s'avèrent rentables et techniquement fructueux dans le réservoir en question.
- 2) Les réserves productives prouvées sont les réserves prouvées qui sont actuellement en production ou, si elles ne produisent pas, qui pourraient être récupérées à partir des puits ou des installations existants et dont l'absence de production actuelle se justifie par le choix du propriétaire plutôt que l'absence de marché ou quelque autre raison. Tel est le cas lorsqu'un puits ou une zone a la capacité de produire mais est fermé parce que sa capacité de livraison n'est pas requise pour remplir des engagements contractuels.
- 3) Les réserves non productives prouvées sont les réserves prouvées qui ne produisent pas actuellement en raison d'un manque d'installations ou de marchés ou les deux.
- 4) Les réserves probables sont les réserves dont l'analyse des données de forage, géologiques, géophysiques et techniques ne démontrent pas qu'elles sont prouvées suivant les conditions économiques existantes et la technologie actuelle, mais où une telle analyse suggère qu'il est vraisemblable qu'elles existent et qu'elles puissent être récupérées à l'avenir. Les réserves probables que l'on peut obtenir par l'utilisation de procédés de récupération assistée correspondront à l'augmentation de la récupération qui sera supérieure à celle estimée dans la catégorie prouvée qui peuvent être estimées de façon réaliste pour le gisement d'après des procédés de récupération assistées que l'on peut s'attendre raisonnablement à entreprendre à l'avenir. **Les réserves probables et leur valeur actuelle estimative indiquées précédemment ont été pondérées par New Cache de 50 % par rapport aux montants indiqués dans le rapport McDaniel pour tenir compte de la probabilité d'obtenir une production de ces réserves.**
- 5) Là où il a été possible de le faire, les réserves restantes ont été déterminées par l'extrapolation des données historiques de production; autrement, les réserves ont été estimées de façon volumétrique et à partir des relations des balances de matériel. Les données sur les carottes et les coupes géologiques ont été utilisées pour déterminer les gisements nets, les porosités et les saturations en eau. Les volumes de réservoir ont été estimés à partir des gisements nets et des zones attribuées.
- 6) Par réserves «brutes», on entend les réserves restantes dont New Cache est propriétaire avant la déduction des redevances. Par réserves «nettes», on entend les réserves restantes dont New Cache est propriétaire moins toutes les redevances et toutes les participations appartenant à des tiers.
- 7) La valeur actuelle des revenus nets futurs a été calculée à partir des profils de la production et des prévisions des coûts en capital et des charges d'exploitation préparés dans le rapport McDaniel. Les prévisions sur les revenus nets et les valeurs actuelles (déduction faite des redevances, des taxes de production sur les biens en propriété franche, des charges d'exploitation et des investissements en capital) ont été déterminées avant les impôts sur le revenu. **Les valeurs actuelles ne doivent pas être interprétées comme étant la juste valeur marchande des biens.**
- 8) Les revenus de production nets sont le revenu tiré de la vente des réserves nettes de pétrole, de gaz naturel et de sous-produits du gaz naturel, moins tous les coûts en capital, toutes les taxes de production et toutes les charges d'exploitation et avant la provision pour impôts sur le revenu et frais généraux administratifs. Toutes les valeurs sont indiquées en dollars canadiens. Les hypothèses de prix indexés supposent le maintien des lois et des règlements actuels et de toute augmentation des prix de vente à la tête du puits et tiennent compte de l'inflation pour ce qui est des coûts en capital et des charges d'exploitation à venir. Dans l'hypothèse de prix indexés utilisée dans l'évaluation contenue dans le rapport McDaniel, les coûts en capital et les charges d'exploitation ont été indexés conformément à l'évaluation qu'en a fait l'ingénieur indépendant. Les prévisions sur le prix du pétrole et du gaz naturel utilisés dans le rapport McDaniel se résument de la façon suivante :

Rapport McDaniel : Prix estimatifs à compter du 1^{er} janvier 1997

	Prix au champ TCGSL \$/CA/MMBTU	Prix au champ pondéré de Doris \$/CA/MMBTU	Liquides de gaz naturel Edmonton \$/b
1997	1,85	1,82	27,00
1998	2,05	1,99	25,60
1999	2,20	2,20	26,60
2000	2,35	2,35	27,60
2001	2,45	2,45	28,80
2002	2,55	2,55	30,00
2003	2,70	2,70	31,40
2002	2,85	2,85	32,80
2004	3,00	3,00	34,40
2005	3,15	3,15	36,00
2006	3,30	3,30	37,60
PAR LA	3 %	3 %	3 %
SUITE			

Un taux d'inflation de 3 % par année a été utilisé dans le rapport McDaniel.

Les prévisions sur les prix du pétrole aux limites de la ville d'Edmonton susmentionnées se rapportent à du pétrole brut à 40° API et contenant moins de 0,5 % de soufre à Edmonton. Les prix du pétrole et des sous-produits indiqués ont été redressés pour tenir compte de la qualité brute et des tarifs de transport afin de refléter les prix reçus dans les diverses régions. Le prix au champ

pondéré de Doris a été calculé d'après une pondération du prix au champ TCGSL indiqué précédemment et de deux contrats à prix fixe qui viennent à échéance à diverses dates avant le 31 octobre 1998. Les prix du gaz naturel ont été redressés pour tenir compte de la valeur calorifique et de la durée particulière des contrats.

- 9) Le rapport McDaniel fait l'évaluation du total des coûts en capital nets pour New Cache requis pour atteindre les revenus de production nets futurs estimatifs provenant des réserves prouvées et probables, compte tenu des hypothèses de coûts indexés, à 3 774 200 \$. Les dépenses futures devraient être engagées comme suit : une tranche de 1 564 400 \$ au cours de 1997 et une tranche de 1 717 100 \$ au cours de 1998. Le total des coûts en capital selon des hypothèses de prix constants s'élève à 3 564 000 \$, dont une tranche de 1 518 900 \$ sera engagée en 1997 et une tranche de 1 628 000 \$ au cours de 1998. Ces valeurs sont reliées au total des réserves prouvées et probables.
- 10) Les liquides de gaz naturel représentent sur une base prouvée 150 000 barils ou 100 % des réserves prouvées de pétrole et des réserves de lgn et représentent 206 000 barils ou 100 % des réserves probables et prouvées de pétrole et de lgn.
- 11) Les rentrées nettes ne comprennent pas les crédits d'impôt de l'Alberta au titre de redevances («CIAR»). Le programme CIAR devrait prendre fin le 31 décembre 1999.
- 12) À l'égard du rapport McDaniel, les hypothèses de prix constants supposent le maintien des lois et des règlements et des charges d'exploitation en vigueur à la date du rapport. Le prix au champ pondéré de Doris a été calculé d'après la pondération du prix au champ TCGSL en décembre 1996 et de deux contrats à prix fixe se traduisant par un prix moyen pondéré de 2,33 \$ CA/MMBTU en 1997, de 2,42 \$ CA/MMBTU en 1998 et de 2,52 \$ CA/MMBTU en 1999 et par la suite. Le prix réel pour le premier trimestre de 1997 que la société a reçu pour les ventes au comptant a été de 2,06 \$ CA/MMBTU. Le prix des liquides de gaz naturel à Edmonton utilisé pour les prévisions a été de 32,93 \$/b. De plus, les charges d'exploitation et les coûts en capital n'ont pas été augmentées en fonction de l'inflation.
- 13) Le rapport McDaniel est fondé en partie sur des déclarations de New Cache pour ce qui est des faits, notamment ceux sur la propriété des biens, qui ont été acceptées telles que présentées sans vérification indépendante.
- 14) Il se peut que les totaux n'arrivent pas en raison de l'arrondissement.

Rapport Ashton

Réserves de pétrole et de gaz naturel et rentrées nettes avant impôts (Selon des hypothèses de prix indexés)⁵⁾

	Quote-part de la société dans les réserves ⁵⁾ Pétrole brut et liquides de gaz naturel (MB) ¹⁰⁾		Gaz naturel (MMpi ³)		Valeur actuelle des revenus nets futurs ⁷⁾⁸⁾⁹⁾¹¹⁾ (en millions de dollars) Taux actualisés de :			
	Brutes ⁶⁾	Nettes ⁶⁾	Brutes ⁶⁾	Nettes ⁶⁾	0 %	10 %	15 %	20 %
Réserves prouvées ¹⁾								
Productives ²⁾	143	100	9 649	7 104	12,1	9,7	8,8	8,1
Non productives ³⁾	39	27	2 690	1 961	3,6	2,5	2,2	1,9
Total des réserves prouvées	182	127	12 339	9 065	15,7	12,2	11,0	10,0
Réserves probables additionnelles ⁴⁾	63	46	4 383	3 123	6,5	3,5	2,9	2,5
Total des réserves prouvées et probables avant réduction pour le risque	245	173	16 722	12 188	22,2	15,7	13,9	12,5
Réduction des réserves probables par un facteur de risque de 50 %	(32)	(23)	(2 192)	(1 562)	(3,3)	(1,8)	(1,5)	(1,3)
Total des réserves prouvées et probables totales après réduction par un facteur de risque de 50 %	213	150	14 530	10 626	18,9	13,9	12,4	11,2

Réserves de pétrole et de gaz naturel et rentrées nettes avant impôts
(Selon des hypothèses de prix constants)¹²⁾

	Quote-part de la société dans les réserves ⁵⁾ Pétrole brut et liquides de gaz naturel (MB) ¹⁰⁾		Gaz naturel (MMpi ³)		Valeur actuelle des revenus nets futurs ⁷⁾⁸⁾⁹⁾¹¹⁾ (en millions de dollars) Taux actualisés de :			
	Brutes ⁶⁾	Nettes ⁶⁾	Brutes ⁶⁾	Nettes ⁶⁾	0 %	10 %	15 %	20 %
Réserves prouvées ¹⁾								
Productives ²⁾	143	100	9 649	7 050	10,0	8,3	7,7	7,1
Non productives ³⁾	39	27	2 690	1 969	2,8	2,0	1,7	1,6
Total des réserves prouvées	182	127	12 339	9 019	12,8	10,3	9,4	8,7
Réserves probables additionnelles ⁴⁾	63	48	4 383	3 154	4,5	2,7	2,3	2,0
Total des réserves prouvées et probables avant réduction pour le risque	245	175	16 722	12 173	17,3	13,0	11,7	10,7
Réduction des réserves probables par un facteur de risque de 50 %	(32)	(24)	(2 192)	(1 577)	(2,3)	(1,4)	(1,2)	(1,0)
Total des réserves prouvées et probables totales après réduction par un facteur de risque de 50 %	213	151	14 530	10 596	15,0	11,6	10,5	9,7

NOTES :

- 1) Les réserves prouvées sont les réserves que l'on estime récupérables, suivant les conditions économiques existantes et la technologie actuelle dans le cas des hypothèses de prix et de coûts constants et suivant les conditions économiques prévues dans le cas des hypothèses de prix et de coûts indexés, de la portion d'un réservoir qui peut être raisonnablement évaluée comme étant économiquement productive compte tenu de l'analyse de données de forage, géologiques, géophysiques et techniques, y compris les réserves qui peuvent être obtenues par des procédés de récupération assistée qui s'avèrent rentables et techniquement fructueux dans le réservoir en question.
- 2) Les réserves productives prouvées sont les réserves prouvées qui sont actuellement en production ou, si elles ne produisent pas, qui pourraient être récupérées à partir des puits ou des installations existants et dont l'absence de production actuelle se justifie par le choix du propriétaire plutôt que l'absence de marché ou quelque autre raison. Tel est le cas lorsqu'un puits ou une zone a la capacité de produire mais est fermé parce que sa capacité de livraison n'est pas requise pour remplir des engagements contractuels.
- 3) Les réserves non productives prouvées sont les réserves prouvées qui ne produisent pas actuellement en raison d'un manque d'installations ou de marchés ou les deux.
- 4) Les réserves probables sont les réserves dont l'analyse des données de forage, géologiques, géophysiques et techniques ne démontrent pas qu'elles sont prouvées suivant les conditions économiques existantes et la technologie actuelle, mais où une telle analyse suggère qu'il est vraisemblable qu'elles existent et qu'elles puissent être récupérées à l'avenir. Les réserves probables que l'on peut obtenir par l'utilisation de procédés de récupération assistée correspondront à l'augmentation de la récupération qui sera supérieure à celle estimée dans la catégorie prouvée qui peuvent être estimées de façon réaliste pour le gisement d'après des procédés de récupération assistées que l'on peut s'attendre raisonnablement à entreprendre à l'avenir. **Les réserves probables et leur valeur actuelle estimative indiquées précédemment ont été pondérées par New Cache de 50 % par rapport aux montants indiqués dans le rapport Ashton pour tenir compte de la probabilité d'obtenir une production de ces réserves.**
- 5) Là où il a été possible de le faire, les réserves restantes ont été déterminées par l'extrapolation des données historiques de production; autrement, les réserves ont été estimées de façon volumétrique et à partir des relations des balances de matériel. Les données sur les carottes et les coupes géologiques ont été utilisées pour déterminer les gisements nets, les porosités et les saturations en eau. Les volumes de réservoir ont été estimés à partir des gisements nets et des zones attribuées.
- 6) Par réserves «brutes», on entend les réserves restantes dont New Cache est propriétaire avant la déduction des redevances. Par réserves «nettes», on entend les réserves restantes dont New Cache est propriétaire moins toutes les redevances et toutes les participations appartenant à des tiers.
- 7) La valeur actuelle des revenus nets futurs a été calculée à partir des profils de la production et des prévisions des coûts en capital et des charges d'exploitation préparés dans le rapport Ashton. Les prévisions sur les revenus nets et les valeurs actuelles (déduction faite des redevances, des taxes de production sur les biens en propriété franche, des charges d'exploitation et des investissements en capital) ont été déterminées avant les impôts sur le revenu. **Les valeurs actuelles ne doivent pas être interprétées comme étant la juste valeur marchande des biens.**
- 8) Les revenus de production nets sont le revenu tiré de la vente des réserves nettes de pétrole, de gaz naturel et de sous-produits du gaz naturel, moins tous les coûts en capital, toutes les taxes de production et toutes les charges d'exploitation et avant la provision pour impôts sur le revenu et frais généraux administratifs. Toutes les valeurs sont indiquées en dollars canadiens.

Les hypothèses de prix indexés supposent le maintien des lois et des règlements actuels et de toute augmentation des prix de vente à la tête du puits et tiennent compte de l'inflation pour ce qui est des coûts en capital et des charges d'exploitation à venir. Dans l'hypothèse de prix indexés utilisée dans l'évaluation contenue dans le rapport Ashton, les coûts en capital et les charges d'exploitation ont été indexés conformément à l'évaluation qu'en a fait l'ingénieur indépendant. Les prévisions sur le prix du pétrole et du gaz naturel utilisés dans le rapport Ashton se résument de la façon suivante :

Rapport Ashton : Prix estimatifs en vigueur à compter du 1^{er} janvier 1997

ANNÉE	WTI à Cushing Oklahoma \$ US/baril	Léger non corrosif Edmonton \$ CA/b	Ventes directes Fermes en Alberta \$/MMBTU
1997	20,31	27,00	1,70
1998	20,31	27,00	1,85
1999	21,04	28,00	2,00
2000	21,77	29,00	2,15
2001	22,50	30,00	2,30
2001	23,23	31,00	2,45
2003	24,32	32,50	2,55
2004	25,42	34,00	2,65
2005	26,44	35,40	2,80
2006	27,61	37,00	2,90
PAR LA SUITE	3 %	3 %	3 %

Un taux d'inflation de 3 % par année a été utilisé dans le rapport Ashton.

Les prévisions sur les prix du pétrole aux limites de la ville d'Edmonton susmentionnées se rapportent à du pétrole brut à 40° API et contenant moins de 0,5 pour cent de soufre à Edmonton. Les prix du pétrole et de sous-produits indiqués ont été redressés pour tenir compte de la qualité brute et des tarifs de transport afin de refléter les prix reçus dans les diverses régions. Les prix du gaz naturel ont été redressés pour tenir compte de la valeur calorifique et de la durée particulière des contrats.

- 9) Le rapport Ashton fait l'évaluation des coûts en capital net pour New Cache requis pour atteindre les revenus de production nets futurs plus estimatifs provenant des réserves prouvées et probables, compte tenu des hypothèses de coûts indexés, à 541 000 \$. Les dépenses futures devraient être engagées comme suit : une tranche de 178 000 \$ au cours de 1997 et une tranche de 97 000 \$ au cours de 1998. Le total des coûts en capital selon des hypothèses de prix constants s'élèvent à 524 000 \$, dont une tranche de 178 000 \$ sera engagée en 1997 et une tranche de 95 000 \$ au cours de 1998. Ces valeurs sont reliées au total des réserves prouvées et probables.
- 10) Les liquides de gaz naturel représentent sur une base prouvée 182 000 barils ou 100 % des réserves prouvées de pétrole et représentent 245 000 barils ou 100 % des réserves probables et prouvées de pétrole.
- 11) Les rentrées nettes comprennent les crédits d'impôt de l'Alberta au titre de redevances («CIAR») et sont préparés pour la durée des réserves. Le programme CIAR devrait prendre fin le 31 décembre 1999.
- 12) À l'égard du rapport Ashton, les hypothèses de prix constants supposent le maintien des lois et des règlements et des charges d'exploitation en vigueur à la date du rapport. Les prix des produits n'ont pas été indexés au-delà de 1996. De plus, les charges d'exploitation et les coûts en capital n'ont pas été augmentés en fonction de l'inflation. Les prix du pétrole et du gaz utilisés sont ceux prévus pour 1997; on n'a tenu compte d'aucune indexation des prix moyens du pétrole et du gaz pour 1996.
- 13) Le rapport Ashton est fondé en partie sur des déclarations de Inter West pour ce qui est des faits, notamment ceux sur la propriété des biens, qui ont été acceptées telles que présentées sans vérification indépendante.
- 14) Il se peut que les totaux n'arrivent pas en raison de l'arrondissement.

Puits

Le tableau suivant présente un résumé du total des participations de la société (y compris celles de Inter West) dans les puits productifs bruts et nets en date du 30 septembre 1997.

Biens	PÉTROLE				GAZ				SERVICE		TOTAL	
	Productifs		Fermés		Productifs		Fermés		Bruts	Nets	Bruts	Nets
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets				
Région de Halkirk												
Gisement «D» de Upper Mannville	15	2,98	-	-	-	-	-	-	5	0,99	20	3,97
Gisement «R» de Marion Lake	31	1,93	-	-	-	-	-	-	5	0,31	36	2,24
Gisement «B» de Leahurst	20	0,77	-	-	-	-	-	-	3	0,12	23	0,89
Autre	1	1,00	1	0,60	-	-	2	0,20	-	-	4	1,80
	67	6,68	1	0,60			2	0,20	13	1,42	83	8,90
Ashmont	-	-	-	-	7	3,50	12	6,00	-	-	19	9,50
Chigwell	3	0,75	-	-	-	-	-	-	1	0,25	4	1,00
Doris	-	-	-	-	6	3,96	12	7,92	-	-	18	11,88
Grant Lake	11	4,40	-	-	-	-	-	-	-	-	11	4,40
Lanaway	1	0,34	1	0,34	-	-	1	0,34	-	-	3	1,02
Majorville	-	-	-	-	2	2,00	1	1,00	-	-	3	3,00
Lost Horse Hills	3	1,08	-	-	-	-	-	-	-	-	3	1,08
Mahaska	-	-	1	0,45	-	-	5	2,25	-	-	6	2,70
Pouce Coupe	-	-	-	-	1	0,56	3	1,26	-	-	4	1,82
Namaka	-	-	-	-	14	2,90	2	0,44	-	-	16	3,34
Mont Lake	14	4,28	3	0,97	-	-	-	-	1	0,33	18	5,58
Silverheights	19	3,74	3	0,95	-	-	2	0,64	3	0,58	27	5,91
Queenstown	1	0,24	-	-	-	-	-	-	1	0,24	2	0,48
Rigel East	-	-	-	-	1	0,38	-	-	-	-	1	0,38
Pine Creek	8	7,33	4	3,67	-	-	-	-	-	-	12	11,00
Stirling	-	-	-	-	4	0,20	1	0,05	-	-	5	0,25
Utikuma	17	7,88	1	0,75	-	-	-	-	-	-	18	6,63
Westerose	-	-	2	0,37	8	0,89	2	0,10	-	-	12	1,36
Willesden Green	1	0,21	2	0,45	3	0,34	-	-	-	-	6	1,00
Autre	1	3,47	9	4,65	6	0,65	5	1,30	2	0,34	35	10,41
TOTAL	158	38,40	27	13,20	52	15,38	48	21,50	21	3,16	306	91,64

Historique de production

La production nette de pétrole, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel de la société avant les redevances pour chacune des périodes indiquées est présentée au tableau suivant.

	Période de neuf mois terminée le 31 août		Exercices terminés le 30 novembre				
	1997	1996	1996	1995	1994	1993	1992
Pétrole et liquides							
Total (Mb)	483	481	658	521	457	388	126
Production quotidienne (bpj)	1 761	1 756	1 798	1 427	1 252	1 062	345
Gaz							
Total (MMpi³)	2 298	1 044	1 334	1 348	308	177	109
Production quotidienne (Mpi³/j)	8 387	3 811	3 646	3 693	843	485	298

Dépenses en immobilisations

Le tableau suivant présente les dépenses en immobilisations engagées pour l'acquisition de biens, l'exploration et la mise en valeur et pour d'autres actifs pour les périodes indiquées.

	Période de neuf mois terminée le 31 août		Exercices terminés le 30 novembre				
	1997	1996	1996	1995	1994	1993	1992
	(en milliers de dollars)						
Acquisitions de terrains	4 295	2 279	3 626	1 750	481	621	128
Données géologiques et géophysiques	2 068	1 185	1 505	1 115	470	458	163
Forage d'exploration	4 135	5 839	9 895	4 027	1 542	1 618	542
Forage de développement	4 177	3 427	3 802	2 100	1 114	523	303
Installations et matériel	4 963	1 419	2 942	1 584	1 110	949	238
Autre	231	186	98	387	742	-	-
Sous-total	19 869	14 335	21 868	10 963	5 459	4 169	1 374
Acquisition de biens	21 200		-	-	13 602	18 673	-
Vente de biens	(440)		(1 341)	-	(70)	-	(24)
	40 629	14 335	20 527	10 963	18 991	22 842	1 350

Forage

Le tableau qui suit présente le nombre de puits de développement et d'exploration bruts et nets au forage desquels New Cache a participé en Alberta, en Colombie-Britannique et en Saskatchewan pour les périodes indiquées.

	Période de neuf mois terminée le 31 août				Exercices terminés le 30 novembre									
	1997		1996		1996		1995		1994		1993		1992	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
PÉTROLE	22	4,3	23	9,7	34	14,1	13	5,1	2	1,2	7	1,2	12	2,2
GAZ	14	7,7	6	2,8	8	3,4	4	1,4	5	3,3	1	1	2	0,3
S&A	5	1,9	6	2,9	12	7,7	7	2,6	7	3,9	13	6,6	14	3,6
	41	13,9	35	15,4	54	25,2	24	9,1	14	8,4	21	8,8	28	6,1

Commercialisation du gaz

Au début de 1997, les ventes de gaz naturel de New Cache ont été en moyenne d'environ 3,8 MMpi³/j. La société a signé un contrat à durée déterminée visant 2,5 MMpi³/j, laissant 0,5 MMpi³/j engagé dans le cadre d'un contrat signé avec un courtier-fournisseur et environ 0,8 MMpi³/j attribué aux ventes au comptant quotidiennes. Des volumes de gaz supplémentaires acquis dans le cadre de l'opération de Doris ont été vendus à terme dans le cadre d'un contrat à terme pour novembre 1997.

Pour l'exercice du contrat terminé le 31 octobre 1998, la société s'est engagée à l'égard d'un volume de 22,8 MMpi³/j attribué aux ventes de courtiers-fournisseurs avec TCPL et Progas. 8,2 MMpi³/j ont été attribués à des contrats à durée déterminée, laissant environ 3 MMpi³/j devant être vendus au sein du marché des ventes au comptant à court terme. Se reporter à la rubrique «Contrat d'achat de TransCanada».

Acquisitions récentes

Inter West

Le 28 juillet 1997, le conseil d'administration de Inter West a accepté une proposition de New Cache suivant laquelle les deux sociétés ont convenu d'effectuer un regroupement

d'entreprises. New Cache a envoyé une offre par la poste (l'«offre de Inter West») en date du 18 août 1997 aux actionnaires de Inter West en vue d'acquérir leurs actions ordinaires de Inter West. Dans le cadre de l'offre de Inter West, 0,08 action ordinaire de New Cache était offerte pour chaque action ordinaire de Inter West. Inter West avait un total de 11 974 961 actions ordinaires émises et en circulation.

Prenant effet le 9 septembre 1997, New Cache a pris en livraison et payé 11 205 774 actions ordinaires de Inter West représentant environ 93,6 % des actions de Inter West émises. New Cache a effectué l'acquisition des actions de Inter West restantes conformément aux dispositions relatives aux acquisitions forcées de la loi intitulée *Business Corporations Act* (Alberta) le 12 septembre 1997. Par suite de cette opération, New Cache a émis 957 997 actions ordinaires aux actionnaires de Inter West.

Tous les actifs, toutes les dettes et autres obligations de Inter West ont été transférés à New Cache le 12 septembre 1997. Les actifs de Inter West qui ont été transférés à New Cache comprenaient, notamment : 1) une participation directe de 22 % dans 15 puits productifs et fermés dans le gisement «D» de Doris Lower Mannville; 2) une participation directe variant de 7,4 % à 25 % dans 14 puits de gaz productifs situés dans la région de Namaka; 3) une participation directe variant de 67 % à 100 % dans 12 puits de gaz et de pétrole productifs et fermés situés dans la région de Pine Creek; 4) une participation directe de 5 % dans 4 puits de gaz productifs situés dans la région de Sterling; 5) des participations directes dans 128 640 acres bruts (17 690 acres nets) non mis en valeur; et 6) un contrat d'acquisition de gaz conclu avec TransCanada Pipelines Limited visant l'approvisionnement d'environ 150 MMpi³/j de gaz naturel au cours d'une période de cinq ans. De plus, Inter West avait des comptes fiscaux et des réserves de ressources estimatives de 8 338 000 \$.

Inter West avait une dette à long terme et un fonds de roulement déficitaire totalisant environ 12 800 000 \$ au moment de l'acquisition et qui ont été pris en charge par New Cache. Les actifs de Inter West sont résumés ci-après.

Principaux biens acquis de Inter West

Le texte qui suit est une description des principaux biens pétroliers et gaziers acquis par la société de Inter West. Par «net», lorsque cette expression est utilisée pour décrire la quote-part de la production acquise, on entend le total de la quote-part de la participation directe acquise avant la déduction des redevances appartenant à des tiers. Les montants des réserves sont déclarés avant la déduction des redevances, en date du 1^{er} juillet 1997, et reposent sur les hypothèses de coûts et de prix indexés comme il est indiqué dans le rapport Ashton. Les renseignements relatifs aux acres bruts et nets et au nombre de puits sont en date du 31 août 1997, à moins d'une indication au contraire.

Doris, Alberta

Inter West a fait l'acquisition de sa participation dans cette région à compter du 11 février 1997, soit au même moment où New Cache a fait l'acquisition de sa participation dans cette région. L'acquisition des biens de Inter West à Doris a augmenté la participation directe de la société dans cette région. (Se reporter aux rubriques «Activités de la société» et «Principaux biens productifs»).

Inter West a des participations directes qui varient de 11 % à 22 % dans 100 520 acres bruts (15 548 acres net) non mis en valeur situés dans cette région, dont une participation directe de 22 % dans 6 puits de gaz productifs, 7 puits de gaz complétés et 4 puits de gaz provisoirement fermés situés dans le gisement «D» de Doris Lower Mannville. Inter West a vendu sa participation directe dans l'usine de gaz connexe à AltaGas Services Ltd. («AltaGas») prenant effet le 1^{er} mai 1997; toutefois, elle a obtenu une garantie de AltaGas suivant laquelle AltaGas fera le traitement

de la totalité du gaz Inter West provenant de cette région par l'entremise de sa quote-part des installations.

La production nette a été en moyenne de 2 785 Mpi³/j et de 17 bpi de liquides au cours de la période de huit mois terminée le 31 août 1997. Le rapport Ashton attribue des réserves prouvées de 8,85 Gpi³ et de 132 Mb de condensats et de liquides en date du 1^{er} juillet 1997 et des réserves probables de 1,65 Gpi³ et de 26 Mb de condensats et de liquides (0,825 Gpi³ et 13 Mb une fois réduites d'un facteur de risque de 50 %).

Namaka, Alberta

La région de Namaka est située à environ 30 milles à l'est de Calgary, en Alberta.

Inter West avait des participations directes inactives variant de 7,4 % et 25 % dans 3 213 acres bruts (961 acres nets) mis en valeur et non mis en valeur, et des participations directes dans 14 puits productifs bruts (2,90 puits nets) et deux puits fermés bruts (0,44 puits net) situés dans cette région. Les puits produisent dans les zones de la Belly River, de la Basal Belly River et de Viking.

La production nette a été en moyenne de 798 Mpi³/j pour la période de huit mois terminée le 31 août 1997. Le rapport Ashton attribue des réserves prouvées de 1,951 Gpi³ en date du 1^{er} juillet 1997 et des réserves probables de 1,793 Gpi³ (0,897 Gpi³ une fois réduite d'un facteur de risque de 50 %).

Pine Creek, Alberta

La région de Pine Creek est située à environ 15 milles au nord de Edson, en Alberta.

Inter West avait des participations directes et actives de 1 280 acres bruts (1 280 acres nets) de terrains, et des participations directes variant de 67 % à 100 % dans 7 puits produisant du pétrole, du gaz et des liquides connexes à partir de la zone cardium et dans 5 puits de pétrole fermés.

Les biens ont été mis en production en avril 1997, à la suite de la réalisation d'un réseau de collecte de gaz visant à conserver le gaz. La production nette a été en moyenne de 410 Mpi³/j et de 10 bpi de pétrole et de liquides pour la période de huit mois terminée le 31 août 1997. Les biens ont produit en moyenne 654 Mpi³/j et de 16 bpi de pétrole et de liquides selon le nombre de jours qui se sont écoulés depuis la date de mise en production initiale, en avril 1997.

Le rapport Ashton attribue des réserves prouvées de 1 088 MMpi³ et de 50 Mb de pétrole et de liquides et des réserves probables de 942 MMpi³ et de 37 Mb de pétrole et de liquides (471 MMpi³ et 18,5 Mb une fois réduites d'un facteur de risque de 50 %).

Sterling, Alberta

La région de Stirling est située à environ 25 miles au sud-est de Lethbridge, en Alberta.

Inter West avait une participation directe inactive de 5 % dans 21 760 acres bruts (1 088 acres nets) de terrains, et dans 4 puits produisant à partir de la zone Bow Island.

La production nette a été en moyenne de 135 Mpi³/j au cours de la période de huit mois terminée le 31 août 1997. Le rapport Ashton attribue des réserves prouvées de 451 MMpi³.

Avoirs fonciers

Le tableau suivant présente les avoirs fonciers de Inter West en date du 1^{er} juillet 1997. Tous les avoirs fonciers sont situés en Alberta.

	Bruts	Nets	Participation directe moyenne (en pourcentage)
Acres non mis en valeur	128 640	17 690	14 %
Réserves attribuées aux acres	17 383	5 096	29 %
Total	146 023	22 786	16 %

Par acres «bruts», on entend le total des acres dans lesquels Inter West avait une participation. Par acres «nets», on entend le total des acres dans lesquels Inter West avait une participation multiplié par le pourcentage de la participation directe dans ceux-ci appartenant à Inter West.

Seaton-Jordan & Associates Ltd., société de consultation indépendante en gestion de terrains et exploitation minière, a préparé un rapport en date du 6 juin 1997, dans lequel elle évalue les avoirs fonciers non mis en valeur de Inter West en date du 20 mars 1997. Le rapport attribue une valeur de 1 975 173 \$ à ces terrains.

Puits

Le tableau suivant résume les participations totales de Inter West dans les puits bruts et les puits nets, en date du 31 août 1997.

Biens	PÉTROLE				GAZ				TOTAL	
	Productif		Fermé		Productif		Fermé		Bruts	Nets
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets		
Doris	-	-	-	-	6	1,32	11	2,42	17	3,74
Namaka	-	-	-	-	14	2,90	2	0,44	16	3,34
Pine Creek	8	7,33	4	3,67	-	-	-	-	12	11,00
Stirling	-	-	-	-	4	0,20	1	0,05	5	0,25
	8	7,33	4	3,67	24	4,42	14	2,91	50	18,33

Historique de production

Le tableau suivant présente la production brute et nette provenant des biens acquis par Inter West avant les redevances pour chacune des périodes indiquées.

	Période de sept mois terminée le 31 juillet		Exercices terminés le 31 décembre,					
	1997		1996		1995		1994	
	Brute	Nette	Brute	Nette	Brute	Nette	Brute	Nette
Volume des ventes annuelles								
DORIS ¹⁾								
Gaz (MMpi ³)	3 207	706	2 482	546	1 297	285	195	43
Lgn (b)	17 981	3 956	9 180	2 020	1 988	437	194	43
NAMAKA ²⁾								
Gaz (MMpi ³)	804	179	776	167	63	7	59	6
PINE CREEK ²⁾								
Pétrole (b)	1 182	1 103	2 231	2 225	2 858	2 858	3 566	3 531
Gaz (MMpi ³)	83	82	127	127	55	55	5	5
STIRLING ²⁾								
Gaz (MMpi ³)	607	30	953	48	393	20	425	21
Volume des ventes quotidiennes								
DORIS ¹⁾								
Gaz (Mpi ³ /j)	15 127	3 330	6 781	1 491	3 552	781	1 602	352
Lgn (bpj)	85	19	25	6	5	1	2	0
NAMAKA ²⁾								
Gaz (Mpi ³ /j)	3 792	846	2 127	457	173	18	162	17
PINE CREEK ²⁾								
Pétrole (bpj)	6	5	6	6	8	8	10	10
Gaz (Mpi ³ /j)	392	389	347	347	151	151	13	13
STIRLING ²⁾								
Gaz (Mpi ³ /j)	2 862	143	2 612	131	1 077	54	1 164	58

Notes :

1. Doris est fondé sur les données de production actuelles pour la période entre le 1^{er} janvier 1997 et le 31 juillet 1997 provenant des registres comptables de New Cache. Les données antérieures au 31 décembre 1996 sont des données internes provenant des registres de Hartwell Petroleum Ltd. New Cache n'a pas vérifié de manière indépendante tous

les renseignements contenus aux présentes. Les taux de production quotidienne du 1^{er} septembre 1994 au 31 décembre 1994 sont calculés pour une période de quatre mois de production.

2. Les données sur la production brute des puits situés à Namaka, à Pine Creek et à Stirling sont tirées des registres de production de l'AEUB et ont été recueillies par New Cache.
3. Par production «brute», on entend le total de la production dans laquelle Inter West avait une participation. Par production «nette», on entend le total de la production dans laquelle Inter West avait une participation multiplié par le pourcentage de la participation directe dans celle-ci appartenant à Inter West.

Contrat d'achat de TransCanada Gas

Inter West a conclu un contrat d'achat de gaz avec TransCanada Pipeline Limited («TCPL») daté le 1^{er} juin 1994, tel que modifié par les ententes modificatrices en date du 31 janvier 1995 et du 5 décembre 1995 (la «convention de TCPL»). La convention de TCPL prend fin à la dernière des dates suivantes à survenir : cinq ans ou la fin du cycle économique des réserves de l'entreprise.

Aux termes de la convention de TCPL, Inter West peut livrer et vendre à TCPL des volumes de gaz allant jusqu'à 200 MMpi³/j d'ici l'an 2002. L'année contractuelle 1995/96 a permis la livraison d'un volume initial de 50 MMpi³/j. Le volume quotidien maximum a été augmenté de 25 MMpi³/j par année pour chacune des six prochaines années jusqu'à concurrence d'un volume de 200 MMpi³/j. Au cours d'une année donnée, le montant d'un volume quotidien ne faisant pas l'objet d'un contrat à la fin de l'année du contrat est définitivement perdu.

La société reçoit une contrepartie pour le gaz livré établie selon une convention de revenu net datée le 30 novembre 1988, qui est intégrée dans la convention de TCPL (la «convention de revenu net»). Aux termes de la convention de revenu net, TCPL prend le gaz acheminé et obtient le meilleur prix du marché possible. Les coûts de commercialisation désignés engagés par TCPL sont ensuite soustraits du produit brut provenant de la vente du gaz acheminé afin d'obtenir le prix du contrat ordinaire. Le prix offert pour le gaz vendu aux termes de la convention de TCPL variera en fonction du prix des ventes finales de TCPL.

Une grande partie des ventes du gaz situé en aval de TCPL sont effectuées auprès de clients dans la région du Midwest et du nord-est des États-Unis où les prix pouvant être obtenus pour les ventes du gaz sont habituellement été plus élevés que ceux pouvant être obtenus en Alberta. Environ 68 % du gaz vendu par TCPL dans le cadre de la convention de revenu net a été vendu aux clients dont les prix sont généralement calculés en fonction de l'indice du New York Mercantile Exchange («NYMEX»), qui a été considérablement plus élevé que le prix au comptant de l'Alberta au cours de la période de douze mois terminée le 31 août 1997. Environ 32 % du gaz vendu par TCPL dans le cadre de la convention de revenu net est indexé au prix du marché de l'Alberta.

Si le contexte d'approvisionnement en gaz en Alberta changeait et que le prix du gaz naturel augmentait, TCPL offre actuellement un service de couverture à ses fournisseurs qui permet à la société de couvrir une partie du prix de vente.

La société est autorisée par TCPL à élaborer un certain nombre d'ententes individuelles qui compenseront la productivité et les composantes d'attribution des réserves de la convention de TCPL. Ces conventions permettent à la société de regrouper les volumes de gaz des autres producteurs à des fins de livraison à TCPL. Cet arrangement permet à la société d'accepter a) les livraisons de gaz naturel garanties par les sociétés pour une durée maximale de cinq ans; b) des contrats de productivité pour des périodes maximales de cinq ans; et c) des contrats d'attribution des réserves pour des périodes maximales de cinq ans.

Le tableau suivant résume la productivité annuelle offerte dans le cadre de la convention de TCPL.

Année du contrat terminée le 30 octobre	Quantité quotidienne maximum (MMpi ³ /j)	Cumulative MMpi ³ /j
1997	23,4	23,4
1998	25,0	48,4
1999	25,0	73,4
2000	25,0	98,4
2001	25,0	123,4
2002	25,0	148,4

Les dispositions précédentes sont assujetties à une entente datée le 4 juin 1997 intervenue entre Inter West et AltaGas, aux termes de laquelle AltaGas a le droit d'exiger une productivité maximale de 5,0 MMpi³/j dans le cadre de la convention de TCPL, qui, si elle est demandée, réduirait les quantités quotidiennes maximales disponibles pour la société.

Hartwell Management

La société a acheté la totalité des actions en circulation de Hartwell Management. Se reporter à la rubrique «*Activités de la société – Faits nouveaux*».

Le texte qui suit est une brève description de tous les biens pétroliers et gaziers que New Cache a acquis de Hartwell Management (les «biens de Hartwell»). Les données relatives à la production moyenne sont pour le mois de mars 1997 et sont tirés d'un rapport préparé par Martin Petroleum & Associates prenant effet le 1^{er} juin 1997, daté le 14 juillet 1997, à l'égard des biens de Hartwell et utilisant seulement des hypothèses de prix indexés (le «rapport Martin sur les biens de Hartwell»). Les données relatives aux réserves contenues dans le rapport Martin sur les biens de Hartwell représentent la quote-part de la participation active de la société dans les réserves récupérables restantes avant les redevances.

Unité de Nipisi Gilwood n° 1

La région de Nipisi est située à 200 milles au nord de Edmonton, dans le centre nord de l'Alberta.

Hartwell Management avait une participation directe de 0,07495 % dans l'unité de Nipisi Gilwood. Le gisement A de Nipisi Gilwood a été découvert en 1965 et produit par injection d'eau depuis 1969. Certaines parties du gisement font actuellement l'objet d'une injection d'hydrocarbures miscibles. La quantité de pétrole récupérable estimatives brute initiale est de 321 000 000 b de pétrole, dont 21 600 000 b seraient restants. Le taux de production en masse 1997 ont été de 8 565 bpj bruts (7 bpj nets). Le rapport Martin sur les biens de Hartwell attribue des réserves prouvées de 16 Mb et de 16 MMpi³ de gaz dissout en date du 1^{er} juin 1997. Le rapport a attribué des réserves probables de 2,6 Mb et de 2,6 MMpi³ (1,3 Mb et 1,3 MMpi³ en présumant un facteur de risque de 50 %).

Utikuma, Alberta

La région de Utikuma est adjacente à la partie nord de l'unité de Nipisi Gilwood.

Hartwell Management avait des participations directes de 10,05 % et de 5,85 % dans les puits 8-15 et 13-15-81-9 W5M. Le puits 8-15 produit à partir de la Keg River depuis février 1981 et a produit plus de 984 MMpi³/j jusqu'en mars 1997. Ce puits produit actuellement 188 bpj bruts (20 bpj nets). Le puits 13-15-81-9 W5M est en production depuis janvier 1980. Une stimulation du puits à la fin de 1995 a donné lieu à une production atteignant un sommet de 1,974 MMpi³/j. En mars 1997, le puits a produit, et produit actuellement, 496 bpj bruts (29 bpj

nets). Le rapport Martin sur les biens de Hartwell attribue des réserves prouvées de 24,4 Mb. Le rapport attribue des réserves probables de 9,9 Mb (4,95 Mb en presumant une réduction par un facteur de risque de 50 %).

ANALYSE PAR LA DIRECTION DE LA SITUATION FINANCIÈRE ET DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Situation de trésorerie et sources de financement

Situation actuelle

Au 31 août 1997, New Cache avait un fonds de roulement excédentaire de 491 000 \$ et disposait d'une facilité de crédit renouvelable inutilisée de 26 024 000 \$. La ligne de crédit bancaire accordée à la société est passée de 30 000 000 \$ à 40 000 000 \$ lors de l'acquisition d'Inter West.

Au cours des neuf premiers mois de l'exercice 1997, New Cache a engagé des dépenses en capital de 41 069 000 \$ au total. Le coût d'acquisition des propriétés productrices de gaz de Doris était de 21 200 000 \$ et les dépenses relatives aux terrains de pétrole et de gaz naturel classiques, aux études sismiques, aux activités de forage et aux installations s'établissaient à 19 869 000 \$. Ces dépenses ont été financées par des rentrées nettes de 7 002 000 \$, une émission d'actions ordinaires rapportant un montant net de 10 279 000 \$, la vente d'un puits de gaz naturel de McLeod pour la somme de 440 000 \$, la levée d'options par les employés représentant 532 000 \$, des prêts bancaires totalisant 26 024 000 \$ et le fonds de roulement dont elle disposait.

Le budget de l'exercice 1997 à l'égard des terrains, des études sismiques, des activités de forage et des installations est passé de 21 000 000 \$ à 26 500 000 \$, dont près de 26 000 000 \$ ont été dépensés ou engagés jusqu'à maintenant. Le programme des dépenses en capital pour le reste de l'exercice 1997 devrait être financé par des rentrées nettes de fonds, le produit du placement privé accreditif et les crédits bancaires inutilisés. L'acquisition d'Inter West comportait l'hypothèse d'un fonds de roulement déficitaire et d'une dette bancaire totalisant 12 800 000 \$ approximativement, et, par conséquent, la dette bancaire projetée de la société pour la fin de l'exercice 1997 a été portée à 40 000 000 \$ au lieu des 27 000 000 \$ qui ont été projetés précédemment, ce qui représente deux fois plus que la dette estimative de la fin de l'exercice.

Le conseil d'administration de la société a approuvé un budget de base de 30 000 000 \$ pour l'exercice 1998. La répartition provisoire du programme d'investissement est la suivante :

	\$
Acquisition de terrains	5 000 000
Frais géologiques et géophysiques	2 500 000
Forage exploratoire	12 460 000
Forage de mise en valeur	5 240 000
Installations et équipement	4 800 000
	30 000 000

La société prévoit financer son programme de dépenses en capital par les rentrées nettes prévues en 1998 et par les facilités de crédit dont elle dispose. Le produit net réalisé à l'émission des bons de souscription spéciaux, les fonds tirés de l'acquisition de Hartwell Management ainsi que le produit du placement privé accréditif devrait totaliser 21 014 575 \$. Cette somme servira d'abord à réduire à court terme la dette bancaire de la société, ce qui aura pour effet d'accroître les fonds disponibles en vertu de la facilité de crédit bancaire afin de contribuer au financement du programme de dépenses en capital de l'exercice 1998.

À l'heure actuelle, la société n'a effectué aucune opération de couverture à terme relativement à ses activités pétrolières.

Exercice terminé le 30 novembre 1996

Au cours de l'exercice terminé le 30 novembre 1996, des dépenses en capital de 21 868 000 \$ ont été financées par des rentrées nettes de 9 703 000 \$, une émission de titres représentant la somme nette de 9 658 000 \$, la levée d'options par les employés totalisant 1 177 000 \$, la cession de terrains inexploités et de deux puits de gaz naturel potentiels de Panny pour 1 341 000 \$ et le fonds de roulement dont elle disposait. Le prêt bancaire contracté par la société était de 730 000 \$, et la ligne de crédit bancaire autorisée était de 16 000 000 \$.

Exercice terminé le 30 novembre 1995

Au cours de l'exercice terminé le 30 novembre 1995, les dépenses à l'égard des propriétés de pétrole et de gaz naturel de 10 963 000 \$ ont été financées par des rentrées nettes de 7 102 000 \$ et le fonds de roulement dont elle disposait. La ligne de crédit bancaire de la société totalisait alors 12 500 000 \$.

Exercice terminé le 30 novembre 1994

Durant l'exercice terminé le 30 novembre 1994, les dépenses relatives aux propriétés de pétrole et de gaz naturel de 5 459 000 \$ ont été financées par des rentrées nettes de 5 546 000 \$ et le fonds de roulement dont elle disposait. L'acquisition de Rydal pour la valeur attribuée de 12 790 000 \$ s'est effectuée au moyen d'un échange d'actions.

Résultats d'exploitation

Comparaison des périodes de neuf mois terminées les 31 août 1997 et 1996

	1997	1996	Variation (%)
Points saillants financiers (\$)			
Produits tirés du pétrole et du gaz	16 072 000	12 554 000	+28
Fonds tirés des activités d'exploitation	7 002 000	7 167 000	-2
- par action (en circulation)	0,73	0,89	-18
Bénéfice net	458 000	1 349 000	-66
- par action (en circulation)	0,05	0,17	-71
Points saillants - pétrole et gaz			
Production de pétrole brut et de liquides dérivés du pétrole (bpj)	1 761	1 756	-
Production de gaz naturel (Mpi ³ /j)	8 387	3 811	+120
Prix moyen du pétrole (\$/baril)	25,60	22,73	+13
Prix moyen du gaz (\$/Mpi ³)	1,62	1,50	+8
Revenus nets - pétrole et gaz			
Prix à la tête du puits	22,56	21,36	+6
Moins :			
Redevances (déduction faite du crédit d'impôts de l'Alberta au titre des redevances)	(4,26)	(3,22)	+32
Charges d'exploitation	(5,21)	(3,75)	+39
Revenus nets au comptant	13,09	14,39	-9

Les produits bruts tirés du pétrole et du gaz se sont élevés à 16 072 000 \$ pour la période de neuf mois terminée le 31 août 1997, en hausse de 28 % par rapport aux 12 554 000 \$ enregistrés en 1996. Cette progression est attribuable à la production additionnelle de gaz naturel dans la région de Doris et à la hausse des prix du pétrole et du gaz depuis l'exercice précédent. Les fonds tirés des activités d'exploitation ont diminué de 2 % en 1997 pour s'établir à 7 002 000, contre 7 167 000 \$ en 1996. La recrudescence de la production et des prix des produits dérivés a été compensée par une hausse des redevances et des charges générales et administratives ainsi que des charges liées au financement. Les fonds tirés des activités d'exploitation par action ont subi une baisse de 18 % en 1997, pour s'établir à 0,73 \$ par action, comparativement à 0,89 \$ par action en 1996. Cette chute est attribuable à l'augmentation uniforme des rentrées nettes de fonds ainsi qu'aux actions additionnelles émises pour financer l'acquisition d'Inter West. Le bénéfice net est passé de 1 349 000 \$ en 1996 à 458 000 \$ en 1997. En 1997, l'épuisement et l'amortissement par unité étaient de 7,20 \$/ebp alors qu'ils s'établissaient à 7,95 \$/ebp en 1996. Le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires émises et en circulation s'élevait à 9 616 000 en 1997, contre 8 040 000 en 1996. L'épuisement et l'amortissement étaient plus élevés en raison de l'acquisition de Doris. Les impôts sur le revenu reportés exprimés en pourcentage du revenu se sont élevés à 70 % en 1997, comparativement à 45 % en 1996. L'acquisition des propriétés de 717089 pour la somme approximative de 21 000 000 \$ était assortie de comptes fiscaux totalisant 5 500 000 \$, entraînant par la même occasion un écart permanent. Ces comptes ne peuvent être déduits des résultats comptables dans le calcul des impôts reportés, ce qui a pour effet d'accroître le taux d'imposition réel aux fins comptables.

La production de pétrole a connu une légère hausse, passant de 1 756 bpj en 1996 à 1 761 bpj en 1997. La production de pétrole additionnelle provenant de Utikuma a été compensée par l'interruption de la production à Grant Lake (200 bpj nets) et par les baisses normales de production. Par contre, la production de gaz naturel a grimpé de 120 % pour atteindre 8 387 Mpi³/j en 1997, alors qu'elle était de 3 811 Mpi³/j en 1996, ce qui rend compte de la nouvelle production obtenue de l'acquisition de Doris en février 1997. Les prix du pétrole et du gaz naturel ont remonté, affichant respectivement une hausse de 8 % à 13 % en regard de la période de neuf mois terminée le 31 août 1996.

La hausse de 11 % des redevances, de 3 511 000 \$ à 3 913 000 \$, résulte de la poussée de la production et de l'augmentation des prix au début de 1997 qui ont fait grimper les taux de redevances à la Couronne établis selon une échelle mobile. Le crédit d'impôt de l'Alberta au titre des redevances a été réduit en raison de la hausse des prix qui a entraîné une diminution du taux de déduction qui est passé de 74 % pour la période de neuf mois terminée le 31 août 1996, à 59 % pour la période équivalente de 1997. Le montant correspondant du crédit d'impôt de l'Alberta au titre des redevances pour 1996 comportait également un redressement relativement aux exercices 1995 et 1994.

Les charges d'exploitation sont passées de 2 202 000 \$ en 1996, à 3 712 000 \$ en 1997. La société a ajouté plusieurs nouveaux puits depuis août dernier et a également acquis 10 nouveaux puits de Doris. Les coûts unitaires pour les exercices 1997 et 1996 étaient respectivement de 5,21 \$/ebp et de 3,75 \$/ebp. Les charges liées à l'exploitation de Doris ont été plus grandes en raison des dépenses additionnelles engagées pour aménager la propriété de Doris conformément aux normes de la société.

Les charges générales et administratives sont passées de 1 226 000 \$ en 1996 à 1 581 000 \$ en 1997. L'essor remarquable au chapitre de l'acquisition d'éléments d'actif et des activités d'exploration en 1997 a occasionné une augmentation des charges liées à la consultation, aux relations avec les investisseurs et aux salaires. En 1997, les coûts unitaires étaient de 2,22 \$/ebp, contre 2,09 \$/ebp en 1996.

Les frais d'intérêt et de financement ont quintuplé pour atteindre 605 000 \$ en 1997, comparativement à 123 000 \$ en 1996. L'acquisition des propriétés de 717089 et d'Inter West, de même que le programme de forage et d'installations mis en oeuvre par la société, ont entraîné une fluctuation des emprunts contractés par la société depuis février 1997 entre 20 000 000 \$ et 26 000 000 \$. Des frais d'intérêts ont été engagés en 1996 sur la dette bancaire impayée au cours du premier trimestre. L'impôt des grandes sociétés a fait un bond de 63 000 \$ en 1996 à 145 000 \$ en 1997, rendant ainsi compte de l'augmentation des éléments d'actif de la société.

Comparaison des exercices terminés les 30 novembre 1996 et 1995

	1996	1995	Variation (%)
Points saillants financiers (\$)			
Produits tirés du pétrole et du gaz	17 723 000	12 785 000	+39
Fonds tirés des activités d'exploitation	9 703 000	7 102 000	+37
- par action (en circulation)	1,17	0,96	+22
Bénéfice net	2 110 000	1 157 000	+82
- par action (en circulation)	0,25	0,16	+56
Points saillants - pétrole et gaz			
Production de pétrole brut et de liquides dérivés du pétrole (bpj)	1 798	1 427	+26
Production de gaz naturel (Mpi ³ /j)	3 646	3 693	-1
Prix moyen du pétrole (\$/baril)	23,86	20,85	+14
Prix moyen du gaz (\$/Mpi ³)	1,51	1,27	+19
Revenus nets (\$/ebp)			
Prix à la tête du puits	22,39	19,50	+15
Moins :			
Redevances (déduction faite du crédit d'impôts de l'Alberta au titre des redevances)	(3,98)	(2,48)	+60
Charges d'exploitation	(3,88)	(3,63)	+7
Revenus nets au comptant	14,53	13,39	+9

Les fonds tirés des activités d'exploitation ont augmenté de 37 % pour atteindre 9 703 000 \$ en 1996 contre 7 102 000 \$ en 1995 grâce à une poussée des prix du pétrole et du gaz et de la production de pétrole en partie compensée par une hausse des redevances et des charges générales et administratives. Les fonds tirés des activités d'exploitation par action se sont accrus de 22 % pour s'établir à 1,17 \$ par action en 1996 contre 0,96 \$ par action en 1995. Le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires a totalisé respectivement 8 306 000 et 7 381 000 en 1996 et en 1995. La société a enregistré un bénéfice net pour une dixième année d'affilée. Le bénéfice net a bondi de 1 157 000 \$ en 1995 à 2 110 000 \$ en 1996, soit une hausse de 82 %. Les ventes plus élevées de pétrole et de gaz et un léger recul de l'épuisement et de l'amortissement par unité qui sont passés de 7,48 \$/ebp en 1995 à 7,25 \$/ebp en 1996 ont entraîné une amélioration du bénéfice. Le taux d'imposition réel de 46 % en 1996 est pratiquement identique à celui de l'année précédente.

Les ventes brutes de pétrole et de gaz ont atteint un sommet sans précédent de 17 723 000 \$ en 1996 en regard des 12 785 000 \$ de l'exercice précédent, soit une hausse de 39 %. La production de pétrole, qui s'établissait à 1 427 bpj en 1995, a grimpé de 26 % pour atteindre 1 798 bpj en 1996. La production de pétrole additionnelle provenait surtout de Utikuma et Grant Lake. La société a foré avec succès dix nouveaux puits à Utikuma et dix puits de mise en valeur à Grant Lake. La production à Utikuma est passée en moyenne de 147 bpj en 1995 à 345 bpj en 1996. La production s'est établie en moyenne à 376 bpj au quatrième trimestre. Grant Lake a ajouté 160 bpj de pétrole en moyenne en 1996 et 253 bpj au quatrième trimestre. Il n'y a eu aucune production à Grant Lake en 1995. La production de gaz est demeurée relativement stable en 1996, représentant en moyenne 3,646 MMpi³/j. Les accroissements de la production à Westeros et Willesden Green ont été compensés par les baisses à Ashmont et Majorville. Les prix du pétrole ont contribué à porter le prix du baril à 23,86 \$ en 1996, soit 14 % de plus que le prix de 20,85 \$ enregistré l'exercice précédent. Les opérations de couverture ont réduit les ventes de 1996 de 1 326 000 \$. Les prix du gaz ont remonté, passant d'un creux de 1,27 \$ le Mpi³ en 1995 à 1,51 \$ le Mpi³ en 1996. La société a accordé en sous-traitance 2,5 MMpi³/j pendant deux ans à 1,58 \$ par Mpi³ à la tête du puits assurant un prix plus élevé pour l'exercice 1996.

Les redevances se sont élevées de 63 %, passant de 2 923 000 \$ en 1995 à 4 769 000 \$ en 1996 à cause des facteurs suivants : 1) un accroissement de la production; 2) des taux de redevances à la Couronne plus élevés, lesquels augmentent selon une échelle mobile au fur et à mesure que les prix montent; et 3) le pétrole à densité supérieure (41° A.P.I.) à Utikuma qui a entraîné un prix plus élevé. New Cache a atteint un maximum de 2 000 000 \$ en redevances à la Couronne admissibles pour le crédit d'impôts de l'Alberta au titre des redevances en 1996. Ce crédit d'impôts s'est élevé à 1 617 000 \$ en 1996 (2,04 \$/ebp) contre 1 291 000 \$ (1,97 \$/ebp) en 1995.

Les charges d'exploitation se sont accrues de 29 %, passant de 2 378 000 \$ en 1995 à 3 072 000 \$ en 1996. La société a ajouté 42 nouveaux puits productifs bruts (17,5 net) en 1996. Les coûts unitaires ont monté de 7 %, évoluant de 3,63 \$/ebp à 3,88 \$/ebp en 1996. Les charges d'exploitation à Ashmont, Majorville et Ronalane se sont accrues par unité par rapport à l'exercice précédent à cause de baisses de la production. Les revenus nets se sont élevés de 9 % pour s'établir à 14,53 \$ en 1996, une augmentation alimentée par la hausse des prix du pétrole.

Les charges générales et administratives sont passées de 1 538 000 \$ en 1995 à 1 706 000 \$ en 1996, en hausse de 11 %. Les augmentations des charges de personnel, du loyer du bureau et des services informatiques ont été compensées par un recouvrement meilleur des frais généraux par l'exploitant dû aux activités de forage plus intenses. Cependant, le coût unitaire est tombé de 2,26 \$/ebp en 1995 à 2,15 \$/ebp en 1996. La société ne capitalise aucune des charges générales et administratives. Les frais d'intérêts et de financement se sont légèrement élevés pour atteindre 131 000 \$ en 1996 contre 103 000 \$ en 1995. Des frais d'intérêts ont été engagés sur la dette bancaire impayée au cours du deuxième trimestre. La dette a été réduite à la conclusion du financement par bons de souscription spéciaux, lequel a entraîné un produit net de 10 312 500 \$ en mai 1996. L'impôt des grandes sociétés a bondi de 76 000 \$ en 1995 à 107 000 \$ au présent exercice étant donné que la société a connu une autre année de croissance.

Comparaison des exercices terminés les 30 novembre 1995 et 1994

	1995	1994	Variation (%)
Points saillants financiers (\$)			
Produits tirés du pétrole et du gaz	12 785 000	9 077 000	+41
Fonds tirés des activités d'exploitation	7 102 000	5 546 000	+28
- par action (en circulation)	0,96	1,08	-11
Bénéfice net	1 157 000	524 000	+121
- par action (en circulation)	0,16	0,10	+60
Points saillants - pétrole et gaz			
Production de pétrole brut et de liquides dérivés du pétrole (bpj)	1 427	1 252	+14
Production de gaz naturel (Mpi ³ /j)	3 693	843	+338
Prix moyen du pétrole (\$/baril)	20,85	18,02	+16
Prix moyen du gaz (\$/Mpi ³)	1,27	2,31	-45
Revenus nets (\$/ebp)			
Prix à la tête du puits	19,50	18,61	+5
Moins			
Redevances (déduction faite du crédit d'impôts de l'Alberta au titre des redevances)	(2,48)	(2,08)	+19
Charges d'exploitation	(3,63)	(2,76)	+32
Revenus nets au comptant	13,39	13,77	-3

Les fonds tirés des activités d'exploitation se sont élevés à 7 102 000 \$ en 1995 contre 5 546 000 \$ en 1994, en progression de 28 %. Cette augmentation, attribuable à une production accrue de pétrole et de gaz et à une hausse des prix du pétrole, a été partiellement compensée par une baisse importante des prix du gaz et une hausse des redevances, des charges d'exploitation et des charges administratives. Les fonds tirés des activités d'exploitation par action sont passés de 1,08 \$ par action à 0,96 \$ par action étant donné que les produits tirés des propriétés de gaz acquises dans le cadre de la fusion avec Rydal ont diminué en raison de la chute des prix du gaz. Le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires s'est élevé respectivement à 7 381 000 et à 5 103 000 en 1995 et en 1994. Le bénéfice net a progressé de 121 %, totalisant 1 157 000 \$ en 1995 en regard de 524 000 \$ l'exercice précédent. Une baisse de l'épuisement et de l'amortissement par unité, soit de 9,10 \$/ebp en 1994 à 7,49 \$/ebp en 1995 et une chute du taux d'imposition réel de 50 % en 1994 à 46 % en 1995 ont entraîné de meilleures marges bénéficiaires.

Les ventes brutes de pétrole et de gaz se sont accrues de 41 %, passant de 9 077 000 \$ en 1994 à 12 785 000 \$ en 1995. La production de pétrole a augmenté de 14 % pour atteindre 1 427 bpj contre 1 252 bpj l'exercice précédent. La production additionnelle de pétrole et de liquides dérivés du pétrole vient de Utikuma (six nouveaux puits productifs), de Silverheights (amélioration par injection d'eau) et de Ronalane (acquisition dans le cadre de la fusion avec Rydal). La production de gaz s'est améliorée de 338 %, s'établissant à 3,693 MMpi³/j en 1995 contre 0,843 MMpi³/j en 1994. La nouvelle production provient de Majorville, Westeros et Willesden Green (nouveaux puits en cours de production) et Ashmont (acquisition dans le cadre de la fusion avec Rydal). Les prix moyens du pétrole et des liquides dérivés du pétrole ont atteint 20,85 \$ le baril en 1995 en regard de 18,02 \$ le baril en 1994, ce qui a eu un effet favorable sur les produits d'exploitation. La production additionnelle de gaz naturel a été contrebalancée par une baisse des prix du gaz, lesquels ont dégringolé de 2,31 \$/Mpi³ en 1994 à 1,27 \$/Mpi³ en 1995.

Les redevances sont passées de 1 991 000 \$ en 1994 à 2 923 000 \$ en 1995, en hausse de 47 %, par suite de la production additionnelle provenant des nouveaux puits et des puits acquis. Les puits à productivité élevée à Utikuma sont maintenant assujettis à des charges plus élevées de la Couronne ainsi qu'à une redevance dérogatoire consentie aux amodiateurs du projet en

1995. Le crédit d'impôts de l'Alberta au titre des redevances a atteint 1 291 000 \$ (1,97 \$/ebp) en 1995 contre 974 000 \$ (2 \$/ebp) en 1994. Cependant, le taux réel a glissé de 68 % à 64 % en raison des changements dans la réglementation et l'ajout des redevances non admissibles à Ashmont.

Les charges d'exploitation ont augmenté de 76 % pour atteindre 2 378 000 \$ en 1995 en regard de 1 348 000 \$ l'exercice précédent. De nouveaux puits se sont ajoutés à Utikuma, Majorville, Westeros, Willesden Green et une nouvelle production a été acquise dans le cadre de la fusion avec Rydal. Les coûts unitaires ne se sont élevés que de 32 %, passant de 2,76 \$/ebp en 1994 à 3,63 \$/ebp en 1995. Le gaz a été raffiné principalement à des installations appartenant à des tiers à des frais allant de 0,30 \$ à 0,55 \$ le Mpi³. Les revenus nets sont demeurés favorables, mais ont baissé de 3 % pour s'établir à 13,39 \$ le baril contre 13,77 \$/ebp en 1994. Le prix moyen plus élevé par ebp a été contrebalancé par une augmentation des redevances et des charges d'exploitation.

Les charges générales et administratives sont passées de 1 222 000 \$ en 1994 à 1 538 000 \$ en 1995, soit une hausse de 26 % attribuable à l'expansion de l'équipe chargée de la prospection, au lancement des activités additionnelles de relations avec les investisseurs et à la restructuration du personnel par suite de la fusion avec Rydal. Les frais d'intérêts et de financement de 102 600 \$ en 1995 avaient trait au prêt de production renouvelable et aux commissions d'engagement y afférentes. Aucun emprunt n'a été nécessaire en 1994. L'impôt des grandes sociétés s'est élevé de 27 % pour atteindre 76 000 \$ en 1995 en regard de 60 000 \$ l'exercice précédent en raison de l'accroissement de la taille de l'actif à la fusion avec Rydal.

Comparaison des exercices terminés les 30 novembre 1994 et 1993

	1994	1993	Variation (%)
Points saillants financiers (\$)			
Produits tirés du pétrole et du gaz	9 077 (	7 237 (	+25
Fonds tirés des activités d'exploitation	5 546 (	4 523 (	+23
- par action (en circulation)	1,08	1,25	-14
Bénéfice net	524 000	428 000	+23
- par action (en circulation)	0,10	0,12	-17
Points saillants - pétrole et gaz			
Production de pétrole brut et de liquides dérivés du pétrole (bpj)	1 252	1 062	+18
Production de gaz naturel (Mpi ³ /j)	843	485	+74
Prix moyen du pétrole (\$/baril)	18,02	17,85	+1
Prix moyen du gaz (\$/Mpi ³)	2,31	1,51	+53
Revenus nets (\$/ebp)			
Prix à la tête du puits	18,61	17,85	+4
Moins :			
Redevances (déduction faite du crédit d'impôts de l'Alberta au titre des redevances)	(2,08)	(1,90)	+9
Charges d'exploitation	(2,76)	(2,48)	+11
Revenus nets au comptant	13,77	13,47	+2

Les fonds tirés des activités d'exploitation sont passés de 4 523 000 \$ en 1993 à 5 546 000 \$ en 1994, soit une hausse de 23 %, d'après une combinaison des taux de production et des prix moyens plus élevés du pétrole et du gaz compensés par des redevances ainsi que des charges d'exploitation et d'administration légèrement plus élevées. Les fonds tirés des activités d'exploitation par action ont glissé de 1,25 \$ par action en 1993 à 1,08 \$ par action en 1994. La production prévue provenant des éléments d'actif acquis auprès de Keles Production Company Ltd. («Keles») en 1993 ne s'est pas concrétisée parce que la société a enregistré des retards à Silverheights, à Marion Lake et à Leahurst dans les programmes d'unification et de mise en place de l'injection d'eau. Les injections d'eau se sont finalement déroulées à la fin de 1994 et au milieu de 1995 entraînant des hausses du taux de production. Le bénéfice net a grimpé de 23 %, passant de 428 000 \$ (0,12 \$ par action) en 1993 à 524 000 \$ (0,10 \$ par action) en 1994. La dotation à l'épuisement et à l'amortissement s'est également accrue de 25 % pour s'établir à 4 436 000 \$ comparativement à 3 550 000 \$ l'exercice précédent, entraînant une hausse du bénéfice proportionnelle aux améliorations des rentrées nettes.

Les ventes brutes de pétrole et de gaz ont progressé de 25 % pour atteindre 9 077 000 \$ en 1994 contre 7 237 000 \$ en 1993. La production de pétrole s'est améliorée de 18 % pour s'établir à 1 252 bpj en 1994 en regard de 1 062 bpj, reflétant l'inclusion de la production d'un exercice entier provenant des propriétés acquises en avril 1993. Les taux de production ont été réduits à Silverheights par le ERCB en raison des ratios élevés gaz/pétrole. La production nette a chuté de 285 bpj en moyenne en 1993 à 45 bpj. La production de gaz s'est élevée de 485 Mpi³/j en 1993 à 843 Mpi³/j en 1994. L'existence d'un nouveau puits de gaz à Galahad et la production d'un exercice entier de gaz dissous liée aux propriétés de pétrole nouvellement acquises ont contribué à ce changement. Les hausses favorables des prix du pétrole et du gaz ont eu un effet positif sur les produits d'exploitation en 1994. Les prix du pétrole et des liquides dérivés du pétrole se sont légèrement élevés pour atteindre 18,02 \$ le baril en 1994 par rapport à 17,85 \$ le baril en 1993 et les prix moyens du gaz ont bondi de 1,51 \$/Mpi³ en 1993 à 2,31 \$/Mpi³ en 1994.

Les redevances sont passées de 1 299 000 \$ en 1993 à 1 991 000 \$ en 1994. Cette hausse de 53 % résulte de l'échéance des périodes de production libres de redevance à Marion Lake, Leahurst et Mont Lake à diverses époques de la fin de 1993 au début de 1994. Le crédit

d'impôts de l'Alberta au titre des redevances s'est accru de 84 % pour s'établir à 974 000 \$ en 1994 contre 530 000 \$ en 1993, reflétant l'accroissement des redevances de la Couronne. Le taux moyen de ce crédit d'impôts de l'Alberta en 1994 est de 68 %, soit le même qu'en 1993.

Les charges de production et d'exploitation ont évolué de 999 000 \$ en 1993 à 1 348 000 \$ en 1994, en hausse de 35 %. Cet accroissement reflète principalement un exercice entier d'activités des propriétés acquises en 1993. Les coûts unitaires se sont également élevés, passant de 2,48 \$/ebp en 1993 à 2,76 \$/ebp en 1994. Les charges unitaires sont plus élevées parce que la production a diminué à Silverheights, Marion Lake et Leahurst à cause des retards dans les efforts d'unification et d'injection d'eau. Les résultats nets se sont améliorés de 2 % pour atteindre 13,77 \$/ebp en 1994 contre 13,47 \$/ebp en 1993. Les hausses importantes des prix du gaz et des taux de production du gaz ont été contrebalancées par des taux de redevance élevés pour les puits à productivité élevée et une hausse des charges d'exploitation.

Les charges générales et administratives ont augmenté de 54 % en 1994 pour s'établir à 1 222 000 \$ (793 000 \$ en 1993). La société a pris en charge le personnel de Keles en se portant acquéreur de la majorité des biens pétroliers et gaziers en avril 1993. Aucuns frais d'intérêts n'ont été engagés en 1994 en regard de 288 000 \$ à la clôture de 1993 où des fonds ont été empruntés à titre provisoire pour financer certaines acquisitions de production. L'impôt des grandes sociétés s'est élevé à 60 000 \$ en 1994 par rapport à 36 000 \$ en 1993 du fait d'un ensemble d'éléments d'actif plus vaste résultant des acquisitions de production en 1993.

MODE DE PLACEMENT

Le 8 octobre 1997, la société a conclu un placement privé visant 1 350 000 bons de souscription spéciaux de série A suivant des dispenses de prospectus dans les provinces d'Alberta, de la Colombie-Britannique, d'Ontario et de Québec en vertu de la législation sur les valeurs mobilières applicable au prix de 8,75 \$ le bon de souscription de série A. Aux termes d'une convention de prise ferme datée du 22 septembre 1997 (la «convention de prise ferme»), New Cache a nommé FirstEnergy Capital Corp., 333 - 7th Avenue S.W., bureau 1600, Calgary (Alberta) T2P 2Z1, Griffiths McBurney & Associés, 407 - 2nd Street S.W., bureau 310, Calgary (Alberta) T2P 2Y3, CIBC Wood Gundy Valeurs mobilières Inc., 855 - 2nd Street S.W., 11^e étage, Calgary (Alberta) T2P 4J7, Capital Midland Walwyn Inc., 639 - 5th Avenue S.W., bureau 1400, Calgary (Alberta) T2P 0M9 et Canaccord Capital Corporation, 409 - 8th Avenue S.W., bureau 400, Calgary (Alberta) T2P 1E3 (collectivement, les «preneurs fermes»), comme ses mandataires pour l'offre des bons de souscription spéciaux de série A. Les 1 350 000 bons de souscription spéciaux de série A ont été émis au prix de 8,75 \$ le bon de souscription spécial de série A. Aux termes de la convention de prise ferme, la société a versé aux preneurs fermes une rémunération de 0,4375 \$ le bon de souscription spécial de série A, soit une rémunération globale de 590 625 \$.

Les bons de souscription spéciaux de série A ont été émis suivant un acte afférent aux bons de souscription spéciaux de série A. Chaque bon de souscription spécial de série A donne le droit au porteur de recevoir, sans frais additionnels et sous réserve d'un rajustement anti-dilution, une action ordinaire qui sera visée pour placement aux termes des présentes en tout temps avant l'heure d'échéance. Les bons de souscription spéciaux de série A non exercés avant l'heure d'échéance seront réputés exercés immédiatement avant ce moment sans autre mesure de la part de leur porteur.

Advenant qu'un visa pour le prospectus n'ait pas été obtenu des commissions des valeurs mobilières au plus tard le 15 janvier 1998, chaque porteur des bons de souscription spéciaux de série A dans chaque province du placement où le visa n'a pas été ainsi obtenu (ou, dans le cas de chaque porteur de bons de souscription spéciaux de série A résidant à l'extérieur des provinces du placement, si un visa n'a pas été obtenu dans les provinces d'Alberta et d'Ontario)

aura le droit, jusqu'à 16 h 30 (heure de Calgary) le 26 janvier 1998, d'exiger de la société qu'elle achète les bons de souscription spéciaux de série A qu'il détient au prix de 8,75 \$ le bon de souscription spécial de série A, majoré de sa quote-part proportionnelle des intérêts gagnés par le fiduciaire aux termes de l'acte afférent aux bons de souscription spéciaux de série A. Dans les cas i) où un visa pour le prospectus n'est pas obtenu des commissions des valeurs mobilières dans les provinces d'Alberta et d'Ontario au plus tard le 15 janvier 1998; et ii) où une majorité des porteurs des bons de souscription spéciaux de série A résidant au Canada ont demandé à la société d'acheter les bons de souscription spéciaux de série A qu'ils détiennent au prix susmentionné, la société doit alors acheter, le 28 janvier 1998, les bons de souscription spéciaux de série A que détiennent les porteurs américains, lesquels seront réputés les avoir vendus, au prix de 8,75 \$ le bon de souscription spécial de série A, majoré de la quote-part proportionnelle du porteur américain dans les intérêts gagnés par le fiduciaire aux termes de l'acte afférent aux bons de souscription spéciaux de série A.

Le 9 octobre 1997, la société a également émis et vendu 600 000 bons de souscription spéciaux de série B sur une base accréditive suivant des dispenses de prospectus en vertu des lois sur les valeurs mobilières applicables. Aux termes d'une convention de placement pour compte datée du 22 septembre 1997 (la «convention de placement pour compte»), New Cache a nommé FirstEnergy Capital Corp., Capital Midland Walwyn Inc., CIBC Wood Gundy Valeurs Mobilières Inc. et Griffiths McBurney & Associés (collectivement, les «placeurs pour compte») comme ses mandataires pour l'offre des bons de souscription spéciaux de série B. Les 600 000 bons de souscription spéciaux de série B ont été émis au prix de 9,50 \$ le bon. Suivant les modalités de la convention de placement pour compte, la société a versé aux placeurs pour compte une rémunération de 0,475 \$ le bon de souscription spécial de série B, pour une rémunération globale de 285 000 \$.

Les bons de souscription spéciaux de série B ont été émis aux termes d'un acte afférent aux bons de souscription spéciaux de série B. Chaque bon de souscription spécial de série B donne le droit aux porteurs de recevoir, sans frais additionnels et sous réserve d'un rajustement anti-dilution, une action ordinaire qui sera visée pour placement aux termes des présentes en tout temps avant l'heure d'échéance. Les bons de souscription spéciaux de série B non exercés avant la date d'échéance seront réputés exercés immédiatement avant ce moment sans autre mesure de la part de leur porteur.

Advenant qu'un visa pour le prospectus n'ait pas été obtenu des commissions des valeurs mobilières au plus tard le 23 décembre 1997, chaque porteur de bons de souscription spéciaux de série B qui réside dans une province du placement où un visa n'a pas été ainsi obtenu aura le droit, jusqu'à 16 h30 (heure de Calgary) le 31 décembre 1997, d'exiger de la société qu'elle achète les bons de souscription spéciaux de série B qu'il détient au prix de 9,50 \$ le bon de souscription spécial de série B, majoré de sa quote-part proportionnelle dans les intérêts gagnés par le fiduciaire aux termes de l'acte afférent aux bons de souscription spéciaux de série B.

Les dispositions anti-dilution des bons de souscription et les actes afférents aux bons de souscriptions prévoient qu'advenant une modification des actions ordinaires, y compris une division, un regroupement ou une reclassification, et qu'advenant toute forme de réorganisation de la société, notamment une fusion ou un arrangement, les porteurs des bons de souscription spéciaux auront le droit, à l'exercice des bons de souscription spéciaux après la survenance d'un de ces événements, de recevoir le même nombre et la même sorte de titres qu'ils auraient eu le droit de recevoir s'ils avaient exercé leurs bons de souscription spéciaux immédiatement avant la survenance de ces événements, sauf qu'aucune fraction d'action ordinaire ne sera émise.

Suivant les modalités des bons de souscription spéciaux et des actes afférents aux bons de souscription spéciaux, le produit brut provenant de la vente des bons de souscription spéciaux est détenu en fiducie par le fiduciaire jusqu'à l'heure d'échéance, à moins que les porteurs de bons

de souscription spéciaux n'aient demandé à la société de racheter leurs bons de souscription spéciaux advenant les événements décrits précédemment.

Le présent prospectus est déposé dans les provinces d'Alberta, de la Colombie-Britannique, de Québec et d'Ontario pour faire viser le placement des actions ordinaires qui seront émises à l'exercice des bons de souscription spéciaux. Les actions ordinaires pouvant être émises à l'exercice des bons de souscription spéciaux seront, une fois émises, entièrement libérées.

Les porteurs de bons de souscription spéciaux qui désirent exercer les bons de souscription spéciaux qu'ils détiennent au plus tard à l'heure d'échéance doivent remplir les formulaires d'exercice sur les certificats de bons de souscription spéciaux et les remettre avec les formulaires d'exercice au fiduciaire à son bureau principal à Calgary (Alberta) ou à Toronto (Ontario). Les bons de souscription spéciaux et les actions ordinaires émises à l'exercice des bons de souscription spéciaux avant la délivrance du visa pour le présent prospectus comporteront certaines restrictions sur la revente.

Le nom et l'adresse du mandataire de FirstEnergy Capital Corp. à des fins de signification de procédures en Ontario est Goodman, Phillips and Vineberg, boîte postale 24, 250, rue Yonge, bureau 2400, Toronto (Ontario) M5B 2M6.

EMPLOI DU PRODUIT

Le produit brut provenant de l'émission des bons de souscription spéciaux s'élève à 17 512 500 \$ et est détenu en fiducie suivant les modalités des actes afférents aux bons de souscription spéciaux. Le produit net provenant de l'émission des bons de souscription spéciaux est évalué à 16 411 875 \$, déduction faite des frais de placement évalués à 225 000 \$ et de la rémunération des preneurs fermes et des placeurs pour compte de 875 625 \$. Le produit net de l'émission de bons de souscription spéciaux ainsi que les fonds disponibles attribuables à l'acquisition de Hartwell Management, qui sont évalués à 3 603 300 \$, et le produit de 999 400 \$ provenant du placement privé accréditif s'élèvera à environ 21 014 575 \$ (le «produit net global»). Se reporter à la rubrique *«Activités de la société – Faits nouveaux»*.

Le produit net total sera en définitive utilisé dans le cours normal de l'entreprise de la société pour des programmes sismiques et d'acquisition de terrains, pour tous les coûts se rapportant au forage de développement et d'exploration et pour les installations d'équipement et de production de puits connexes. Les fonds disponibles provenant de la vente des bons de souscription spéciaux et de Hartwell Management serviront d'abord à réduire les emprunts bancaires jusqu'à ce que les fonds provenant de la marge bancaire disponible accrue ne soient requis pour le programme d'immobilisations de 1998. Les fonds provenant du placement privé accréditifs sont disponibles immédiatement et seront affectés pour le forage d'exploration au cours du quatrième trimestre de 1997. Se reporter aux rubriques *«Activités de la société – Dépenses en immobilisations»* et *«Analyse par la direction de la situation financière et des résultats d'exploitation – Situation de trésorerie et sources de financement»*.

Le tableau qui suit présente les dépenses préliminaires du budget actuellement prévues pour l'exercice terminé le 30 novembre 1998.

	\$
Acquisition de terrains	5 000 000
Travaux géologiques et géophysiques	2 500 000
Forage d'exploration	12 460 000
Forage de développement	5 240 000
Installations et équipement	4 800 000
	30 000 000

Pour l'exercice 1998, 17 700 000 \$ ont été prévus au budget pour le forage d'exploration et de développement et devraient être ainsi affectés :

Région	Description	Montant (en milliers de dollars)
Doris	9 puits de développement 11 puits d'exploration	4 488
Mahaska	2 puits de développement 4 puits d'exploration	2 970
Groat	3 puits d'exploration	2 090
Nig Creek	2 puits de développement 2 puits d'exploration	1 800
Neptune	3 puits d'exploration	1 538
Velma	2 puits d'exploration	1 172
Chigwell	1 puits de développement horizontal	162
Lanaway	1 puits horizontal 1 puits approfondi	363
Autre		3 117
Total du forage		17 700

DESCRIPTION DU CAPITAL-ACTIONS

New Cache a une catégorie d'actions, soit les actions ordinaires, et est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires. En date du 30 septembre 1997, il y avait 11 563 188 actions ordinaires émises et en circulation. Les porteurs d'actions ordinaires ont le droit d'exercer un vote aux assemblées des actionnaires, de recevoir les dividendes qui sont déclarés par New Cache et de recevoir ses biens et ses actifs qui restent au moment de sa dissolution ou de sa liquidation, sous réserve des droits d'actions qui sont prioritaires.

STRUCTURE DU CAPITAL

Le tableau ci-après présente la structure du capital de la société, au 30 novembre 1996, au 31 août 1997, au 30 septembre 1997 et au 30 septembre 1997, compte tenu de l'exercice des bons de souscription spéciaux, de l'acquisition de Hartwell Management et du placement privé accréditif :

		En circulation au 30 septembre 1997, compte tenu de l'émission et de l'exercice des bons de souscription spéciaux, de l'acquisition de Hartwell Management et du placement privé accréditif ^{1) 2) 3)}		
Autorisé		En circulation au 30 novembre 1996 (vérifié)	En circulation au 31 août 1997 (non vérifié)	En circulation au 30 septembre 1997 ¹⁾ (non vérifié)
Dette à long terme ⁴⁾		729 702 \$	26 023 519 \$	32 398 460 \$
Actions ordinaires	Illimité	46 195 336 \$ (9 111 305)	57 328 115 \$ (10 593 391) ²⁾	66 488 607 \$ (11 563 188)
				11 383 885 \$ 88 333 181 \$ (14 085 051) ²⁾

NOTES :

- 1) Inclut l'émission de 957 997 actions ordinaires en vertu de l'acquisition de Inter West, ainsi que l'émission de 11 800 actions ordinaires à la suite de la levée d'options d'achat d'actions.
- 2) N'inclut pas les actions ordinaires pouvant être émises au moment de la levée de 827 329 options d'achat d'actions en circulation au 30 septembre 1997 en vue d'acheter des actions de New Cache. Ladite levée d'options se solderait par un produit de 5 487 767 \$.
- 3) Inclut l'émission de 466 663 actions ordinaires contre des actions de Hartwell Management et l'émission de 105 200 actions ordinaires à 9,50 \$ en vertu du placement privé accréditif.
- 4) La société s'est entendue avec une banque pour pouvoir disposer d'une ligne de crédit sous la forme d'un prêt de production d'un maximum de 40 000 000 \$ au 31 août 1997 qui sera renouvelable et variable jusqu'au 30 avril 1998 et pour une période additionnelle de 364 jours au choix de la société. Durant cette période, le prêt n'est assorti d'aucunes conditions spécifiques de remboursement et porte intérêt au taux préférentiel. Après la période de renouvellement du prêt, le solde du prêt impayé sera converti en prêt à terme remboursable mensuellement sur quatre ans. Une débenture à charges fixe et flottante de 50 000 000 \$ sur l'actif de la société et une cession générale de créances ont été données en garantie.
- 4) Au 30 novembre 1996, la société avait comptabilisé des bénéfices non répartis de 6 113 837 \$, des provisions pour impôts reportés de 4 140 677 \$, et des frais futurs de restauration des lieux de 497 230 \$. Au 31 août 1997, la société avait comptabilisé des bénéfices non répartis de 6 571 542 \$, des provisions pour impôts reportés de 5 236 116 \$, et des frais futurs de restauration des lieux de 401 500 \$.

RÉGLEMENTATION GOUVERNEMENTALE

Le secteur du pétrole et du gaz naturel au Canada est assujéti à de nombreux contrôles et règlements imposés par divers paliers de gouvernement. En plus de la réglementation fédérale, chaque province a adopté des lois et des règlements qui régissent la tenure à bail, les taux de production, les redevances, la protection de l'environnement et d'autres questions. New Cache ne prévoit pas que ces contrôles et règlements auront sur ses activités une incidence très différente de celle sur d'autres sociétés pétrolières et gazières de même envergure.

Tenure à bail

La grande majorité des droits miniers portant sur du pétrole et du gaz naturel au Canada sont acquis par le gouvernement du territoire où ils sont situés. Règle générale, le gouvernement octroie des permis ou des concessions à des tiers comme la société afin de leur permettre d'explorer et de mettre en valeur les droits miniers. Les modalités de ces permis et concessions prévoient habituellement que la mise en valeur des droits miniers pertinents doit s'effectuer de façon ordonnée et en temps voulu.

Production

Les gouvernements provinciaux réglementent la production conformément à des pratiques d'ingénierie et de conservation saines et, en général, établissent les limites de production quotidienne. La production est également restreinte par la capacité des pipelines, par la

demande de gaz naturel et de diverses teneurs de pétrole brut et, quelquefois, par des limites du taux maximum que les organismes de réglementation imposent afin de favoriser une récupération maximale.

Prix

Les gouvernements jouent un petit rôle dans la fixation des prix du pétrole et du gaz naturel. Les producteurs de pétrole négocient les contrats de vente directement avec les acheteurs; par conséquent, le prix est déterminé par le marché. Les prix dépendent habituellement de facteurs comme la qualité, le prix des pétroles concurrentiels, la distance du marché et la valeur des produits raffinés. Le prix du gaz naturel est également déterminé par le marché au moyen de la négociation entre les acheteurs et les vendeurs et dépend habituellement de facteurs comme le prix des gaz concurrentiels, la distance du marché, la durée du contrat et d'autres modalités contractuelles.

Mesures incitatives et redevances provinciales

Le régime de redevances constitue un élément important de la rentabilité de la production pétrolière et gazière. Les redevances payables sur la production de terrains autres que les terres de la Couronne sont fixées par négociation entre le propriétaire minier et le locataire. Les redevances de la Couronne sont fixées par réglementation gouvernementale; elles sont habituellement calculées sous forme de pourcentage de la production et varient selon des facteurs comme les prix de référence établis, la productivité des puits, l'emplacement géographique, la date de la découverte du champ, la méthode de récupération et le type et la qualité de la substance pétrolière produite. À l'occasion, les gouvernements du Canada, de l'Alberta, de la Saskatchewan et de la Colombie-Britannique ont établi des programmes d'encouragement qui englobaient des réductions du taux de redevance, des exemptions de redevances et des crédits d'impôt afin d'encourager l'exploration pétrolière et gazière.

Les règlements établis en vertu de la loi intitulée *Mines and Minerals Act* (Alberta) prévoient diverses mesures d'encouragement pour l'exploration et la mise en valeur des réserves de pétrole en Alberta. Celles-ci comprennent des exemptions de redevances sur le pétrole pour certains puits et des réductions de redevances qui diminuent le montant des redevances de la Couronne que la société verse aux gouvernements provinciaux. Le pétrole produit à partir de puits de développement admissibles dont le forage a débuté avant le 1^{er} août 1993 (ou qui ont été amorcés en août mais autorisés avant une telle date) est admissible à une exemption pour redevances de 12 mois jusqu'à concurrence d'un maximum de 400 000 \$. Les puits d'exploration dont le forage a débuté avant le 1^{er} avril 1992, ou s'ils ont été forés dans le nord de l'Alberta ou dans la région des contreforts avant le 1^{er} avril 1993, donnent droit à une exemption de 24 mois jusqu'à concurrence de 1 millions de dollars. Une réduction de redevance de 24 mois (jusqu'au 31 décembre 1996) est offerte pour le pétrole produit à partir d'extensions horizontales admissibles entreprises avant le 1^{er} janvier 1995. Le pétrole produit à partir d'extensions horizontales admissibles entreprises au moins 5 ans après que le forage du puits a initialement débuté peut également être admissible à une réduction de redevances. Les puits forés avant le 1^{er} septembre 1990 et réactivés entre le 1^{er} novembre 1991 et le 1^{er} octobre 1992, n'ayant donné aucune production entre le 1^{er} septembre 1990 et le 1^{er} novembre 1991, donnent droit à une exemption pour redevances de cinq ans jusqu'à un maximum de 4 000 mètres cubes («m³»). Une exemption de 8 000 m³ est offerte pour la production provenant d'un puits qui n'a pas produit pendant 12 mois, s'il a recommencé à produire avant le 1^{er} février 1993, ou pour une période de 24 mois s'il a recommencé à produire après janvier 1993. De la même façon, la production de pétrole provenant de puits de recherche sur un nouveau champ ou un nouveau gisement ainsi que de puits d'essai sur un gisement plus profond amorcés ou approfondis après le 30 septembre 1992 donne droit à une exemption pour redevances de 12 mois (jusqu'à concurrence de 1 million de dollars). Le pétrole produit à partir de puits à faible productivité, de mécanismes de

récupération assistée (comme des puits d'injection) et des projets expérimentaux est également sujet à des réductions de redevances.

La redevance réservée à la Couronne à l'égard de la production de gaz naturel, sous réserve de diverses mesures incitatives, oscille entre 15 % et 30 %, dans le cas de nouveau gaz, et entre 15 % et 35 % dans le cas de gaz ancien, selon un prix de référence moyen pour les entreprises ou prescrit. Le nouveau gaz et l'ancien gaz sont définis dans le règlement intitulé *Natural Gas Royalty Regulation, 1994* adopté en vertu de la loi intitulée *Mines and Minerals Act* (Alberta). Le gaz produit à partir de puits de gaz d'exploration admissible amorcés ou approfondis après le 31 juillet 1985 et avant le 1^{er} juin 1988 continue d'être admissible à une exemption pour redevances pour une période de 12 mois, jusqu'à concurrence d'un maximum prescrit. Le gaz produit à partir d'intervalles admissibles dans des puits de gaz admissibles amorcés ou approfondis à une profondeur de plus de 2 500 mètre est également assujéti à une exemption pour redevances, dont le montant dépend de la profondeur du puits.

De plus, un producteur de pétrole ou de gaz naturel en Alberta peut avoir droit à une remise à l'égard des redevances de la Couronne versées sur des biens productifs admissibles dans le cadre du programme de crédit d'impôt de l'Alberta au titre des redevances («CIAR»). La remise offerte est fondée sur un pourcentage précis (le «taux du CIAR») des redevances de la Couronne de l'Alberta versées par la société, sous réserve d'un montant maximum. À compter du 1^{er} janvier 1995, des changements ont été annoncés à l'égard du programme de CIAR. Le taux du CIAR est maintenant fondé sur le prix de référence du crédit d'impôt au titre des redevances qui est établi en fonction des prix au pair du gaz naturel et du pétrole lourd et non lourd. Le taux du CIAR varie entre 75 % lorsque les prix baissent sous les 100 \$ m³ et 25 % lorsque les prix montent au-dessus des 210 \$/m³. Un mètre cube de pétrole est l'équivalent de 6,29 b. Le taux du CIAR s'appliquera à un maximum de 2 000 000 \$ de redevances payables à la Couronne de l'Alberta par chaque producteur ou groupe lié de producteurs. Les redevances de la Couronne sur la production provenant de biens productifs acquis auprès d'une société réclamant le montant maximum de CIAR ne seront généralement pas admissibles au CIAR. Le taux du CIAR est établi trimestriellement selon le prix moyen au pair déterminé par le ministère de l'Énergie de l'Alberta pour le trimestre précédent. Aux termes des modifications annoncées récemment, le programme de CIAR sera maintenu pour des périodes consécutives de trois ans et ne contient pas de disposition de temporisation.

Les exemptions et les réductions de redevances et le CIAR contribuent à augmenter le réinvestissement et le bénéfice net de la société.

À compter du 1^{er} janvier 1994, le gouvernement de la Saskatchewan a révisé son régime fiscal pour l'industrie du pétrole et du gaz. Certaines redevances sur les puits existant à cette date demeureront inchangés et par conséquent, soumises à diverses périodes de réduction de redevances et d'impôts. Alors qu'un certain nombre de mesures incitatives ont été éliminées ou réduites (comme les mesures incitatives pour des puits intercalaires verticaux et des puits horizontaux à plus faible coût), de nouveaux programmes incitatifs ont été mis en place afin d'encourager des activités d'exploration et de mise en valeur accrues dans la province. Le nouveau régime fiscal offre une mesure incitative pour encourager le forage de puits de pétrole verticaux nouveaux au moyen d'une structure de redevances et d'impôts révisée pour les nouveaux puits de pétrole verticaux et la production additionnelle provenant de projets d'injection d'eau nouveaux ou agrandis. Ce taux de redevance de la Couronne de la troisième catégorie varie en fonction des prix et selon qu'il s'agisse de pétrole lourd et non lourd (d'un minimum de 10 % pour du pétrole lourd au prix de base à un maximum de 35 % pour du pétrole non lourd à un prix supérieur au prix de base). Les exonérations temporaires du versement de redevances et d'impôts temporelles applicables auparavant aux puits de pétrole forés à la verticale ont été remplacées par des mesures incitatives de réduction de redevances et d'impôts en fonction du volume où une redevance maximale de 5 % sera appliquée à divers volumes en fonction de la profondeur et de la nature du puits (jusqu'à 25 000 m³ de pétrole dans le cas de puits

d'exploration profonds). La redevance maximale applicable aux premiers 12 000 mètres cubes de pétrole est passée de 5 % à 10 % pour la production provenant de certains puits horizontaux. De plus, les exonérations temporaires du versement de redevances et d'impôts pour les puits de pétrole horizontaux profonds ont été remplacées par une mesure incitative au volume de 25 000 m³ (redevance maximale de 5 %). La production de pétrole provenant de puits de pétrole réactivés admissibles est assujettie à un nouveau taux de redevance maximum de 5 % pour les cinq premières années suivant la réactivation dans le cas de puits réactivés après 1993 et fermés ou suspendus avant le 1^{er} janvier 1993. À l'égard de puits de gaz naturel d'exploration admissibles, les premiers 25 millions de mètres cubes de gaz naturel produits seront assujettis à un taux de redevance maximum incitatif de 5 %.

Les producteurs de pétrole et de gaz naturel en Colombie-Britannique sont également tenus de verser des paiements locatifs annuels à l'égard de concessions et de redevances de la Couronne et des taxes de production franche à l'égard du pétrole et du gaz produits à partir des terres de la Couronne et des terres franches. Le montant payable comme redevance à l'égard du pétrole dépend de la qualité du pétrole, qu'il ait été produit à partir d'un gisement découvert avant ou après le 31 octobre 1995, de la quantité de pétrole produit au cours d'un mois et de la valeur du pétrole. Le pétrole produit à partir de gisements nouvellement découverts peut être exempté du paiement d'une redevance pour les 36 premiers mois de production. La redevance payable sur le gaz naturel est déterminée au moyen d'une échelle mobile selon un prix de référence qui correspond au montant obtenu par le producteur ou, s'il est plus élevé, au prix minimum prescrit. Le gaz produit avec le pétrole est assujetti à une redevance minimale de 8 % alors que la redevance à l'égard d'autres gaz ne peut être inférieure à 15 %.

Exportations

Bien que New Cache ne participe pas directement au secteur de l'exportation du pétrole ou du gaz, ses ventes sont indirectement touchées par les contrôles et les règlements imposés par les gouvernements sur le déplacement du pétrole et du gaz naturel de l'Alberta vers d'autres parties du Canada et leur exportation hors des frontières du Canada.

Le gouvernement de l'Alberta réglemente le volume de gaz naturel qui peut être sorti de cette province d'après des facteurs comme la disponibilité des réserves, les ententes de transport et les conditions du marché. Le pétrole brut et le gaz naturel peuvent être exportés du Canada aux termes de contrats d'exportation dont la durée ne dépasse pas un an dans le cas du pétrole léger et deux ans dans le cas du pétrole lourd et du gaz naturel, à condition qu'une ordonnance d'approbation ait été obtenue de l'Office nationale de l'énergie (l'«ONE»). Toute exportation devant être effectuée aux termes d'un contrat ayant une durée plus longue nécessite un permis d'exportation de l'ONE, dont la délivrance requiert l'approbation du gouverneur en conseil.

Accord de libre-échange nord-américain

L'Accord de libre-échange nord-américain (l'«ALENA») intervenu entre les gouvernements du Canada, des États-Unis et du Mexique est entré en vigueur le 1^{er} janvier 1994. L'ALENA reprend la plupart des conditions importantes relatives à l'énergie contenues dans l'Accord de libre-échange entre le Canada et les États-Unis. Le Canada continue de demeurer libre d'autoriser ou non les exportations des ressources énergétiques vers les États-Unis ou le Mexique, pourvu que les restrictions sur les exportations : i) ne réduisent pas le pourcentage des ressources énergétiques exportées par rapport à celles consommées au pays; ii) n'imposent pas un prix d'exportation plus élevé que le prix national; ou iii) ne perturbent pas les canaux habituels d'approvisionnement. Il est interdit aux trois pays d'imposer des exigences de prix minimum d'importation ou d'exportation.

L'ALENA prévoit la réduction des pratiques commerciales restrictives mexicaines dans le secteur de l'énergie et interdit les restrictions discriminatoires à la frontière et les taxes d'exportation.

L'Accord prévoit également des mesures plus claires pour les organismes de réglementation afin d'assurer une mise en application équitable de tous les changements en matière de réglementation et de minimiser la perturbation des contrats, éléments importants pour les exportations canadiennes de gaz naturel.

Réglementation en matière d'environnement et de sécurité

Le secteur pétrolier et gazier est actuellement soumis à une réglementation environnementale en vertu de lois provinciales et fédérales. La législation en matière d'environnement prévoit des restrictions et des interdictions sur le rejet ou l'émission de diverses substances produites ou utilisées dans le cadre de certaines activités pétrolières et gazières. La législation exige aussi que les emplacements des puits et des installations soient abandonnés puis remis en état à la satisfaction des autorités provinciales. Le défaut de se conformer à cette législation peut entraîner la suspension ou la révocation de permis et d'autorisations nécessaires, une responsabilité civile pour les dommages résultant de la pollution et l'imposition d'amendes et de pénalités.

En Alberta, le respect de l'environnement est régi par la loi intitulée *Environmental Protection and Enhancement Act* (la «loi AEPEA»). En plus de refondre les lois environnementales antérieures, la loi AEPEA impose de nouvelles responsabilités en matière d'environnement aux exploitants de pétrole et de gaz naturel en Alberta et, dans certains cas, impose également des pénalités beaucoup plus élevées pour les violations.

La législation en matière d'environnement prévoit que les emplacements des puits et des installations doivent être abandonnés et remis en état à la satisfaction des autorités provinciales. New Cache évalue ses coûts futurs totaux de restauration des emplacements et leur attribue une provision en utilisant la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation d'après les réserves prouvées. La provision est comptabilisée au bilan sous le poste «Restauration des emplacements».

New Cache a mis en œuvre des politiques en matière de sécurité et d'environnement qui sont conçues pour traiter des nombreux règlements applicables au secteur du pétrole et du gaz. New Cache s'engage à minimiser les effets de ses activités sur l'environnement et à protéger la santé et la sécurité de ses employés. Le conseil d'administration reçoit un rapport complet à chaque réunion trimestrielle. Les lignes directrices de New Cache sont affichées au siège social et aux emplacements des champs. Les pratiques sont exposées dans un manuel sur la sécurité, et les employés sont informés de tout changement apporté à ces pratiques. Les employés sur le terrain sont tenus de suivre régulièrement des cours d'accréditation en sécurité.

Des vérifications régulières sont effectuées aux installations d'exploitation par des tiers indépendants compétents, et les problèmes sont traités rapidement. La société a élaboré de nouvelles pratiques pour la construction de nouvelles concessions pour les puits de forage et l'emplacement des installations qui font en sorte que les sols sont mieux préservés, ce qui entraîne une remise en état améliorée.

New Cache prévoit engager des dépenses en capital et des charges accrues en raison des normes environnementales plus élevées que la législation et le public en général exigent des sociétés pétrolières et gazières. Le montant de ces dépenses ne peut être déterminé actuellement.

FACTEURS DE RISQUE

Un placement dans les bons de souscription spéciaux et les actions ordinaires pouvant être émises à l'exercice des bons de souscription spéciaux doit être considéré comme spéculatif en raison de la nature des activités de la société dans le domaine de l'exploration, de la mise en

valeur et de la production de pétrole et de gaz naturel ainsi que du stade actuel de sa croissance. Les actions ordinaires qui sont émises à l'exercice de bons de souscription spéciaux avant la délivrance du visa pour le présent prospectus seront assujetties à certaines restrictions sur la revente. La société n'a pas versé de dividendes et ne prévoit pas en verser dans un avenir rapproché. Se reporter à la rubrique «*Politique en matière de dividendes*».

Les activités de New Cache sont soumises à tous les risques inhérents habituellement liés à l'exploration, à la mise en valeur et à d'autres activités exercées à l'égard des biens pétroliers et gaziers. Par exemple, les puits de forage de New Cache pourraient faire l'objet de formations ou de pressions imprévues, d'explosions, de formations de cratères et d'incendies. Les puits productifs de New Cache pourraient faire l'objet d'une baisse prématurée des réservoirs et d'une inondation d'eau dans les formations productrices. L'une ou l'autre de ces situations pourraient entraîner des pertes, des responsabilités ou des coûts importants pour la société. Bien que New Cache maintienne une assurance conformément aux pratiques standard du secteur, elle ne s'est pas assuré complètement contre tous ces risques et ne le peut pas.

La plupart des activités de New Cache se déroulent dans le corridor allant du centre-ouest de l'Alberta au nord-est de la Colombie-Britannique. Les activités dépendent grandement de leur emplacement et l'accès peut être restreint à la saison hivernale. Le calendrier de démarrage de la production peut être touché par des conditions climatiques défavorables et le climat peut retarder le forage des puits et la construction des pipelines et des installations. Pour ce qui est de l'exploitation exclusivement hivernale, la direction en réduit les effets en planifiant à l'avance et en acquérant des puits de service bien avant la saison hivernale. L'utilisation d'une nouvelle technologie de communication et informatique permet à New Cache d'exploiter les puits éloignés plus efficacement dans des conditions climatiques défavorables.

New Cache n'a pas d'opinions sur les titres pour tous ses biens. Toutefois, la direction estime qu'il n'y a aucun défaut de titre majeur. Les risques sont minimisés par l'embauche de professionnels en évaluation foncière, par la préparation d'opinions sur les titres pour les gisements exploités en concertation et par l'acquisition des biens importants et la majorité des nouveaux terrains à des ventes de terres publiques.

Un investissement dans des bons de souscription spéciaux série B conviendra normalement mieux aux investisseurs ayant un revenu imposable élevé. Il ne peut y avoir de garantie que la société pourra engager des FEC suffisants d'ici le 31 décembre 1998 afin d'être en mesure de renoncer à un montant correspondant au produit brut obtenu de la vente des bons de souscription spéciaux série B à compter du 31 décembre 1997.

Les activités liées au pétrole et au gaz naturel de New Cache sont également assujetties à de nombreux contrôles et règlements imposés par divers paliers de gouvernement. La société est assujettie à diverses lois sur l'élimination des déchets, le contrôle de la pollution et d'autres lois semblables sur l'environnement. La société estime respecter à tous égards importants de telles lois. Des modifications aux règlements gouvernementaux peuvent avoir un effet négatif sur la société. Se reporter à la rubrique «*Réglementation gouvernementale*». La valeur future des biens de New Cache est touchée par divers facteurs économiques et politiques au niveau local, national et international qui sont indépendants de sa volonté. Le secteur pétrolier et gazier est hautement concurrentiel, et New Cache livre concurrence, en ce qui a trait aux capitaux, aux terrains non mis en valeur et à tous les autres aspects de ses activités, à un grand nombre d'autres sociétés, certaines pouvant disposer de ressources financières et techniques supérieures. En particulier, certaines sociétés ne font pas qu'explorer, mettre en valeur et produire du pétrole et du gaz naturel, mais font également du raffinage et mettent en marché du pétrole et d'autres produits à l'échelle mondiale et ont par conséquent davantage de ressources diverses à exploiter.

Les réserves et le flux de trésorerie futur estimatif provenant des biens de la société ont été évalués de façon indépendante dans les rapports. Se reporter à la rubrique «*Activités de la société - Réserves de pétrole et de gaz*». Ces estimations comprennent une série d'hypothèses se rapportant à des facteurs comme la possibilité de récupérer et de mettre en marché la production, les prix futurs du pétrole et du gaz, les coûts d'exploitation, les dépenses en capital futures, les redevances et d'autres droits des gouvernements qui peuvent être imposés pendant la durée de production des réserves. Bon nombre de ces hypothèses peuvent changer indépendamment de la volonté de la société. La possibilité pour New Cache d'augmenter ses réserves dans l'avenir dépendra non seulement de sa capacité de mettre en valeur ses biens actuels, mais également de sa capacité de choisir et d'acquérir des zones d'intérêt ou des biens productifs adéquats. Il n'y a aucune garantie que les efforts déployés par New Cache pour l'exploration et la mise en valeur entraîneront la découverte et la mise en valeur de gisements commerciaux additionnels de pétrole et de gaz naturel. La mise en valeur à venir de biens pétrolifères et gazéifères peut nécessiter un financement additionnel qui pourrait ne pas être disponible ou, s'il l'est, dont les conditions sont défavorables. L'exploration du pétrole et du gaz naturel comporte un degré élevé de risque que même l'expérience, les connaissances et l'évaluation attentive ne peuvent surmonter.

Le prix que New Cache reçoit pour sa production de pétrole et de gaz naturel est déterminé par le marché et a fait l'objet d'une grande volatilité sur laquelle elle n'a aucun contrôle. Il existe également une concurrence entre le secteur pétrolier et d'autres secteurs à l'égard de l'approvisionnement d'énergie et de combustibles à des clients qui sont des industries, des commerces et des particuliers. Une baisse importante soutenue des prix pourrait entraîner une baisse importante des revenus de production nets de la société et de sa valeur globale. La possibilité pour New Cache de vendre sa production pétrolière et gazière est assujettie à de nombreux facteurs, y compris les fluctuations des prix et autres fluctuations du marché, la proximité des oléoducs et des gazoducs et des installations de traitement ainsi que leur capacité et la réglementation gouvernementale importante. La rentabilité de la production provenant de certains puits peut changer en raison de prix inférieurs, ce qui pourrait entraîner une réduction des volumes des réserves de la société. New Cache pourrait également choisir de ne pas tirer de production de certains puits à des prix inférieurs. Tous ces facteurs pourraient entraîner une baisse importante des revenus de production nets de la société et de sa valeur globale. Le succès de la société est largement tributaire du rendement de ses employés clés. L'incapacité de retenir ou d'attirer et de retenir des employés clés additionnels ayant les qualités requises pourrait avoir un effet très néfaste sur la croissance et la rentabilité de la société. Celle-ci a une assurance de la personne clé pour le président et le vice-président, exploration. Se reporter à la rubrique «*Analyse par la direction de la situation financière et des résultats d'exploitation - Liquidités et ressources en capital*».

Les prix mondiaux du pétrole sont établis en dollars américains, et le prix reçu par les producteurs canadiens dépend par conséquent du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain, qui peut fluctuer. Une hausse importante de la valeur du dollar canadien peut avoir une incidence négative sur les revenus de production nets de la société.

L'endettement de New Cache est fondé sur des taux d'intérêt variables, qui peuvent fluctuer. Une hausse importante des taux d'intérêts entraînerait un service de la dette plus élevé, qui pourrait avoir une incidence négative sur le fonds de roulement de la société d'après le bénéfice net et le flux de trésorerie actuels si la dette globale était supérieure aux prévisions actuelles.

Certains administrateurs de la société sont également liés à d'autres sociétés pétrolières et gazières, ce qui pourrait donner lieu à l'occasion à divers conflits d'intérêts. Afin de traiter de tels conflits, New Cache et ses administrateurs se conforment aux dispositions de la loi intitulée *Business Corporations Act* (Alberta) concernant les conflits d'intérêts. Ces dispositions prévoient qu'un administrateur, qui a un intérêt dans un contrat important ou un contrat important proposé

avec la société, doit divulguer la nature et l'étendue de cet intérêt et, dans la plupart des cas, s'abstenir de voter sur toute résolution visant à approuver ce contrat.

Inter West est partie défenderesse dans une action intentée le 19 novembre 1996. La direction estime qu'il est peu probable que la société subira des dommages à cet égard. Toutefois, aucune garantie ne peut être donnée en ce sens. Se reporter à la rubrique «*Actions en justice*».

Le prix d'achat attribuable à chaque action ordinaire obtenue à l'exercice de chaque bon de souscription spécial de série A en utilisant un prix de 8,75 \$ dépassera de 2,35 \$ l'actif corporel net par action ordinaire, ce qui représente un facteur de dilution de 26,9 %, et le prix d'achat attribuable à chaque action ordinaire obtenue à l'exercice de chaque bon de souscription spécial de série B, en utilisant un prix de 9,50 \$ dépassera de 3,10 \$ l'achat corporel net par action ordinaire, ce qui représente un facteur de dilution de 32,6 %. Se reporter à la rubrique «*Dilution*».

ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA DIRECTION

Le nom et la ville de résidence des administrateurs et des membres de la direction de la société, le poste et la fonction qu'ils occupent au sein de la société ainsi que leurs occupations principales au cours des cinq dernières années sont indiqués ci-après :

Nom et ville de résidence	Poste principal occupé	Occupation des cinq dernières années
Robert W. Macdonald ¹⁾³⁾⁴⁾ Calgary (Alberta)	Président du conseil et administrateur	Président de Keles Production Company Ltd., société pétrolière et gazière fermée
Keith E. Macdonald Calgary (Alberta)	Vice-président, finances, chef de la direction des finances et administrateur	Président et trésorier de New Cache de 1986 à 1994
William A. Bell ³⁾ Calgary (Alberta)	Administrateur	Président de Bellport Resources Ltd., société pétrolière et gazière fermée
Raymond G. Smith Calgary (Alberta)	Président et chef de la direction et administrateur	Président de Rydal de juillet 1993 à novembre 1994; auparavant, vice-président, exploitation, de Dekalb Energy Canada Ltd., société pétrolière et gazière, de 1979 à juillet 1993
Robert A. Johnson Calgary (Alberta)	Vice-président, exploration	Vice-président directeur de Rydal de juillet 1993 à novembre 1994; à partir mai 1991, président de Murex Petroleum Ltd., société pétrolière et gazière fermée et auparavant, vice-président, production et exploration, de Atcar Resources Ltd., société pétrolière et gazière
Hank B. Swartout ³⁾ Calgary (Alberta)	Administrateur	Président du conseil et chef de la direction de Precision Drilling Corporation
Brian Roberts Calgary (Alberta)	Secrétaire	Associé de Howard, Mackie, cabinet d'avocats
H. Garth Wiggins ²⁾⁴⁾ Calgary (Alberta)	Administrateur	Directeur de Kenway Mack Slusarchuk Stewart, comptables agréés, depuis mars 1996; à partir de 1993, président de Kamloops Money Management Ltd., société de placement fermée; auparavant, vice-président, finances, et administrateur de Tri Link Resources Ltd.

Nom et ville de résidence	Poste principal occupé	Occupation des cinq dernières années
Harold R. Allsopp ²⁾⁴⁾ Calgary (Alberta)	Administrateur	Président de Habede Holding Ltd., société de placement fermée
Andrew Best ²⁾ Toronto (Ontario)	Administrateur	Président de Interward Capital Corporation depuis août 1994; directeur de l'analyse financière au sein de Interward Capital Corporation à partir de 1990
J.E. (Ted) Lefebvre Calgary (Alberta)	Vice-président, terrains et contrats	Directeur des terrains de Grad & Walker Energy Corporation de 1993 à juillet 1997; auparavant, président de 477743 Alberta Ltd., société de consultation en gestion de terrains.
Ving Y. Woo Calgary (Alberta)	Vice-président, production	Président de Janvin Engineering Ltd., société de consultation et de gestion fermée avant 1993; vice-président principal et administrateur de High Bullen Resources Ltd de 1993 à 1996; depuis 1996, président de Janvin Engineering Ltd.

NOTES :

- 1) Détient en propriété réelle plus de 10 % des droits de vote rattachés aux actions ordinaires de la société ou exerce un contrôle ou a la haute main sur ces droits de vote.
- 2) Membre du comité de vérification.
- 3) Membre du comité de rémunération.
- 4) Membre du comité de régie d'entreprise.

DIRECTION

RAYMOND G. SMITH

Administrateur et président et chef de la direction

M. Smith est un ingénieur en pétrole et compte vingt-cinq ans d'expérience dans le secteur. Il a obtenu un baccalauréat en sciences (spécialisé) en génie pétrolier de l'université du Wyoming en 1978. Depuis le début de sa carrière, il a occupé progressivement des postes avec plus de responsabilités en génie de la production, en forage, en achèvements et en gestion et organisation des installations au sein de trois grandes sociétés productrices de pétrole et de gaz. Avant de fonder Rydal en juillet 1993, M. Smith était vice-président, exploitation, de Dekalb Energy Canada Ltd.

ROBERT A. JOHNSON

Vice-président, exploration

M. Johnson est un géologue et compte trente-cinq ans d'expérience dont une expérience en géologie dans presque tout le bassin sédimentaire canadien de l'ouest, qui comprend des régions allant du sud-ouest du Manitoba jusqu'au nord-est de la Colombie-Britannique. Il a fait ses études à Kingston upon Hull au Royaume-Uni et a obtenu un baccalauréat en sciences spécialisé en géologie. M. Johnson a commencé sa carrière au sein de Mobil Oil Canada. En 1972, il s'est joint à Dekalb Petroleum Corporation, où il a occupé progressivement des postes ayant plus de responsabilités, y compris celui de vice-président, exploration. M. Johnson s'est joint à Atcor Resources Ltd. à titre de vice-président en 1985, et il y est resté jusqu'à ce qu'il ait fondé sa propre société, Murex Petroleums Ltd., en 1991, pour offrir des services de consultation et de gestion au secteur pétrolier et gazier. En juillet 1993, il s'est associé à M. Smith pour fonder Rydal.

KEITH E. MACDONALD**Administrateur et vice-président, finances, et chef de la direction des finances**

M. Macdonald a été le fondateur de New Cache et son président jusqu'à la fusion de cette société avec Rydal. Il a participé à tous les aspects de la gestion et des finances liées au pétrole et au gaz pendant plus de quinze ans au sein du secteur. Il s'est occupé de gestion de pétrole et de gaz depuis le milieu des années 80 et a auparavant occupé des postes supérieurs en gestion financière au sein de petites sociétés de ressources fermées et ouvertes. Il a reçu le titre de comptable agréé en 1980. M. Macdonald est également un administrateur de l'association *Small Explorers and Producers Association of Canada* (SEPAC) et président de son comité des finances.

VING Y. WOO**Vice-président, production**

M. Woo s'est joint à New Cache en octobre 1997. Il est ingénieur en pétrole et compte vingt-sept ans d'expérience dans le secteur. Il a obtenu un baccalauréat ès sciences en génie chimique de l'Université de Calgary en 1970. Depuis le début de sa carrière, il a acquis de l'expérience dans tous les aspects du génie pétrolier, avec un accent sur l'étude des gisements, les évaluations économiques, le forage et l'achèvement, les activités de production ainsi que l'optimisation des biens pétroliers et gaziers. M. Woo a dirigé sa propre firme de consultation en ingénierie et en gestion de novembre 1981 à avril 1993. Il a ensuite participé à tous les aspects de la gestion du pétrole et du gaz à titre de vice-président principal et administrateur au sein de High Bullen Resources Ltd. Depuis qu'il n'est plus à l'emploi de High Bullen, c'est-à-dire depuis 1996 M. Woo offre des services de consultation et de gestion au secteur pétrolier et gazier.

J.E. (TED) LEFEBVRE**Vice-président, terrains et contrats**

M. Lefebvre s'est joint à New Cache en septembre 1997 où il a assumé la responsabilité de la négociation des contrats et des terrains ainsi que la supervision des contrats de terrains et des fonctions administratives. Il possède 19 ans d'expérience considérable à la fois dans les terrains minéraux et de surface. Il était récemment directeur des terrains au sein de Grad & Walker Energy Corporation. Il a obtenu un baccalauréat en arts de l'Université St.François Xavier en 1976. M. Lefebvre est membre et le vice-président en exercice de l'association canadienne des agents d'affaires spécialisés dans les droits miniers (Canadian Association of Petroleum Landmen). Il est un agent d'affaires spécialisé dans les droits miniers agréé.

ALBERT L. GAL**Directeur de l'exploitation**

M. Gal s'est joint à New Cache en janvier 1995, où il a assumé la responsabilité de la gestion des phases de forage, d'achèvement, de génie et d'exploitation de l'entreprise. M. Gal a obtenu un diplôme en technologie du pétrole de l'institut de technologie du sud de l'Alberta (*Southern Alberta Institute of Technology*) et par la suite a obtenu un baccalauréat ès sciences en génie de l'université du Wyoming en 1981. Après avoir suivi ses études, il s'est joint à Petro Canada Inc. à titre d'ingénieur des activités de production. Il a par la suite occupé un emploi au sein de Dekalb Energy Canada Ltd. de 1984 à 1993. Il a assumé de plus en plus de responsabilités au sein de Dekalb, occupant en dernier lieu le poste d'ingénieur d'exploitation principal responsable de toutes les activités de forage et d'achèvement de Dekalb. Il s'est joint à Stampeder Exploration Ltd. en 1993 à titre d'ingénieur de production principal, où il était responsable de toutes les activités de production, notamment de la région importante de production de Nipisi/Utikuma de cette société.

TODD R. KLIPPENSTEIN
Directeur de la comptabilité

M. Klippenstein travaille au sein de New Cache depuis mars 1997 où il assume la responsabilité des rapports financiers, des budgets et du contrôle financier, des systèmes d'information et de la supervision générale des fonctions comptables de tous les jours. Depuis l'obtention de son baccalauréat en commerce avec spécialisation en comptabilité en 1984, il a assumé des fonctions ayant de plus en plus de responsabilités, en travaillant au sein de diverses sociétés pétrolières et gazières ouvertes et fermées. Avant de se joindre à New Cache, M. Klippenstein a occupé les postes de superviseur de la comptabilité de l'exploitation au sein de Ballistic Energy Corporation et de superviseur de la comptabilité au sein de Rio Alto Exploration Ltd.

ACTIONNAIRES PRINCIPAUX

À la connaissance des administrateurs et des membres de la haute direction de la société, les seules personnes qui, au 30 septembre 1997, étaient propriétaires réels, directement ou indirectement, de titres comportant plus de 10 % des droits de vote rattachés à tous les titres en circulation de la société ou qui exerçaient un contrôle ou avaient la haute main sur de tels titres sont les suivantes :

Nom	Titre de propriété	Nombre d'actions ordinaires	Pourcentage des actions ordinaires détenues¹⁾	À la conclusion de l'exercice des bons de souscription spéciaux, de l'acquisition de Hartwell Management et le placement privé accréditif²⁾
Robert W. Macdonald ⁴⁾ Calgary (Alberta)	Inscrit et réel	1 363 099	11,8	9,8
R. Chaney & Partners II and III LP ³⁾ Houston (Texas)	Inscrit et réel	1 344 900	11,6	10,0

NOTE :

- 1) D'après 11 563 188 actions ordinaires émises et en circulation au 30 septembre 1997.
- 2) D'après l'émission de 1 950 000 actions ordinaires supplémentaires à la conversion des bons de souscription spéciaux, de 466 663 actions ordinaires à l'acquisition de Hartwell Management et de 105 200 actions ordinaires dans le cadre du placement privé accréditif.
- 3) R. Chaney and Partners III LP a acquis 65 000 bons de souscription spéciaux de série A le 8 octobre 1997.
- 4) Keles Production Company Ltd., propriété exclusive de Robert W. Macdonald, a acquis 20 000 actions ordinaires dans le cadre du placement privé accréditif.

Au 30 septembre 1997, les administrateurs et les membres de la direction de New Cache, en tant que groupe, étaient propriétaires réels, directement et indirectement, de 2 860 529 actions ordinaires, ce qui représente environ 24,7 % des actions ordinaires émises et en circulation de la société. Une fois le présent placement conclu, le groupe sera propriétaire de 2 966 199 actions ordinaires, ce qui représente 21,1 % des actions ordinaires émises et en circulation. Les membres de la direction et les administrateurs ont acquis à 9,50 \$ 104 670 actions ordinaires dans le cadre du placement privé accréditif et 1000 bons de souscription spéciaux de série B.

POLITIQUE EN MATIÈRE DE DIVIDENDES

Aucun dividende n'a été versé sur les actions ordinaires de la société depuis la date de sa constitution, et on ne prévoit pas que des dividendes seront versés sur les actions ordinaires de la société dans l'immédiat ou dans un avenir prévisible.

VENTES ANTÉRIEURES

Depuis le 1^{er} octobre 1996 et jusqu'au 20 octobre 1997, 147 428 actions ordinaires ont été émises à la levée d'options d'achat d'actions aux termes des divers régimes d'options d'achat d'actions de New Cache à des prix de levée oscillant entre 3,15 \$ et 7,00 \$. De plus, 1 375 000 bons de souscription spéciaux ont été émis au prix de 8,00 \$ le 6 mars 1997, et 1 375 000 actions ordinaires ont été émises sans frais additionnels le 30 mai 1997 suivant leur exercice.

La société a émis 957 997 actions ordinaires en échange de toutes les actions de Inter West émises et en circulation jusqu'au 12 septembre 1997. Le 8 octobre 1997, New Cache a émis 105 200 actions ordinaires à 9,50 \$ par action suivant le placement privé accréditif.

RÉMUNÉRATION DE LA HAUTE DIRECTION

La société a cinq membres de la haute direction dont deux ont été nommés récemment seulement. Le tableau qui suit fait état de la rémunération totale versée à trois membres de la haute direction au cours des trois dernières années.

Tableau sommaire de la rémunération

Nom et poste principal	Rémunération annuelle				Rémunération à long terme sous forme d'attributions		Toutes les autres formes de rémunération
	Exercice	Salaire	Prime	Autres formes de rémunération annuelle	Actions ordinaires sous option attribuées	Actions subalternes ou unités d'actions subalternes	
		(\$)	(\$)	(\$)	(#)	(\$)	(\$)
Raymond G. Smith Président et chef de la direction	1996	146 550	15 000	néant	65 000	néant	7 800
	1995	118 750	néant	néant	40 000	néant	5 850
	1994	néant	néant	néant	76 279	néant	néant
Keith E. Macdonald Vice-président, finances, et chef de la direction des finances	1996	114 567	10 000	néant	60 000	néant	5 400
	1995	100 000	néant	néant	40 000	néant	3 600
	1994	100 000	néant	néant	néant	néant	néant
Robert A. Johnson Vice-président, exploration	1996	119 150	15 000	néant	60 000	néant	5 400
	1995	100 000	néant	néant	40 000	néant	3 600
	1994	néant	néant	néant	55 417	néant	néant

Options attribuées au cours de l'exercice terminé le 30 novembre 1996

Nom	Titres sous option attribués	% du total des options attribuées à des employés au cours de l'exercice	Prix de levée (\$/titre)	Valeur au marché des titres sous-jacents à des options à la date d'attribution (\$/titre)	Date d'échéance
Raymond G. Smith	50 000	11,6	6,90	6,90	1 ^{er} janvier 2001
Président et chef de la direction	15 000	3,5	4,15	4,15	14 décembre 2000
Robert A. Johnson	50 000	11,6	6,90	6,90	1 ^{er} janvier 2001
Vice-président, exploration	10 000	2,3	4,15	4,15	14 décembre 2000
Keith E. Macdonald	50 000	11,6	6,90	6,90	1 ^{er} janvier 2001
Vice-président, finances, et chef de la direction des finances	10 000	2,3	4,15	4,15	14 décembre 2000

Options levées au total au cours de l'exercice terminé le 30 novembre 1996 et valeur des options en fin d'exercice

Nom	Titres acquis à la levée (#)	Valeur totale réalisée (\$)	Options non levées en fin d'exercice (#)	Valeur des options en jeu non levées en fin d'exercice ¹⁾ (\$)
			Pouvant être levées/ ne pouvant être levées	Pouvant être levées/ ne pouvant être levées
Raymond G. Smith	65 140	142 471	19 710/106 569	88 599/358 936
Président et chef de la direction				
Robert A. Johnson	44 708	112 312	14 854/99 854	66 843/329 012
Vice-président, exploration				
Keith E. Macdonald	30 000	90 750	20 000/95 000	82 000/303 250
Vice-président, finances, et chef de la direction des finances				

NOTE :

- 1) La valeur est fondée sur la différence entre le prix de levée des options et le cours de clôture des actions ordinaires à la Bourse de Toronto le 30 novembre 1996 de 8,50 \$.

Régimes incitatifs à long terme

Outre ses divers régimes d'options d'achat d'actions à l'intention des employés, la société n'a pas de régime qui offre une rémunération incitative aux membres de sa haute direction pour le rendement fourni pendant une période plus longue qu'un an.

Contrats de travail

Aux termes d'une pratique standard, des lettres d'emploi sont remises à chaque employé au début de son emploi au sein de la société. Les lettres d'emploi confirment les conditions initiales

relatives à des questions comme le salaire de base du début et la participation aux régimes d'options d'achat d'actions et d'avantages sociaux de la société.

La société a conclu un contrat de travail non standard avec M. Keith E. Macdonald, lequel a pris fin le 30 novembre 1994. Le contrat a une durée indéfinie, mais prévoit le paiement d'un salaire d'un an en cas de cessation d'emploi sans motif valable. Il n'y a actuellement pas d'autre contrat de travail.

Rapport sur la rémunération de la haute direction

Le comité de rémunération (le «comité») est actuellement composé de Messieurs H. Swartout, W. Bell et R. Macdonald, chacun étant actuellement un administrateur de la société. Aucun membre du comité n'est un employé de la société. Le comité se réunit périodiquement afin d'examiner les politiques en matière de rémunération des employés et pour examiner la rémunération globale que la société doit verser. Suivant des discussions entre ses membres, le comité fait des recommandations au conseil d'administration de la société.

En 1996, le comité a terminé un examen approfondi de la philosophie en matière de rémunération de la société, qui avait pour but d'établir une structure efficace de la rémunération, qui harmonise les intérêts de la direction avec ceux des actionnaires.

La politique de la société vise à offrir une rémunération globale qui attirera des membres de la haute direction et des employés compétents et les gardera au service de la société tout en prévoyant des mesures incitatives étroitement liées au rendement de la société et à l'augmentation de la valeur des actions. Actuellement, le programme de rémunération à l'intention des employés de la société comprend des salaires et des avantages, une prime éventuelle et des options d'achat d'actions, comme il est plus amplement décrit ci-après :

1. **Salaire de base** : un salaire de base est versé selon le poste détenu et les responsabilités et les fonctions que doit assumer le membre de la haute direction et en tenant compte des fourchettes de salaires de base pour des postes semblables dans un groupe comparable. Sont également pris en compte le rendement individuel et le rendement de la société.
2. **Prime** : une prime discrétionnaire, fondée sur le rendement fourni au cours de l'année, peut être attribuée par l'entremise du comité du conseil d'administration.
3. **Options d'achat d'actions** : des options d'achat d'actions sont attribuées comme mesure incitative à long terme, et le comité, pour déterminer le nombre d'options à attribuer, examinera le nombre d'options détenues et leurs modalités, les responsabilités et les fonctions de l'employé et du membre de la haute direction ainsi que leur rendement.

La rémunération du président et chef de la direction comprend les éléments susmentionnés et est déterminée conformément aux paramètres et aux principes indiqués précédemment. Des options d'achat d'actions ont été attribuées selon le niveau de responsabilité et pour que la société soit concurrentielle avec les sociétés analogues du secteur.

En résumé, le comité est d'avis que la valeur à long terme des actions sera améliorée grâce à une rémunération qui est étroitement liée au rendement de la société; les politiques de la société ont pour but de respecter ce principe.

Rémunération des administrateurs

Les renseignements concernant la rémunération, y compris les options, que la société a versée à Raymond G. Smith et à Keith E. Macdonald, qui étaient tous deux administrateurs et membres de la haute direction de la société au cours de l'exercice terminé le 30 novembre 1996, se trouvent à la rubrique «*Rémunération de la haute direction*».

Jetons de présence

Les administrateurs qui ne sont pas des employés de la société sont remboursés de leurs dépenses. Aucune rémunération en espèces n'a été versée en 1996. Des options d'achat d'actions sont attribuées aux administrateurs qui ne sont pas des membres de la direction en reconnaissance de leurs services et de leur apport à titre d'administrateur.

Options attribuées aux administrateurs qui ne sont pas des membres de la direction

Les administrateurs suivants se sont vus attribuer les options indiquées ci-après :

Options attribuées aux administrateurs au cours du dernier exercice complet

Nom	Titre sous option attribué	Prix de levée par action ordinaire \$/titre	Valeur au marché des actions ordinaires sous-jacentes à des options à la date d'attribution par action ordinaire \$/titre	Date d'échéance
Robert W. Macdonald	5 000	6,90	6,90	1 ^{er} janvier 2001
William A. Bell	5 000	6,90	6,90	1 ^{er} janvier 2001
Hank B. Swartout	5 000	6,90	6,90	1 ^{er} janvier 2001
H. Garth Wiggins	5 000	6,90	6,90	1 ^{er} janvier 2001
Harold R. Allsopp	5 000	6,90	6,90	1 ^{er} janvier 2001
Andrew Best	19 805	6,00	6,00	21 février 2001
	5 000	6,90	6,90	1 ^{er} janvier 2001

Le tableau suivant présente le nombre total d'options levées détenues par des administrateurs de la société, la valeur réalisée à la levée des options, le nombre d'options non levées détenues en fin d'exercice et la valeur des options non levées en fin d'exercice à l'égard des options.

Options détenues par des administrateurs levées au total au cours du dernier exercice complet et valeur des options en fin d'exercice

Nom	Titres acquis à la levée (#)	Valeur totale réalisée (\$)	Options non levées en fin d'exercice (#)	Valeur des options en jeu non levées en fin d'exercice (\$)
			Pouvant être levées/ ne pouvant être levées	Pouvant être levées/ ne pouvant être levées
Robert W. Macdonald	-	-	17 806/5 000	70 924/8 000
William A. Bell	17 806	62 021	0/5 000	0/8 000
Hank B. Swartout	19 806	39 612	0/5 000	0/8 000
H. Garth Wiggins	10 000	34 000	9 805/5 000	38 204/8 000
Harold R. Allsopp	-	-	19 805/5 000	77 240/8 000
Andrew Best	-	-	10 000/14 805	25 000/32 513

PRÊTS AUX ADMINISTRATEURS ET AUX MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION

En 1993, New Cache a accordé un prêt de 100 000 \$ à M. K. E. Macdonald pour qu'il puisse acquérir 40 000 actions de New Cache aux termes d'un régime incitatif d'options d'achat d'actions. Le prêt est sans intérêt et remboursable le 25 février 1998, et il reste 75 000 \$ à payer aux termes de celui-ci. Les 40 000 actions ordinaires de New Cache sont données en garantie pour le prêt.

RÉGIMES D'OPTIONS D'ACHAT D'ACTIONS

L'ancien régime d'options d'achat d'actions (le «régime de 1990») était en vigueur au moment de la politique révisée de la Bourse de Toronto sur les ententes incitatives en matière d'actions des sociétés inscrites (la «politique de la BT»). En raison de la politique de la BT, la société a établi quatre régimes d'options d'achat d'actions distincts, chacun établissant le nombre d'actions ordinaires pouvant être émises. Ces régimes sont nommés le régime de 1995, le régime n° 1 de 1996, le régime n° 2 de 1996 et le régime n° 1 de 1997 (les «régimes d'options d'achat d'actions»). Chacun de ces régimes prévoit l'émission d'options d'achat d'actions aux membres de la direction, aux employés, aux administrateurs et aux autres membres du personnel de la société.

Le tableau suivant résume les actions réservées et les options émises aux termes de chaque régime au 1^{er} octobre 1997 :

Actuel	Actions réservées initialement	Options émises	Actions réservées actuellement
Régime de 1990	228 404	228 404	228 404
Régime de 1995	185 700	73 870	89 655
Régime n° 1 de 1996	185 000	126 250	162 260
Régime n° 2 de 1996	190 000	180 805	189 805
Régime n° 1 de 1997	242 500	218 000	242 500
	<u>1 031 604</u>	<u>827 329</u>	<u>912 614</u>

Les régimes d'options d'achat d'actions permettent au conseil d'administration ou, si celui-ci délègue ses pouvoirs, au président, d'attribuer des options visant l'achat d'actions ordinaires aux administrateurs, aux membres de la direction, aux employés ou à d'autres membres du personnel de New Cache dans des circonstances appropriées.

Les régimes d'options d'achat d'actions permettent l'attribution d'options pendant une période d'au plus dix (10) ans. Les administrateurs peuvent fixer, à leur gré, la période pendant laquelle les options émises aux termes des régimes d'options d'achat d'actions doivent être acquises et fixer chaque année suivant la date d'attribution le nombre d'options pouvant être levées. Actuellement, la majorité des options sont émises pour une durée de cinq ans et sont acquises à raison de 25 % chaque année sur une base cumulative, à l'exception des options émises à des administrateurs qui ne sont pas des membres de la direction, lesquelles sont acquises dans l'année suivant leur émission. Les options non levées dans une année peuvent l'être au cours des années ultérieures pendant la durée des options.

Les options prennent fin de 30 à 60 jours suivant la retraite ou la cessation d'emploi de l'administrateur ou du membre de la direction ou d'un employé et un an après leur décès.

Le prix de levée des options est le cours de clôture à la Bourse de Toronto le jour qui précède la date d'attribution de l'option.

OPTIONS D'ACHAT D'ACTIONS

Le tableau suivant fait état des options attribuées par la société, qui sont en circulation au 1^{er} octobre 1997.

	Nombre d'actions sous option	Prix de levée	Cours de clôture à la date d'attribution	Date d'attribution	Date d'échéance
RÉGIME DE 1990					
4 membres de la direction	30 000	4,40	4,40	25 fév. 1993	24 fév. 1998
	87 632	4,00	5,50	30 nov. 1994	30 nov. 1999
	90 000	3,15	3,15	28 fév. 1995	27 fév. 2000
Administrateurs (qui ne sont pas des membres de la direction)	2 000	4,40	4,40	25 fév. 1993	24 fév. 1998
	1 000	5,00	5,00	15 déc. 1993	14 déc. 1998
	14 806	4,50	4,50	15 déc. 1994	14 déc. 1999
Employés	1 000	4,40	4,40	25 fév. 1993	24 fév. 1998
	4 500	5,00	5,00	15 déc. 1993	14 déc. 1998
	736	4,00	5,50	30 nov. 1994	29 nov. 1999
	5 500	4,50	4,50	15 déc. 1994	14 déc. 1999
	9 050	3,70	3,70	1 ^{er} janv. 1994	31 déc. 1999
	11 250	3,15	3,15	28 fév. 1995	27 fév. 2000
	<u>288 404</u>				
RÉGIME DE 1995					
3 membres de la direction	10 010	4,15	4,15	14 déc. 1995	14 déc. 1997
Administrateurs (qui ne sont pas des membres de la direction)	29 610	4,60	4,60	8 mai 1995	8 mai 2000
Employés	4 500	4,60	4,60	8 mai 1995	8 mai 2000
	5 000	4,15	4,15	14 déc. 1995	14 déc. 1997
	11 500	6,75	6,75	22 avril 1996	22 avril 2001
	1 500	7,00	7,00	6 mai 1996	6 mai 2001
	11 750	6,90	6,90	8 juil. 1996	1 ^{er} janv. 2001
	<u>73 870</u>				
RÉGIME N° 1 DE 1996					
Employés	77 250	6,90	6,90	8 juil. 1996	1 ^{er} janv. 2001
	10 000	7,25	7,25	7 fév. 1997	1 ^{er} janv. 2002
	39 000	8,00	8,00	18 mars 1997	1 ^{er} janv. 2002
	<u>126 250</u>				
RÉGIME N° 2 DE 1996					
3 membres de la direction	150 000	6,90	6,90	8 juil. 1996	1 ^{er} janv. 2001
Administrateurs (qui ne sont pas des membres de la direction)	29 805	6,90	6,90	8 juil. 1996	1 ^{er} janv. 2001
Employés	1 000	8,00	8,00	18 mars 1997	1 ^{er} janv. 2002
	<u>180 805</u>				
RÉGIME N° 1 DE 1997					
4 membres de la direction	118 000	9,50	9,50	27 mai 1997	1 ^{er} janv. 2002
Administrateurs (qui ne sont pas des membres de la direction)	30 000	9,50	9,50	27 mai 1997	1 ^{er} janv. 2002
Employés	70 000	9,50	9,50	27 mai 1997	1 ^{er} janv. 2002
	<u>218 000</u>				
	<u>827 329</u>				

FOURCHETTE DES COURS ET VOLUME DES OPÉRATIONS

Les actions ordinaires sont inscrites et affichées pour négociation à la Bourse de Toronto depuis le 10 septembre 1993. Avant cette date, les actions ordinaires étaient négociées à la bourse de

l'Alberta à partir de février 1988. Le tableau suivant fait état des cours de clôture quotidiens extrêmes et du volume des opérations comme ils sont rapportés par la Bourse de Toronto pour les périodes suivantes :

Trimestres (Fin d'exercice de la société le 30 novembre)	Haut	Bas	Volume des opérations
1995			
Troisième trimestre	5,40	3,75	469 698
Quatrième trimestre	4,30	3,25	389 171
1996			
Premier trimestre	6,20	3,95	1 381 870
Deuxième trimestre	7,45	6,50	1 680 724
Troisième trimestre	7,00	6,65	1 066 339
Quatrième trimestre	8,75	6,70	1 003 650
1997			
Premier trimestre	9,00	7,00	1 459 848
Deuxième trimestre	9,75	7,75	336 482
Juin	9,50	9,00	626 670
Juillet	9,75	8,50	103 619
Août	9,50	8,90	176 860
Septembre	9,70	8,50	98 445
Octobre	0,90	8,00	1 296,395
Novembre (1 ^{er} au 21)	8,65	7,50	276,400

Le cours de clôture des actions ordinaires de la société à la Bourse de Toronto le 17 septembre 1997, dernier jour ouvrable avant la signature du sommaire des modalités de la convention de prise ferme, était de 9,00 \$ et le 21 octobre 1997 était de 8,00 \$.

CONTRATS IMPORTANTS

Mis à part les contrats conclus dans le cours normal des affaires, la société n'a pas conclu de contrats importants ni accepté d'en conclure pendant la période de deux ans précédant la date des présentes, sauf ceux qui sont indiqués ailleurs dans le présent prospectus et les suivants :

- i) la convention de prise ferme (se reporter à la rubrique «Mode du *placement*»);
- ii) la convention de placement pour compte (se reporter à la rubrique «Mode de *placement*»);
- iii) l'acte de fiducie afférent aux bons de souscription spéciaux de série A;
- iv) l'acte de fiducie afférent aux bons de souscription spéciaux de série B;
- v) l'offre d'achat datée du 17 septembre 1997, conclue entre New Cache et les actionnaires de Hartwell Management Ltd.;
- vi) les conventions de souscription acceptées le 8 octobre 1997 par certains membres de la direction, administrateurs et employés de la société;
- vii) un sommaire des modalités relatives à une facilité de crédit datée du 14 août 1997, conclue entre New Cache et une banque à charte offrant une facilité maximale de 40 000 000 \$; et
- viii) une convention d'exploitation et de coentreprise conclue entre Crown Joule Exploration Ltd., New Cache Petroleum Ltd. et Inter West Energy Corporation en date du 11 février 1997.

Des exemplaires des conventions susmentionnées peuvent être examinés au bureau de la société, au 400, 140-4th Avenue SW, Calgary (Alberta) pendant la période du placement ainsi qu'aux bureaux de la Commission des valeurs mobilières de l'Alberta en tout temps.

INTÉRÊTS D'INITIÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES

Sauf l'acquisition d'actions ordinaires à 9,50 \$ l'action par certains administrateurs et membres de la direction de la société suivant le placement privé accréditif et sauf ce qui est indiqué ailleurs dans le présent prospectus provisoire, aucun administrateur ou membre de la direction de New Cache, aucun actionnaire principal ni aucune personne liée à ceux-ci ou personne du même groupe n'a ou n'avait un intérêt important dans toute opération depuis le début du dernier exercice complet de New Cache ou dans toute opération proposée, qui a eu une incidence importante sur New Cache ou qui aura une incidence importante sur New Cache ou l'une de ses sociétés du même groupe, à la connaissance de la direction de la société.

DILUTION

Au 31 août 1997, l'actif corporel net des actions ordinaires calculé en divisant l'actif corporel net de la société (l'actif corporel moins le passif total) par le nombre d'actions ordinaires en circulation a été de 6,03 \$ l'action. En ne prenant pas en considération les changements apportés après le 31 août 1997 à cet actif corporel net, autrement que pour tenir compte de l'exercice des bons de souscription spéciaux visant les 1 950 000 actions ordinaires visées par les présentes aux fins de placement par la société, l'actif corporel net pro forma aurait été de 6,40 \$ l'action, ce qui représente dilution immédiate de 2,35 \$ l'action (26,9 %) pour les investisseurs dans les bons de souscription spéciaux de série A et de 3,10 \$ l'action (32,6 %) pour les investisseurs dans les bons de souscription spéciaux de série B. Le tableau suivant indique cette dilution à l'égard de l'actif corporel net par action.

Prix d'offre des bons de souscription spéciaux de série A qui peuvent être échangés contre des actions ordinaires	8,75 \$
Prix d'offre des bons de souscription spéciaux de série B qui peuvent être échangés contre des actions ordinaires	9,50 \$
Actif corporel net par action au 31 août 1997 avant l'offre de bons de souscription spéciaux	6,03 \$
Augmentation de l'actif corporel net attribuable à l'offre de bons de souscription spéciaux	0,37 \$
Actif corporel net au 31 août 1997 redressé pour l'offre de bons de souscription spéciaux	6,40 \$
Dilution de l'actif corporel net pour les investisseurs de bons de souscription spéciaux de série A	2,35 \$
Dilution de l'actif corporel net pour les investisseurs de bons de souscription spéciaux de série B	3,10 \$
Pourcentage de dilution par rapport au prix d'offre des bons de souscription spéciaux de série A	26,9 %
Pourcentage de dilution par rapport au prix d'offre des bons de souscription spéciaux de série B	32,6 %

INCIDENCES FISCALES RELATIVES AUX ACTIONS ACCRÉDITIVES

De l'avis de Howard Mackie, conseillers juridiques de la société, le texte qui suit est, à la date des présentes, un résumé général des principales conséquences fiscales fédérales canadiennes pour les souscripteurs de bons de souscription spéciaux de série B (les «souscripteurs») qui ont conclu une convention de souscription et de renonciation avec la société (la «convention de renonciation») et fourni une contrepartie aux termes de celle-ci, qui acquièrent des actions ordinaires à l'exercice ou à l'exercice réputé des bons de souscription

spéciaux de série B et qui, aux fins de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) (la«Loi»), résident au Canada, détiennent les bons de souscription spéciaux de série B et les actions ordinaires à titre d'immobilisations et n'ont pas de lien de dépendance avec la société à tout moment important.

Le présent résumé est fondé sur les dispositions actuelles de la Loi, le règlement adopté en vertu de celle-ci (le «règlement»), l'interprétation par les conseillers juridiques des pratiques administratives actuelles de Revenu Canada, Impôt et les modifications proposées de la Loi et du règlement qui ont été annoncées publiquement par le ministre des Finances avant la date des présentes. Le présent résumé présume que les modifications proposées seront adoptées telles que proposées, mais ne prend en considération et ne prévoit aucun autre changement pouvant être apporté au droit, que ce soit par une décision ou une mesure judiciaire, législative ou gouvernementale, et ne tient pas non plus compte des lois ou des incidences fiscales étrangères, territoriales ou provinciales. Il ne peut être garanti que ces modifications proposées seront adoptées telles que proposées ou que les changements législatifs, judiciaires ou administratifs ne modifieront pas les déclarations faites aux présentes.

Le présent résumé présume aussi que la société effectuera tous les dépôts relatifs à l'émission des actions accréditives et à la renonciation aux FEC de la manière et dans les délais prescrits par la Loi et le règlement et que toutes les renonciations seront valablement faites. De plus, bien que la société fournira à chaque souscripteur l'information pertinente pour les déclarations de revenus fédérale et provinciales canadiennes du souscripteur, chaque souscripteur a la responsabilité de préparer et de produire ces déclarations. Le présent résumé est fondé sur la déclaration de la société selon laquelle elle est une «société exploitant une entreprise principale» aux fins de la Loi à tout moment important.

Les conséquences fiscales applicables à un souscripteur varieront selon un certain nombre de facteurs, y compris la province où il réside, exploite son entreprise ou a un établissement permanent, le montant qui représenterait son revenu imposable s'il n'y avait pas souscrit à des bons de souscription spéciaux de série B et sa qualification juridique comme particulier, société, fiducie ou société de personnes. Par conséquent, le texte qui suit concernant les conséquences fiscales est de nature générale seulement. Il ne se veut pas une analyse complète de toutes les conséquences fiscales ni avis fiscal destiné à un souscripteur en particulier. Ainsi, les souscripteurs sont encouragés à consulter leurs propres conseillers en fiscalité concernant les conséquences fiscales fédérales canadiennes qui résulteront d'un investissement dans des bons de souscription spéciaux de série B.

Frais d'exploration au Canada

Aux termes des conventions de renonciation, la société a accepté d'engager des FEC d'un montant égal au produit brut provenant de la vente de bons de souscription spéciaux de série B d'ici le 31 décembre 1998 et de renoncer à ces FEC au profit des souscripteurs à partir du 31 décembre 1997. Les actions ordinaires pouvant être émises à l'exercice des bons de souscription spéciaux de série B seront des actions accréditives aux fins de la Loi et, par conséquent, les FEC engagés par la société d'ici le 31 décembre 1998 auxquels elle a renoncé au profit des souscripteurs, renonciation ayant pris effet au plus tard le 31 décembre 1997, seront considérés comme ayant été engagés par les souscripteurs à la date de prise d'effet de la renonciation.

En règle générale, la société aura le droit de renoncer au montant des FEC qu'elle a engagés à partir de la date où ses obligations de racheter les bons de souscription spéciaux de série B prennent fin, mais au plus tard le 31 décembre 1998, moins i) toute aide qu'elle a reçue, a le droit de recevoir ou peut raisonnablement s'attendre à recevoir relativement à ces frais; ii) tous frais qui sont des frais généraux d'exploration et d'aménagement au Canada visés par le règlement; iii) le coût de toutes données sismiques qui ont été acquises ou utilisées par

quiconque autre que la société ou qui datent de plus d'un an; et iv) toutes renonciations antérieures aux mêmes FEC. Les montants faisant l'objet d'une renonciation ne peuvent en aucun cas dépasser la contrepartie payée par les souscripteurs pour les bons de souscription spéciaux de série B.

Les renonciations aux FEC seront ajoutées au compte des frais cumulatifs d'exploration au Canada («FCEC») du souscripteur. Les souscripteurs peuvent, dans le calcul du revenu provenant de toutes sources pour une année d'imposition, déduire un montant qui ne dépasse pas 100 % de ces FCEC à la fin de cette année d'imposition. Tout solde non déduit dans un compte de FCEC peut être reporté prospectivement indéfiniment afin d'être déduit dans des années futures. Si, à la fin d'une année d'imposition, les réductions effectuées dans le calcul du compte de FCEC d'un souscripteur dépassent les ajouts qui y sont faits, l'excédent doit être inclus dans le calcul du revenu du souscripteur pour cette année, et son compte de FCEC aura alors un solde de néant. La disposition de bons de souscription spéciaux de série B ou d'actions ordinaires ne réduira pas le solde du compte de FCEC d'un souscripteur.

Exercice des bons de souscription spéciaux de série B

À l'exercice de bons de souscription spéciaux de série B afin d'acquérir des actions ordinaires, le souscripteur ne réalisera aucun gain ni ne subira aucune perte, et le coût des actions ordinaires acquises à l'exercice des bons de souscription spéciaux de série B sera de néant. La moyenne de ce coût et du prix de base rajusté de toutes autres actions ordinaires détenues par le souscripteur à titre d'immobilisations sera calculée afin de déterminer le prix de base rajusté de chaque action ordinaire.

Disposition des actions ordinaires

La disposition ou la disposition réputée d'actions ordinaires entraînera généralement un gain en capital (ou une perte en capital) pour les souscripteurs, égal à la différence entre le produit de disposition du souscripteur et le prix de base rajusté des actions ordinaires pour ce souscripteur, selon le cas.

Gains en capital

Les trois quarts de tout gain en capital réalisé par un souscripteur suivant la disposition d'actions ordinaires doivent être inclus dans le calcul du revenu comme un gain en capital imposable. Les trois quarts de toute perte en capital subie par un souscripteur suivant la disposition d'actions ordinaires peuvent habituellement être déduits des gains en capital imposables réalisés au cours de l'année de disposition, des trois années d'imposition précédentes et de toute année subséquente, sous réserve des règles détaillées prévues dans la Loi à cet égard.

Impôt minimum de remplacement

En vertu des règles sur l'impôt minimum de remplacement de la Loi, l'impôt qu'un particulier (sauf certaines fiducies) doit payer par ailleurs en vertu de la partie I de la Loi ne sera pas inférieur au montant minimal calculé en fonction du revenu imposable modifié du particulier pour l'année. À ces fins, le montant minimal représente généralement 17 % du revenu imposable modifié supérieur à 40 000 \$. Dans le calcul du revenu imposable modifié à cette fin, certains crédits et certaines déductions offerts par ailleurs sont refusés et certains montants imposables par ailleurs sont inclus dans le revenu. Parmi les éléments refusés, on trouve les déductions pour les FEC dans la mesure où les déductions dépassent le revenu relatif à des ressources du particulier avant la déduction de ces montants. La tranche non imposable d'un gain en capital (un quart) est incluse dans le revenu imposable modifié. Le montant du revenu du souscripteur, les sources de ce revenu et la nature et le montant de toute déduction demandée déterminent si

le souscripteur sera assujéti à l'impôt minimum et dans quelle mesure il le sera. Tout impôt additionnel payable pour une année qui résulte de l'application des dispositions en matière d'impôt minimum est récupérable dans la mesure où l'impôt déterminé par ailleurs dépasse le montant minimal pour l'une quelconque des sept années d'imposition suivantes.

LIEN ENTRE LE BANQUIER DE NEW CACHE ET UN PRENEUR FERME

CIBC Wood Gundy Valeurs mobilières Inc., l'un de preneurs fermes, est une filiale en propriété exclusive de La Corporation CIBC Wood Gundy, filiale en propriété exclusive de la banque qui prête des fonds à New Cache. New Cache avait une dette envers la banque d'environ 32 398 460 \$ au 30 septembre 1997. Se reporter à la rubrique «*Structure du Capital*». La décision de vendre les bons de souscription spéciaux et de faire viser les actions ordinaires pouvant être émises à l'exercice des bons de souscription spéciaux et la détermination des modalités de la vente et du placement sont le résultat de négociations entre New Cache, les preneurs fermes et les agents. La banque n'a pas participé à cette décision ou détermination, mais a toutefois été avisée de l'émission et de ses modalités. En conséquence de la présente émission, CIBC Wood Gundy Valeurs mobilières Inc. a reçu sa quote-part de la rémunération des preneurs fermes et des placeurs pour compte, et la banque recevra d'abord le produit afin de réduire la dette de la société lorsqu'il sera débloqué de la fiducie.

VÉRIFICATEURS, AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES

Les vérificateurs de la sociétés sont Ernst & Young, comptables agréés, situés au 1300, 707-7th Avenue SW, Calgary (Alberta).

L'agent des transferts et l'agent chargé de la tenue des registres pour les actions ordinaires est la Compagnie Montréal Trust du Canada, à ses bureaux principaux de Calgary et de Toronto.

ACTIONS EN JUSTICE

Inter West a été désignée comme défendeur, ainsi que nombre d'autres défendeurs, dans une poursuite intentée par Fort Point Resources Ltd., qui a été introduite le 19 novembre 1996 devant la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta. Une défense et une demande reconventionnelle ont été produites dans cette affaire le 27 mars 1997. La poursuite concerne des biens de Inter West dans la région de Namaka. Bien que dans la demande, un montant d'environ 80 000 000 \$ en dommages-intérêts est réclamé de tous les défendeurs à l'action, la direction de la société estime qu'il y a très peu de chance que cette poursuite occasionne quelque dommage à la société. Aucune démarche n'a été entreprise à cet égard depuis la production de la défense et de la demande reconventionnelle.

QUESTIONS D'ORDRE JURIDIQUE

Certaines questions d'ordre juridique relatives aux actions ordinaires seront examinés par Howard, Mackie, au nom de la société et par Bennett Jones Verchere au nom des preneurs fermes et des placeurs pour compte. En date du 20 octobre 1997, les associés et autres avocats de Howard, Mackie, en tant que groupe, et les associés et autres avocats de Bennett Jones Verchere, en tant que groupe, détenaient chacun moins de 1 % des actions ordinaires en circulation.

DROITS DE RÉOLUTION ET SANCTIONS CIVILES

Les lois établies par diverses autorités législatives au Canada confèrent à l'acquéreur un droit de résolution qui ne peut être exercé que dans les deux jours suivant la réception ou la réception réputée du prospectus et des modifications. Ces lois permettent également à l'acquéreur de demander la nullité ou dans certains cas, des dommages-intérêts par suite d'opérations de placement effectuées avec un prospectus contenant des informations fausses ou trompeuses ou

par suite de la non-transmission du prospectus. Toutefois, ces diverses actions doivent être exercées dans des délais déterminés. On se rapportera aux dispositions applicables, et on consultera éventuellement un conseiller juridique.

DROIT D'ACTION CONTRACTUEL EN RÉOLUTION

Si le porteur d'un bon de souscription spécial (le «porteur»), qui acquiert une action ordinaire à l'exercice d'un bon de souscription spécial comme il est prévu dans le présent prospectus, a droit en vertu des lois applicables à un recours en résolution en raison du présent prospectus ou d'une modification s'y rapportant contenant une information fausse ou trompeuse, il aura droit à la résolution non seulement de l'exercice de son bon de souscription spécial, mais également de l'opération de placement privé aux termes de laquelle il a initialement acquis le bon de souscription spécial et aura droit, dans le cadre d'une telle résolution, au remboursement intégral de toute la contrepartie versée au moment de l'acquisition du bon de souscription spécial. Si le porteur est un cessionnaire autorisé du souscripteur du bon de souscription spécial initial, ce cessionnaire autorisé aura le droit d'exercer les droits de résolution et d'obtenir le remboursement accordé aux termes des présentes comme s'il était le souscripteur initial. Ces recours s'ajoutent à tout autre recours ou à tout autre droit dont le porteur d'un bon de souscription spécial peut se prévaloir en vertu des lois sur les valeurs mobilières dans les diverses provinces du Canada dans lesquelles les bons de souscription sont offerts ou autrement en droit.

RAPPORT SUR LA COMPILATION

Au conseil d'administration
de New Cache Petroleum Ltd.

Nous avons procédé à un examen portant uniquement sur la compilation du bilan consolidé pro forma ci-joint de New Cache Petroleum Ltd. au 31 août 1997 et des états consolidés pro forma des résultats et des rentrées nettes liées aux activités d'exploitation pour la période de neuf mois terminée à cette date, lesquels, à notre connaissance, ont été préparés pour inclusion dans le présent prospectus. À notre avis, les états financiers pro forma ont été compilés correctement pour refléter les opérations prévues et les hypothèses décrites dans les notes complémentaires.

Calgary, Canada
le 24 novembre 1997

Ernst & Young
Comptables agréés

**NEW CACHE PETROLEUMS LTD.
BILANS CONSOLIDÉS PRO FORMA
(non vérifié)**

Au 31 août 1997

	New Cache	Inter West	Redressements pro forma	Note 2	New Cache Consolidés pro forma
ACTIF					
Actif à court terme					
Fonds détenus en fiducie	-	-	17 512 500	(iii)	17 512 500
Débiteurs	9 840 296	341 950	-		10 182 246
Titres négociables	-	-	86 000	(ii)	86 000
Demandes de fonds avancées	619 796	449 343	-		1 069 139
Effet à recevoir	75 000	-	-		75 000
	<u>10 535 092</u>	<u>791 293</u>	<u>17 598 500</u>		<u>28 924 885</u>
Propriétés de pétrole et de gaz naturel	95 069 540	15 201 645	7 056 534	(i)	118 071 719
			744 000	(ii)	
	<u>105 604 632</u>	<u>15 992 938</u>	<u>25 399 034</u>		<u>146 996 604</u>
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES					
Passif à court terme					
Créditeurs et charges à payer	9 965 109	2 087 653	976 000	(i)	13 028 762
Impôts des grandes sociétés à payer	78 731	6 000	-		84 731
	<u>10 043 840</u>	<u>2 093 653</u>	<u>976 000</u>		<u>13 113 493</u>
Prêt de production bancaire	26 023 519	10 519 147	300 000	(i)	33 340 592
			(3 603 299)	(ii)	
			(999 400)	(iv)	
			1 100 625	(iii)	
Impôts sur le revenu reportés	5 236 116	-	(491 000)	(iii)	4 745 116
Restauration des lieux	401 500	59 700	-		461 200
	<u>41 704 975</u>	<u>12 672 500</u>	<u>(2 717 074)</u>		<u>51 660 401</u>
Capitaux propres					
Capital social	57 328 115	5 936 395	9 100 972	(i)	88 764 661
			(5 936 395)	(i)	
			4 433 299	(ii)	
			16 902 875	(iii)	
			999 400	(iv)	
Bénéfices non répartis (déficit)	6 571 542	(2 615 957)	2 615 957	(i)	6 571 542
	<u>63 899 657</u>	<u>3 320 438</u>	<u>28 116 108</u>		<u>95 336 203</u>
	<u>105 604 632</u>	<u>15 992 938</u>	<u>25 399 034</u>		<u>146 996 604</u>

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés pro forma non vérifiés.

Au nom du conseil,

H. GARTH WIGGINS
Administrateur

WILLIAM A. BELL
Administrateur

NEW CACHE PETROLEUMS LTD.
ÉTAT CONSOLIDÉS PRO FORMA DES RÉSULTATS
(non vérifié)

Neuf mois terminés le 31 août 1997

	New Cache	Inter West	Redressements pro forma	Note 2	New Cache Consolidés pro forma
Produits d'exploitation					
Ventes de pétrole et de gaz naturel	16 071 907	1 940 400	-		18 012 307
Redevances, déduction faite du crédit d'impôts au titre des redevances de l'Alberta	(3 034 948)	(199 965)	-		(3 234 913)
	<u>13 036 959</u>	<u>1 740 435</u>	<u>-</u>		<u>14 777 394</u>
Intérêts et autres produits	8 713	2 157	-		10 870
Revenu tiré des activités de marketing	-	140 143	-		140 143
	<u>13 045 672</u>	<u>1 882 735</u>	<u>-</u>		<u>14 928 407</u>
Charges					
Production et exploitation	3 712 061	786 851	-		4 498 912
Charges générales et administratives	1 581 584	988 256	-		2 569 840
Intérêts	604 759	322 873	-		927 632
Épuisement et amortissement	5 127 563	2 062 661	363 000	(v)	7 553 224
	<u>11 025 967</u>	<u>4 160 641</u>	<u>363 000</u>		<u>15 549 608</u>
Bénéfice (perte) avant impôts sur le revenu	<u>2 019 705</u>	<u>(2 277 906)</u>	<u>(363 000)</u>		<u>(621 201)</u>
Impôts sur le revenu					
Impôt des grandes sociétés	145 000	6 000	-		151 000
Impôts reportés	1 417 000	-	(948 000)	(v)	469 000
	<u>1 562 000</u>	<u>6 000</u>	<u>(948 000)</u>		<u>620 000</u>
Bénéfice net (perte nette) de la période	<u>457 705</u>	<u>(2 283 906)</u>	<u>585 000</u>		<u>(1 241 201)</u>
 Bénéfice net par action					
En circulation					<u>(0,12)</u>
Dilué					<u>(0,12)</u>

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés pro forma non vérifiés.

NEW CACHE PETROLEUMS LTD.
ÉTAT CONSOLIDÉ PRO FORMA DES RENTRÉES NETTES LIÉES AUX ACTIVITÉS
(non vérifié)

Neuf mois terminés le 31 août 1997

	New Cache	Inter West	Redresseme nts pro forma	Note 2	New Cache Consolidés pro forma
Activités d'exploitation					
Bénéfice net (perte nette) de la période	457 705	(2 283 906)	585 000		(1 241 201)
Ajouter les éléments ne nécessitant pas de liquidités					
Épuisement et amortissement	5 127 563	2 062 661	363 000	(v)	7 553 224
Impôts sur le revenu reportés	1 417 000	-	(948 000)	(v)	469 000
Rentrées (sorties) nettes liées à l'exploitation	7 002 268	(221 245)	-		6 781 023
Variation nette des éléments hors caisse du fonds de roulement	613 951	(237 393)	-		376 558
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités d'exploitation	7 616 219	(458 638)	-		7 157 581
Rentrées liées aux activités d'exploitation par action					
En circulation					0,64
Dilués					0,37

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés pro forma non vérifiés.

New Cache Petroleums Ltd.
Notes afférentes aux états financiers consolidés pro forma

31 août 1997
(non vérifié)

1) Méthode de présentation

Le 29 juillet 1997, New Cache Petroleums Ltd. («New Cache») a annoncé son intention de faire une offre portant sur l'acquisition de la totalité des actions émises et en circulation d'Inter West Energy Corporation («Inter West»). Inter West était une société ouverte de production et d'exploration pétrolière et gazière. Le 12 septembre 1997, New Cache a complété l'acquisition de toutes les actions ordinaires émises et en circulation d'Inter West.

Les états financiers consolidés pro forma non vérifiés ci-joints ont été préparés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus au Canada et de l'avis de la direction, ils comprennent tous les redressements nécessaires pour une présentation fidèle. Le bilan consolidé pro forma non vérifié au 31 août 1997 a été dressé à partir du bilan non vérifié de New Cache au 31 août 1997 et du bilan non vérifié d'Inter West au 31 août 1997. Les états pro forma non vérifiés des résultats et des rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont été dressés à partir des états non vérifiés des résultats et des bénéfices non répartis et de l'évolution de la situation financière de New Cache pour les neuf mois terminés le 31 août 1997 et des états non vérifiés des résultats et du déficit et de l'évolution de la situation financière d'Inter West pour les huit mois terminés le 31 août 1997.

Ces états financiers consolidés pro forma ne reflètent pas nécessairement la situation financière, les résultats d'exploitation ni l'évolution de la situation financière qui auraient été obtenus si les faits qui y sont reflétés avaient été en vigueur à la date indiquée, ni la situation financière, les résultats d'exploitation ou l'évolution de la situation financière qui pourraient être obtenus dans le futur.

Les états financiers consolidés pro forma non vérifiés doivent être lus avec les états financiers de New Cache ci-joints pour les neuf mois terminés le 31 août 1997 et l'exercice terminé le 30 novembre 1996 et à ces dates, et le rapport annuel 1996 d'Inter West, pouvant être consulté aux bureaux de New Cache pendant la période de distribution.

2) Redressements pro forma

Les états financiers consolidés pro forma non vérifiés reflètent l'acquisition d'Inter West par New Cache en vertu des dispositions d'une offre publique d'achat datée du 9 septembre 1997 comme si elle avait eu lieu le 31 août 1997 pour les besoins du bilan consolidé, et le 1^{er} décembre 1996 pour les besoins des états consolidés des résultats et des rentrées nettes liées aux activités d'exploitation. Les états financiers consolidés pro forma non vérifiés comprennent les hypothèses et redressements pro forma suivants :

Bilan consolidé pro forma non vérifié

- i) En vertu des dispositions de l'offre publique d'achat, New Cache a acquis la totalité des actions en circulation d'Inter West. New Cache a émis 0,08 action ordinaire de New Cache pour chaque action d'Inter West, pour un total de 957 997 actions ordinaires.

Inter West a été acquise pour une contrepartie totale de 9 400 972 \$, y compris des frais d'acquisition estimatifs de 300 000 \$.

Le prix d'acquisition d'Inter West a été réparti selon la méthode de l'achat pur et simple comme suit :

Nombre d'actions d'Inter West acquises	11 974 961
Nombre d'actions de New Cache émises	957 997
Valeur des actions de New Cache émises	9 100 972 \$
Frais d'acquisition estimatifs	300 000
Prix d'acquisition	9 400 972 \$

Réparti comme suit :

Fonds de roulement net déficitaire acquis	(2 278 360)\$
Dette à long terme prise en charge	(10 519 147)
Élément de passif lié à la restauration future des lieux pris en charge	(59 700)
Propriétés de pétrole et de gaz naturel	15 201 645
Écart entre le prix d'acquisition et la valeur comptable de l'actif net acquis attribué à :	
Propriétés de pétrole et de gaz naturel	7 056 534
	9 400 972 \$

Le bilan consolidé pro forma non vérifié reflète une augmentation de 7 065 534 \$ au titre des propriétés de pétrole et de gaz naturel en vue de constater l'accroissement de la valeur comptable des éléments d'actif résultant de l'acquisition, une hausse de 9 100 972 \$ du capital social afin de refléter la juste valeur attribuée aux actions émises dans le cadre de l'acquisition d'Inter West, une majoration des créiteurs et des charges à payer de 976 000 \$ pour tenir compte des frais estimatifs liés aux indemnités de départ, à la consultation et aux services juridiques devant être engagés par Inter West, un accroissement de la dette à long terme de 300 000 \$ pour refléter le montant en espèces de la contrepartie totale et les frais d'opération estimatifs, et des diminutions de 5 936 395 \$ et 2 615 957 \$ nécessaires à l'élimination respective du capital social et du déficit.

- ii) Le 4 novembre 1997, la société a acquis la totalité des actions d'Hartwell Management Ltd., société fermée de gestion de ressources pétrolières et gazières, contre environ 466 663 actions ordinaires de la société évaluées à 9,50 \$ l'action.

Le bilan consolidé pro forma non vérifié indique une augmentation de 744 000 \$ au titre des propriétés de pétrole et de gaz naturel en vue de constater l'accroissement de la valeur comptable des éléments d'actif résultant de l'acquisition, une hausse des titres négociables de 86 000 \$, une diminution du prêt de production bancaire de 3 603 299 \$ pour tenir compte de l'excédent du fonds de roulement net acquis, et un accroissement du capital social de 4 433 299 \$ pour refléter la juste valeur attribuée aux actions émises dans le cadre de l'acquisition de la société fermée de gestion de ressources pétrolières et gazières.

- iii) À la suite du financement par bons de souscription spéciaux, New Cache obtiendra un produit de 16 411 875 \$ déduction faite des commissions et des coûts estimatifs du financement. Le produit brut découlant de l'émission sera détenu en fiducie jusqu'à l'émission d'un visa pour le prospectus définitif.

Le bilan consolidé pro forma non vérifié reflète une augmentation de 17 512 500 \$ des fonds détenus en fiducie, une hausse du prêt de production bancaire de 1 100 625 \$, et une hausse correspondante de 16 902 875 \$ du capital social afin de tenir compte de l'émission des bons de souscription spéciaux. Les frais d'émission sont présentés déduction faite des impôts reportés applicables de 491 000 \$.

- iv) À la suite du placement privé d'actions ordinaires accréditives auprès de dirigeants, d'administrateurs et d'employés, la société a émis 105 200 actions ordinaires à 9,50 \$

l'action pour un produit de 999 400 \$. Le produit est indiqué à titre de réduction du prêt de production bancaire.

États consolidés pro forma non vérifiés des résultats et des rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

- v) Les états consolidés pro forma des résultats et des rentrées nettes liées aux activités d'exploitation, préparés comme si l'acquisition avait eu lieu le 1^{er} décembre 1996, reflètent les redressements suivants :

L'amortissement et l'épuisement a été redressé de 363 000 \$ pour tenir compte de l'écart entre la juste valeur attribuée aux propriétés de pétrole et de gaz naturel acquises et la valeur comptable nette.

Les impôts reportés ont diminué de 948 000 \$ en vue de redresser le solde des impôts reportés, et ce, pour refléter les résultats cumulés d'Inter West et de New Cache comme si l'acquisition avait eu lieu le 1^{er} décembre 1996.

3) Information par action pro forma non vérifiée

Le bénéfice net et les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation par action ont été calculés pour tenir compte des 957 997 actions de New Cache émises pour acquérir Inter West comme si l'opération avait eu lieu le 1^{er} décembre 1996 et que les actions étaient en circulation à cette date.

ÉTATS FINANCIERS
RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

**Aux administrateurs de
New Cache Petroleums Ltd.**

Nous avons vérifié les bilans de **New Cache Petroleums Ltd.** aux 30 novembre 1996 et 1995 et les états des résultats et des bénéfices non répartis et de l'évolution de la situation financière des cinq exercices compris dans la période de cinq ans terminée le 30 novembre 1996. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur nos vérifications.

Nos vérifications ont été effectuées conformément aux normes de vérification généralement reconnues. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir un degré raisonnable de certitude quant à l'absence d'inexactitudes importantes dans les états financiers. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers présentent fidèlement, à tous égards importants, la situation financière de la société au 30 novembre 1996 et 1995 ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour les cinq exercices compris dans la période de cinq ans terminée le 30 novembre 1996 selon les principes comptables généralement reconnus.

Calgary, Canada
le 31 janvier 1997
(le 24 novembre 1997 pour la note 11)

Ernst & Young
Comptables agréés

New Cache Petroleum Ltd.

BILANS

	31 août 1997 \$ (non vérifié)	30 novembre	
		1996 \$	1995 \$
ACTIF [note 4]			
Actif à court terme			
Débiteurs [note 4]	9 84	4 675 260	3 754 050
Demandes de fonds avancées	619 79	504 083	381 642
Effet à recevoir [note 3]	75 00	—	—
	10 53	5 17	4 135 692
Effet à recevoir [note 3]	—	75 00	75 000
Immobilisations [note 4]			
Propriétés de pétrole et de gaz naturel	120 49	79 87	59 363 544
Moins amortissement et épuisement cumulés	(25 423 651)	(20 41)	(14 873 284)
	95 06	59 46	44 490 260
	105 60	64 71	48 700 952
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES			
Passif à court terme			
Emprunt bancaire [note 4]	—	729 70	2 832 296
Créditeurs et charges à payer	9 96	6 99	3 887 722
Impôt des grandes sociétés à payer	78 73	45 36	15 403
	10 04	7 76	6 735 421
Prêt de production bancaire [note 4]	26 02	—	—
Impôts sur le revenu reportés	5 23	4 14	2 581 788
Restauration des lieux	401 50	497 23	312 230
Capitaux propres			
Capital social [note 5]	57 32	46 19	35 068 029
Bénéfices non répartis	6 57	6 11	4 003 484
	63 89	52 30	39 071 513
Engagements [note 7]			
Éventualité [note 12]			
	105 60	64 71	48 700 952

Voir les notes afférentes aux états financiers

Au nom du conseil,

H. GARTH WIGGINS
Administrateur

WILLIAM A. BELL
Administrateur

New Cache Petroleums Ltd.

ÉTATS DES RÉSULTATS ET DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS

	Neuf mois terminés les 31 août		Exercices terminés les 30 novembre				
	1997	1996	1996	1995	1994	1993	1992
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
	(non vérifié)						
Produits d'exploitation							
Ventes de pétrole et de gaz naturel	16 071 907	12 554 239	17 722 595	12 784 869	9 076 980	7 236 635	2 583 612
Redevances à la Couronne	(3 138 278)	(2 611 711)	(3 474 545)	(2 021 487)	(1 442 258)	(865 518)	(290 543)
Autres redevances	(774 632)	(899 407)	(1 294 203)	(901 453)	(548 837)	(433 586)	(143 608)
	12 158 997	9 043 121	12 953 847	9 861 929	7 085 885	5 937 531	2 149 461
Crédit d'impôts au titre de redevances de l'Alberta	877 962	1 615 345	1 616 544	1 290 503	974 081	530 434	205 560
Intérêts créditeurs	8 713	122 959	148 831	44 258	116 010	170 615	33 087
	13 045 672	10 781 425	14 719 222	11 196 690	8 175 976	6 638 580	2 388 108
Charges							
Production et exploitation	3 712 061	2 202 143	3 071 753	2 377 660	1 348 398	998 834	391 706
Charges générales et administratives [note 8]	1 581 584	1 225 964	1 705 972	1 538 012	1 221 605	792 982	296 655
Intérêts	604 759	123 086	131 307	102 600	—	287 641	—
Épuisement et amortissement	5 127 563	4 677 706	5 741 837	4 907 445	4 436 124	3 550 324	918 560
	11 025 967	8 228 899	10 650 869	8 925 717	7 006 127	5 629 781	1 606 921
Bénéfice avant impôts sur le revenu	2 019 705	2 552 526	4 068 353	2 270 973	1 169 849	1 008 799	781 187
Impôts sur le revenu							
[note 6]							
Exigibles	—	—	—	—	—	—	99 000
Impôt des grandes sociétés	145 000	63 123	107 000	76 000	60 000	36 213	—
Reportés	1 417 000	1 140 000	1 851 000	1 038 200	586 000	545 000	106 800
	1 562 000	1 203 123	1 958 000	1 114 200	646 000	581 213	205 800
Bénéfice net de la période	457 705	1 349 403	2 110 353	1 156 773	523 849	427 586	575 387
Bénéfices non répartis au début de la période	6 113 837	4 003 484	4 003 484	2 846 711	2 322 862	1 895 276	1 319 889
Bénéfices non répartis à la fin de la période	6 571 542	5 352 887	6 113 837	4 003 484	2 846 711	2 322 862	1 895 276
Bénéfice net par action							
[note 9]							
En circulation	0,05	0,17	0,25	0,16	0,10	0,12	0,31
Dilué	0,04	0,16	0,23	0,16	0,10	0,12	0,31

Voir les notes afférentes aux états financiers

New Cache Petroleum Ltd.

ÉTATS DE L'ÉVOLUTION DE LA SITUATION FINANCIÈRE

	Neuf mois terminés les		Exercices terminés les 30 novembre				
	31 août						
	1997	1996	1996	1995	1994	1993	1992
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
	(non vérifié)						
Activités d'exploitation							
Bénéfice net de la période	457 705	1 349 403	2 110 353	1 156 773	523 849	427 586	575 387
Ajouter les éléments sans incidence sur les liquidités							
Épuisement et amortissement	5 127 563	4 677 706	5 741 837	4 907 445	4 436 124	3 550 324	918 560
Impôts sur le revenu reportés	1 417 000	1 140 000	1 851 000	1 038 200	586 000	545 000	106 800
Fonds tirés des activités d'exploitation	7 002 268	7 167 109	9 703 190	7 102 418	5 545 973	4 522 910	1 600 747
Variation nette des éléments hors caisse du fonds de roulement	613 951	(671 369)	(346 877)	(131 468)	175 461	(493 600)	175 777
	7 616 219	6 495 740	9 356 313	6 970 950	5 721 434	4 029 310	1 776 524
Activités de financement							
Émission d'actions à l'exercice des bons de souscription	11 000 000	10 312 500	10 312 500	—	—	13 000 002	—
Émission d'actions à l'acquisition de propriétés pétrolières et gazières	—	—	—	—	—	7 500 000	—
Émission d'actions à l'acquisition [note 2]	—	—	—	—	12 790 000	—	—
Émission d'actions à la levée d'options d'achat d'actions	531 884	905 491	1 177 362	58 710	35 875	139 813	—
Diminution (augmentation) de l'effet à recevoir	—	—	—	25 000	—	(100 000)	—
Frais d'émission d'actions ordinaires	(720 666)	(641 236)	(654 666)	—	(3 832)	(869 423)	—
Rachat d'actions ordinaires [note 5]	—	—	—	(385 429)	—	—	—
Produit du prêt de production bancaire	26 023 519	—	—	—	—	—	—
Variation nette des éléments hors caisse du fonds de roulement	—	—	—	—	—	40 000	—
	36 834 737	10 576 755	10 835 196	(301 719)	12 822 043	19 710 392	—
Activités d'investissement							
Acquisition de propriétés de pétrole et de gaz naturel [note 2]	(21 200 071)	—	—	—	—	(18 673 411)	—
Achat d'actions de Rydal Energy Ltd. [note 2]	—	—	—	—	(13 406 276)	—	—
Achat d'actions d'une société pétrolière et gazière fermée [note 2]	—	—	—	—	(195 657)	—	—
Dépenses au titre des propriétés de pétrole et de gaz naturel	(19 869 320)	(14 335 379)	(21 867 741)	(10 962 896)	(5 459 190)	(4 168 691)	(1 374 477)
Produit à l'aliénation de propriétés de pétrole et de gaz naturel	439 772	—	1 340 680	—	70 290	—	24 767
Dépenses au titre de l'abandon et de la restauration des lieux	(202 730)	—	—	—	—	—	—
Variation nette des éléments hors caisse du fonds de roulement	(2 888 905)	1 406 302	2 438 146	(115 907)	(12 667)	181 652	(182 792)
	(43 721 254)	(12 929 077)	(18 088 915)	(11 078 803)	(19 003 500)	(22 660 450)	(1 532 502)

Augmentation (diminution) de l'encaisse au cours de la période	729 702	4 143 418	2 102 594	(4 409 572)	(460 023)	1 079 252	244 022
(Emprunt bancaire) encaisse et dépôts à terme au début de la période	(729 702)	(2 832 296)	(2 832 296)	1 577 276	2 037 299	958 047	714 025
(Emprunt bancaire) encaisse et dépôts à terme à la fin de la période	—	1 311 122	(729 702)	(2 832 296)	1 577 276	2 037 299	958 047
Fonds tirés des activités d'exploitation par action [note 9]							
En circulation	0,73	0,89	1,17	0,96	1,08	1,25	0,86
Dilués	0,65	0,81	1,06	0,91	1,02	1,25	0,86

Voir les notes afférentes aux états financiers

1) SOMMAIRE DES PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

Les états financiers de New Cache Petroleums Ltd. (la «société») ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus. Parce que la détermination précise de nombreux éléments d'actif et de passif dépend d'événements futurs, la préparation des états financiers comporte nécessairement l'utilisation d'estimations et d'approximations qui ont été effectuées avec discernement. Les états financiers ont, de l'avis de la direction, été préparés correctement dans des limites raisonnables de l'importance relative et dans le cadre des conventions comptables résumées ci-dessous.

Constitution en société et description de l'entreprise

La société est une société ouverte constituée en vertu des lois de la province de l'Alberta et spécialisée dans la production, la mise en valeur et l'exploration du pétrole et du gaz naturel uniquement au Canada.

Propriétés de pétrole et de gaz naturel

La société suit la méthode de la capitalisation du coût entier pour les propriétés de pétrole et de gaz naturel. Tous les coûts liés à l'exploration et à la mise en valeur des réserves de pétrole et de gaz naturel sont capitalisés. Ces coûts comprennent les coûts d'acquisition de concessions, les frais géologiques et géophysiques, la location de concessions de propriétés non mises en valeur, les coûts de forage de puits productifs et non productifs, tous les coûts afférents à la consultation technique liée aux activités d'exploration et de mise en valeur ainsi que l'équipement de concession et de forage. Toutes les charges générales et administratives et les frais d'intérêts sont passés en charges.

Le produit tiré de l'aliénation de propriétés est imputé en réduction du coût sans comptabiliser le gain ou la perte, sauf lorsqu'une telle aliénation représente une cession importante de réserves.

L'épuisement des propriétés de pétrole et de gaz naturel et l'amortissement de l'équipement de concession et de forage sont calculés selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement d'après les réserves prouvées estimatives calculées par la société et des ingénieurs indépendants. Les réserves prouvées de gaz naturel sont converties en équivalent de pétrole d'après la valeur énergétique. Les coûts liés aux propriétés non prouvées de 13 553 333 \$ au 31 août 1997, 7 322 202 \$ au 30 novembre 1996 et 4 272 756 \$ au 30 novembre 1995 sont exclus de ce calcul jusqu'à ce que les réserves prouvées soient établies ou que leur valeur soit réduite.

La quasi-totalité des activités d'exploration et de production de la société sont menées conjointement avec d'autres. Les présents états financiers reflètent uniquement la participation proportionnelle de la société dans ces activités.

La valeur comptable nette des propriétés de pétrole et de gaz naturel de la société et de l'équipement de location et de puits, déduction faite des impôts sur le revenu reportés et de la charge relative à la restauration des lieux, est limitée au total des produits nets estimatifs futurs tirés des réserves prouvées d'après les prix et les coûts à la fin de la période plus le coût des réserves non prouvées, déduction faite de la baisse de valeur, moins les charges générales et administratives estimatives futures, les frais de restauration des lieux, les frais de financement et les impôts sur le revenu.

Restauration des lieux

Les frais futurs estimatifs d'abandon et de restauration des lieux, incluant l'enlèvement des installations de production, déduction faite de la valeur de récupération prévue, repose sur des estimations à court terme, les normes et la technologie actuelles. Une provision annuelle calculée selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement est incluse dans la provision pour épuisement et amortissement. Les frais réels d'abandon et de restauration des lieux sont portés en diminution des éléments de passif au fur et à mesure qu'ils sont engagés.

Opération de couverture

La société a conclu des contrats de change à terme de gré à gré conçus pour servir de couverture contre les variations des prix des marchandises. Les gains et les pertes sur ces contrats compensant l'effet des augmentations ou des diminutions des prix des marchandises sont comptabilisés lorsque l'opération couverte a lieu.

Instruments financiers

Les instruments financiers de la société comprennent surtout l'emprunt de production bancaire, les débiteurs, les demandes de fonds avancées, l'effet à recevoir et les créditeurs et charges à payer. Sauf indications contraires, au 31 août 1997, et aux 30 novembre 1996 et 1995, il n'existait aucun écart important entre la valeur comptable de ces montants et leur valeur du marché estimative.

Incertitude quant à la mesure

Les montants comptabilisés pour l'épuisement et l'amortissement des propriétés de pétrole et de gaz naturel et la restauration et la remise en état des lieux sont fondés sur des estimations des réserves et des coûts futurs. De nature, ces estimations et celles relatives aux sorties nettes futures liées à l'évaluation de la baisse de valeur sont sujettes à une incertitude quant à la mesure, ce qui pourrait avoir un effet important sur les états financiers des périodes ultérieures.

2) ACQUISITIONS

- a) En date du 11 février 1997, la société a acquis la totalité des actions émises et en circulation de 717089 Alberta Ltd. pour environ 21 millions de dollars. L'actif de la société fermée comprend une participation directe de 44 % dans une propriété productrice de gaz, une participation directe de 13 % dans une raffinerie de gaz, une superficie non mise en valeur et des comptes fiscaux pour les ressources. Cette acquisition a été comptabilisée selon la méthode de l'achat pur et simple et le prix d'achat a été attribué aux propriétés de pétrole et de gaz naturel.

- b) Le 29 novembre 1994, la société a acquis la totalité des actions ordinaires en circulation de Rydal Energy Ltd. («Rydal»). Cette acquisition a été comptabilisée selon la méthode de l'achat pur et simple et les résultats de Rydal sont reflétés dans les résultats d'exploitation de la société depuis le 29 novembre 1994. Le prix d'acquisition a été réparti comme suit :

	\$
Propriétés et réserves de pétrole et de gaz naturel	12 991 342
Coûts d'acquisition capitalisés au titre des propriétés et réserves de pétrole et de gaz naturel	532 368
Fonds de roulement déficitaire (y compris la dette bancaire de 83 908 \$)	(135 853)
Impôts sur le revenu reportés	(58 289)
Autres éléments de passif à long terme	(7 200)
	<u>13 322 368</u>

La contrepartie et les coûts d'acquisition se composent comme suit :

	\$
Actions ordinaires émises [note 5]	12 790 000
Coûts d'acquisition	532 368
	<u>13 322 368</u>

- c) Le 30 septembre 1994, la société a acquis la totalité des actions ordinaires en circulation d'une société pétrolière et gazière fermée pour une contrepartie nette au comptant de 195 824 \$. Cette acquisition a été comptabilisée selon la méthode de l'achat pur et simple et les résultats de la société fermée sont reflétés dans les résultats d'exploitation de la société depuis le 30 septembre 1994. Le prix d'acquisition a été réparti comme suit :

	\$
Fonds de roulement	20 8:
Propriétés et réserves de pétrole et de gaz naturel	175 0:
	<u>195 8:</u>

3) EFFET À RECEVOIR

L'effet à recevoir consiste en une avance accordée à un dirigeant de la société pour l'achat d'actions en vertu de la convention relative aux options d'achat d'actions. L'effet est remboursable le 25 février 1998 et ne porte pas intérêt. Les actions ont été données en garantie de cet effet.

4) FINANCEMENT BANCAIRE

La société a contracté un prêt de production bancaire d'un maximum de 40 000 000 \$ au 31 août 1997. La période de renouvellement et de fluctuation de celui-ci s'étend jusqu'au 30 avril 1998 et, si la société le désire, elle peut être prolongée de 364 jours. Au cours de cette période, le prêt n'est pas assujéti à des conditions de remboursement précises et il porte intérêt au taux préférentiel (4 ¾ % au 31 août 1997; 4 ¾% au 30 novembre 1996 et 7 ¾ % majoré de 1/8 % au 30 novembre 1995). Après la période de renouvellement, tout solde impayé sur le prêt est converti en prêt à terme remboursable en versements mensuels sur quatre ans. Une débenture à charge fixe et flottante de 50 000 000 \$ sur tous les éléments d'actif de la société et une cession générale des débiteurs ont été données en garantie. Au 31 août 1997, un montant de 26 023 519 \$ (729 702 \$ au 30 novembre 1996 et 2 832 296 \$ au 30 novembre 1995) a été retiré en vertu de cette facilité de prêt. Bien que la facilité de crédit soit à vue, la banque a déclaré qu'elle n'avait pas l'intention de demander le remboursement avant le 1^{er} septembre 1998, s'il n'y a pas de changement néfaste de la situation financière de la société. Par conséquent, le prêt est classé comme à long terme.

5) CAPITAL SOCIAL

Autorisé

Nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale

Émis	Nombre d'actions ordinaires	Contrepartie \$
Solde au 30 novembre 1992	9 277 895	2 411 073
Actions émises au comptant à la levée des options d'achat d'actions	280 625	139 813
Actions émises aux fins d'acquisition de certaines propriétés de pétrole et de gaz naturel [note 8]	6 250 000	7 500 000
Actions émises à l'exercice des bons de souscription, moins les frais d'émission des bons de souscription, déduction faite des impôts sur le revenu reportés de 391 240 \$	9 629 631	12 521 819
Solde au 30 novembre 1993	25 438 151	22 572 705
Actions émises à l'acquisition de Rydal [note 2]	11 448 743	12 790 000
Actions émises au comptant à la levée des options d'achat d'actions	66 250	35 875
Moins les frais d'émission d'actions, déduction faite des impôts sur le revenu reportés de 4 280 \$	—	(3 832)
Solde au 30 novembre 1994	36 953 144	35 394 748
Actions émises au comptant à la levée des options d'achat d'actions	88 125	40 710
Solde avant le regroupement	37 041 269	35 435 458
Regroupement à raison de 5 pour 1	7 408 257	35 435 458
Actions rachetées en vertu d'une offre publique de rachat dans le cours normal des activités	(90 300)	(385 429)
Actions émises au comptant à la levée des options d'achat d'actions	5 000	18 000
Solde au 30 novembre 1995	7 322 957	35 068 029
Actions émises au comptant à l'exercice des bons de souscription spéciaux	1 500 000	10 312 500
Actions émises au comptant à la levée des options d'achat d'actions	288 348	1 177 362
Frais d'émission d'actions déduction faite des impôts sur le revenu reportés y afférents de 292 111 \$	—	(362 555)
Solde au 30 novembre 1996	9 111 305	46 195 336
Actions émises au comptant à la levée des options d'achat d'actions	107 086	531 884
Actions émises à l'exercice des bons de souscription spéciaux	1 375 000	11 000 000
Frais d'émission d'actions déduction faite des impôts sur le revenu reportés y afférents de 321 561 \$	—	(399 105)
Solde au 31 août 1997	10 593 391	57 328 115

Options d'achat d'actions

La société a réservé 934 414 actions pour émission en vertu des ententes relatives aux options d'achat d'actions avec certains administrateurs, dirigeants et employés. Les options d'achat d'actions des dirigeants et employés sont acquises à raison de 25 % par exercice, de manière cumulative et, pour les administrateurs qui ne font pas partie de la direction, elles sont acquises immédiatement au moment de l'émission.

Émises	31 août	30 novembre	
	1997	1996	1995
Solde au début de la période	749 465	612 278	381 682
Émises	262 000	432 805	297 221
Levées	(107 086)	(288 348)	(22 625)
Annulées	(16 250)	(7 270)	(44 000)
Solde à la fin de la période	888 129	749 465	612 278

Les chiffres correspondants de 1995 tiennent compte du regroupement des actions à raison de 5 pour une.

Les prix de levée des options en circulation vont de 3,15 \$ à 9,50 \$ l'action et viennent à échéance du 14 décembre 1997 au 1^{er} janvier 2002.

6) IMPÔTS SUR LE REVENU

La provision pour impôts sur le revenu comptabilisée dans les états financiers diffère des montants qui auraient été obtenus en appliquant le taux d'imposition prévu par la loi au bénéfice avant impôts sur le revenu comme suit :

	Neuf mois terminés les		Exercices terminés les 30 novembre				
	31 août						
	1997	1996	1996	1995	1994	1993	1992
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
Impôts sur le revenu calculés selon le taux prévu par la loi	901 192	1 069 472	1 815 299	1 013 307	518 711	447 301	346 378
Épuisement et amortissement à l'égard des éléments d'actif dont le coût fiscal est inférieur au coût comptable	628 832	425 302	472 467	580 154	450 501	465 178	—
Redevances non déductibles et autres paiements à la Couronne	1 400 300	1 158 033	1 550 342	923 153	664 858	389 401	130 740
Crédits d'impôts de l'Alberta au titre des redevances	(391 747)	(653 926)	(721 302)	(574 380)	(431 908)	(235 194)	(91 132)

Déduction relative aux ressources	(1 128 616)	(891 837)	(1 272 349)	(877 517)	(620 247)	(522 901)	(183 480)
Impôt des grandes sociétés	145 000	63 123	107 000	76 000	60 000	31 000	—
Divers	7 039	32 956	6 543	(26 517)	4 085	6 428	3 294
	1 562 000	1 203 123	1 958 000	1 114 200	646 000	581 213	205 800

La société a les soldes disponibles suivants à réclamer à l'égard du bénéfice futur aux fins de l'impôt :

	1996 \$	1995 \$	1994 \$	1993 \$	1992 \$
Fraction non amortie du coût en capital	6 493 000	5 113 000	4 739 000	3 885 000	629 000
Frais d'aménagement au Canada	5 059 000	3 043 000	1 256 000	639 000	370 000
Frais à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz	12 820 000	12 277 000	8 864 000	8 894 000	1 154 000
Frais d'exploration au Canada	14 218 000	5 859 000	872 000	497 000	—
Reports de pertes autres qu'en capital	395 000	395 000	395 000	179 000	—
Frais d'émission d'actions non amortis	913 000	672 000	956 000	698 000	5 000

Les reports de pertes autres qu'en capital suivants sont disponibles : 179 000 \$ jusqu'en l'an 2000 et 216 000 \$ jusqu'en 2001.

7) ENGAGEMENTS

Au 30 novembre 1996, les loyers minimums futurs à verser en vertu du bail pour l'espace de bureau sont les suivants :

	\$
1997	147 270
1998	150 370
1999	153 190
2000	158 630
2001	92 810
	<u>702 280</u>

8) OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

	Neuf mois terminés les		Exercices terminés les 30 novembre				
	31 août 1997 \$	1996 \$	1996 \$	1995 \$	1994 \$	1993 \$	1992 \$
Honoraires de gestion versés à une société affiliée contrôlée par un dirigeant	—	—	—	—	96 0	78 0	60 0
Honoraires de gestion versés à un administrateur et actionnaire	—	—	—	50 0	48 0	32 0	—
Frais administratifs et généraux payés à une société affiliée contrôlée par un administrateur et actionnaire	—	—	—	—	—	133 0	132 0

Le 1^{er} avril 1993, la société a acquis certaines propriétés de pétrole et de gaz naturel d'une société contrôlée par un administrateur et actionnaire pour 12,5 millions de dollars. La contrepartie de l'acquisition a consisté en un billet de 5,0 millions de dollars portant intérêt au taux préférentiel et 6 250 000 actions ordinaires à un prix attribué de 1,25 \$ l'action.

9) BÉNÉFICE NET ET FONDS TIRÉS DES ACTIVITÉS D'EXPLOITATION PAR ACTION

Le bénéfice net en circulation et les fonds tirés des activités d'exploitation par action ont été calculés d'après le nombre moyen pondéré d'actions en circulation pour l'exercice comme suit :

31 août 1997	9 615 564
31 août 1996	8 040 491
30 novembre 1996	8 305 732
30 novembre 1995	7 380 537
30 novembre 1994	5 103 459
30 novembre 1993	3 608 439
30 novembre 1992	1 855 579

Le bénéfice net dilué et les fonds tirés des activités d'exploitation par action rendent compte de l'effet de dilution de la levée des options d'achat d'actions.

Les montants par action ont été redressés afin de refléter rétroactivement le regroupement des actions effectué en 1995.

10) OPÉRATIONS DE COUVERTURE

La société a enregistré une réduction de 88 157 \$ de ses ventes de pétrole et de gaz à l'égard de ses opérations de couverture de la période terminée le 31 août 1997 et une réduction de 1 326 101 \$ et une augmentation de 60 482 \$ pour les exercices terminés respectivement en 1996 et 1995.

11) FAITS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN

- a) En date du 12 septembre 1997, la société a acquis, pour une contrepartie de 957 997 actions de trésorerie émises, la totalité des actions ordinaires en circulation de Inter West Energy Corporation («Inter West»), société pétrolière et gazière ouverte. L'acquisition sera comptabilisée selon la méthode de l'achat pur et simple. Le prix d'acquisition a été réparti comme suit :

Juste valeur des actions ordinaires émises	9 100 972\$
Coûts d'acquisition estimatifs	300 000
	<u>9 400 972\$</u>
Prix d'acquisition réparti comme suit :	
Fonds de roulement net déficitaire	(2 278 360)\$
Dette à long terme	(10 519 147)
Élément de passif pour restauration future des lieux	(59 700)
Propriétés de pétrole et de gaz naturel	22 258 179
	<u>9 400 972\$</u>

Les principaux montants figurant dans le rapport annuel 1996 d'Inter West sont les suivants :

	Exercices terminés les 31 décembre	
	1996	1995
	\$	\$
Produits d'exploitation nets	459 516	12 078
Charges d'exploitation	438 785	206 321
Bénéfice net (perte nette)	20 731	(194 243)
Par action en circulation	0,003	(0,04)
Rentrées (sorties) nettes liées à l'exploitation	145 912	(193 593)
Par action en circulation	0,02	(0,04)
Total de l'actif	5 141 941	194 695
Fonds de roulement excédentaire	1 244 761	112 044
Total du passif	526 812	81 994
Capitaux propres	4 615 129	112 701

- b) Le 4 novembre 1997, la société a acquis la totalité des actions en circulation d'Hartwell Management Ltd., société fermée de gestion de ressources pétrolières et gazières, contre environ 466 663 actions ordinaires de la société, évaluées à 9,50 \$ l'action. L'acquisition sera comptabilisée selon la méthode de l'achat pur et simple.

Le prix d'acquisition a été réparti comme suit :

Juste valeur des actions ordinaires émises	4 433 299\$
Prix d'acquisition réparti comme suit :	
Fonds de roulement net	3 603 299\$
Titres négociables	86 000
Propriétés de pétrole et de gaz naturel	744 000
	4 433 299\$

- c) Le 8 octobre 1997, en vertu d'un placement privé accréditif, certains dirigeants, administrateurs et employés de la société ont acheté 105 200 actions ordinaires à 9,50 l'action.
- d) Les 8 et 9 octobre 1997, la société a conclu deux ententes de financement, entraînant l'émission de 1 350 000 bons de souscription spéciaux de série A à un prix de 8,75 \$ le bon et de 600 000 bons de souscription spéciaux accréditifs de série B à un prix de 9,50 \$ le bon, pour un produit total brut de 17 512 500 \$. Chaque bon de souscription spécial de séries A et B est échangeable contre une action ordinaire de la société sans frais additionnels. Un prospectus sera déposé par la société auprès de certains organismes de réglementation canadiens afin de permettre l'émission des actions ordinaires à l'exercice de bons de souscription spéciaux de séries A et B pour la distribution au public. Les fonds seront détenus entre les mains d'un tiers jusqu'à l'obtention d'un visa pour le prospectus définitif.

12) ÉVENTUALITÉ

Inter West a été assignée défenderesse, ainsi qu'un certain nombre d'autres défenderesses, dans une action déposée le 19 novembre 1996. La réclamation porte sur certaines propriétés de pétrole et de gaz d'Inter West. Il est impossible de déterminer l'issue de cette réclamation pour le moment. La direction de la société croit qu'il est peu probable que des préjudices découlent de cette réclamation.

ATTESTATION DE LA SOCIÉTÉ

Le 24 novembre 1997

Le texte qui précède constitue un exposé complet, véridique et clair de tous les faits importants se rapportant aux titres offerts par le présent prospectus, selon les exigences de la Partie 7 de la loi intitulée *Securities Act* (Colombie-Britannique), de la Partie 8 de la loi intitulée *Securities Act* (Alberta), de la Partie XV de la *Loi sur les valeurs mobilières* (Ontario) et de leurs règlements respectifs. Le présent prospectus ne contient aucune information fausse ou trompeuse susceptible d'affecter la valeur ou le cours des titres qui font l'objet du placement selon les exigences de la *Loi sur les valeurs mobilières* (Québec) et de son règlement.

«RAYMOND G. SMITH»
Raymond G. Smith
Président et chef de la direction

«KEITH E. MACDONALD»
Keith E. Macdonald
Vice-président, finances et
chef de la direction des
finances

AU NOM DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

«H. GARTH WIGGINS»
H. Garth Wiggins
Administrateur

«WILLIAM A. BELL»
William A. Bell
Administrateur

ATTESTATION DES PRENEURS FERMES

Le 24 novembre 1997

Au meilleur de notre connaissance, information et croyance, le texte qui précède constitue un exposé complet, véridique et clair de tous les faits importants se rapportant aux titres offerts par le présent prospectus, selon les exigences de la Partie 7 de la loi intitulée *Securities Act* (Colombie-Britannique), de la Partie 8 de la loi intitulée *Securities Act* (Alberta), de la Partie XV de la *Loi sur les valeurs mobilière* (Ontario) et de leurs règlements respectifs. À notre connaissance, le présent prospectus ne contient aucune information fausse ou trompeuse susceptible d'affecter la valeur ou le cours des titres qui font l'objet du placement selon les exigences de la *Loi sur les valeurs mobilières* (Québec) et de son règlement.

FIRSTENERGY CAPITAL CORP.

«GREGORY M. CHORNOBOY»
Gregory M. Chornoboy

GRIFFITH MCBURNEY & ASSOCIÉS

«THOMAS A. BUDD»
Thomas A. Budd

CIBC WOOD GUNDY VALEURS MOBILIÈRES INC.

«KURT B. MOLNAR»
Kurt B. Molnar

CAPITAL MIDLAND WALWYN INC.

«MICHAEL A. GRANDIN»
Michael A. Grandin

CANACCORD CAPITAL CORPORATION

«STEVE MULLIE»
Steve Mullie

La liste suivante indique le nom des personnes physiques ou morales ayant une participation directe ou indirecte d'au moins 5 % dans le capital de :

FIRSTENERGY CAPITAL CORP. : J.W. Davidson, N.M. Edwards, R.A. Grafton, W.G. Holmes, S.T. Inglis, J.F. Mackie, M.P. Molyneaux, S.B. Renault et W.B. Wilson.

GRIFFITHS MCBURNEY & ASSOCIÉS : Bradley D. Griffiths, Eugene McBurney, Michael Wekerle, Kevin Sullivan et David B. Connacher*

CIBC WOOD GUNDY VALEURS MOBILIÈRES INC. : filiale en propriété exclusive de La Corporation CIBC Wood Gundy, filiale en propriété exclusive d'une banque canadienne.

CAPITAL MILDLAND WALWYN INC. : filiale en propriété exclusive de Midland Walwyn Inc.

CANACCORD CAPITAL CORPORATION : Peter M. Brown (par l'entremise de MacLachlan Investments Corporation), Michael G. Greenwood (directement et par l'entremise de 728541 Alberta Ltd.), Dennis N. Burdett, Michael W. Murphy (directement et par l'entremise de 517387 B.C. Ltd.), Mark J. Polubiec. Leurs participations sont détenues indirectement par l'entremise de Canaccord Investments Ltd. et Canaccord Holding Ltd.

* En attente de l'approbation des organismes de réglementation