



NOTICE ANNUELLE INITIALE RÉVISÉE

POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2003

Le 1^{er} mai 2004

TABLE DES MATIÈRES

TABLE DES MATIÈRES	I
GLOSSAIRE DES PRINCIPAUX TERMES ET EXPRESSIONS	III
MONNAIE	VI
DÉCLARATIONS PROSPECTIVES	VI
STRUCTURE DE L'ENTREPRISE	1
Dénomination et constitution en société	1
Relations intersociétés	1
ÉVOLUTION GÉNÉRALE DE L'ACTIVITÉ	2
Début de l'activité	2
Historique sur trois ans	2
ACTIVITÉ DE LA SOCIÉTÉ	7
Aperçu	7
EXPOSÉ DES DONNÉES SUR LES RÉSERVES ET AUTRES RENSEIGNEMENT	
SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ	10
AUTRE INFORMATION CONCERNANT LES DONNÉES SUR LES RÉSERVES DE CENTURION	22
Réserves non mises en valeur	22
Facteurs et incertitudes significatifs	23
Frais de mise en valeur futurs	23
AUTRE INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ	24
Puits de pétrole brut et de gaz naturel	24
Terrains, usines et installations	24
Tunisie	24
Égypte	26
Terrains sans réserves attribuées	27
Contrats à livrer et instruments financiers	28
Coûts d'abandon et de remise en état	29
Horizon fiscal	29
Coûts d'acquisition, d'exploration et de mise en valeur engagés	29
Activités de forage d'exploration et de mise en valeur	29
Activités d'exploration et de mise en valeur futures prévues	30
Estimations de la production	30
Production antérieure	31
Volume de production par champ	31
FACTEURS DE RISQUE	32
PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES	39
Informations financières annuelles	39
Information financière trimestrielle	40
RELEVÉ DES DIVIDENDES ET POLITIQUE EN MATIÈRE DE DIVIDENDES	40
DESCRIPTION DU CAPITAL-ACTIONS	40
Actions ordinaires	40
Actions privilégiées	40
MARCHÉ POUR LES TITRES	41
Cours et volume	41
TITRES EN MAINS TIERCES	41
ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS	41
CONFLITS D'INTÉRÊTS	42
LITIGES	42
MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS	
DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES	43
AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES ET AGENT DES TRANSFERTS	43
CONTRATS IMPORTANTS	43

EXPERTS INTÉRESSÉS.....	43
RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES.....	43
ANNEXE A – RAPPORT SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES DE L’ÉVALUATEUR DE RÉSERVES QUALIFIÉ INDÉPEDANT.....	45
ANNEXE B – RAPPORT DE LA DIRECTION ET DES ADMINISTRATEURS CONCERNANT LES DONNÉES RELATIVES AUX PÉTROLE ET GAZ ET AUTRE INFORMATION	47

GLOSSAIRE DES PRINCIPAUX TERMES ET EXPRESSIONS

Figurent ci-après des abréviations et des définitions de termes et d'expressions utilisés aux présentes. Ainsi, on entend par :

« AIM », l'Alternative Investment Market de la London Stock Exchange;

« bep », un baril d'équivalent pétrole obtenu par la conversion du gaz naturel à raison de 6 Mpi³n de gaz naturel par baril de pétrole;

« bep/jour », un baril d'équivalent pétrole par jour;

« bp/j », un baril de pétrole par jour;

« centrale de SEEB », une centrale de production d'électricité de 27 mégawatts située près de Zarzis, en Tunisie, à proximité de l'installation de production existante du champ d'El Bibane d'Ecumed Tunisia;

« Centurion », Centurion Energy International Inc. et, dans le contexte de la description des actifs et de l'entreprise de Centurion, comprend ses filiales et les sociétés qu'elle a remplacées;

« champ d'Al Manzah », le réservoir terrestre de pétrole exploité situé dans la concession tunisienne d'Al Manzah;

« champ d'El Bibane », un réservoir de pétrole et de gaz extracôtier exploité situé dans la concession tunisienne d'El Bibane;

« champ d'El Wastani », un champ de gaz terrestre exploité situé dans la concession égyptienne de mise en valeur d'El Wastani;

« champ d'Ezzaouia », un réservoir de pétrole et de gaz terrestre exploité situé dans la concession tunisienne d'Ezzaouia;

« champ de Robbana », un réservoir de pétrole terrestre exploité situé dans la concession tunisienne de Robbana;

« convention relative aux porteurs de participations », une convention relative aux porteurs de participations datée du 6 novembre 2001 (dans sa version modifiée aux termes de la première modification de la convention relative aux porteurs de participations) intervenue entre Ecumed Tunisia, Ecumed Zarzis, Ecumed Grombalia et CPVI à l'égard de l'aménagement, de l'exploitation et de la propriété en collaboration d'une centrale de production d'électricité à Zarzis, en Tunisie;

« CPVI », Caterpillar Power Ventures International Ltd., filiale de Caterpillar Inc.;

« date d'effet », la date d'effet de la présente notice annuelle, soit le 1^{er} mai 2004;

« Eagle », Eagle Energy Corp., soit l'une des sociétés remplacées par Centurion et partie à la fusion;

« Ecumed Grombalia », Ecumed Petroleum Grombalia, Ltd., filiale de Centurion et détentrice de certains actifs pétroliers et gaziers en Tunisie;

« Ecumed Tunisia », Ecumed Petroleum Tunisia, Ltd., filiale de Centurion et détentrice de certains actifs pétroliers et gaziers en Tunisie;

« Ecumed Zarzis », Ecumed Petroleum Zarzis, Ltd., filiale de Centurion et détentrice de certains actifs pétroliers et gaziers en Tunisie;

« EGPC », Egyptian General Petroleum Company, soit la société pétrolière nationale de l'Égypte;

« ETAP », Entreprise Tunisienne d'Activités Pétrolières, soit la société pétrolière nationale de la Tunisie;

« fusion », la fusion d'Eagle et de Leader, entrée en vigueur le 20 mai 1997 en vertu des dispositions de la Loi ABCA, fusion qui a mené à la création de Centurion;

« GHPWG », GHP Exploration (West Gharib) Ltd., filiale de Centurion et détentrice de certains actifs pétroliers et gaziers en Égypte;

« Gpi³ », un milliard de pieds cubes;

« Leader », Canadian Leader Energy Inc. et ses filiales, soit l'une des sociétés remplacées par Centurion et partie à la fusion;

« LGN », des liquides de gaz naturel, y compris du condensat;

« Loi ABCA », la loi intitulée *Business Corporations Act* (Alberta);

« Marathon », Marathon International Oil Company de Houston, au Texas;

« Mbep », mille barils d'équivalent pétrole;

« ministère tunisien », le ministère de l'Industrie constitué par le gouvernement national de la Tunisie;

« MMbcs », un million de barils de cuve de stockage;

« MMbtu », un million de BTU;

« MMpi³s », un million de pieds cubes standard;

« MMpi³s/j », un million de pieds cubes standard par jour;

« Mpi³ », mille pieds cubes;

« Mpi³s », mille pieds cubes standard;

« participation », une participation directe dans une concession ou un champ pétrolier et gazier qui comporte l'obligation de prendre en charge les coûts en capital et d'exploitation et qui confère le droit de recevoir la production d'hydrocarbures et les produits d'exploitation tirés de cette production;

« prêt ABC/Amen », un prêt d'au plus 20,2 millions de dollars américains consenti par ABC International Bank PLC et Amen Bank à SEEB aux termes d'une convention relative à la facilité datée du 13 mars 2002;

« prêt de CPVI », un prêt d'au plus 5,0 millions de dollars américains consenti par CPVI à SEEB aux termes d'une convention de prêt datée du 19 décembre 2002;

« SEEB », Société d'Électricité d'El Bibane, société propriétaire de la centrale de SEEB;

« Standard Bank », Standard Bank London Limited ainsi que ses filiales et agences de commercialisation;

« STEG », Société Tunisienne d'Électricité et du Gaz, la société nationale de l'énergie de la Tunisie;

« TND », des dinars tunisiens.

MONNAIE

À moins d'indication contraire, dans la présente notice annuelle initiale révisée, la monnaie utilisée est le dollar canadien.

DÉCLARATIONS PROSPECTIVES

La présente notice annuelle initiale révisée renferme des déclarations prospectives qui reflètent des événements futurs ou le rendement futur de Centurion. Toutes les déclarations, sauf celles visant des faits historiques, constituent des déclarations prospectives. Dans certains cas, il est possible de repérer les déclarations prospectives par leur utilisation du mode conditionnel et du mode futur et de termes comme « s'attend », « projette », « prévoit », « croit », « estime », « prédit », « éventuel », « continue », ou la forme négative de ces termes ou d'autres mots comparables. Ces déclarations constituent uniquement des prédictions. Les événements ou les résultats réels peuvent être très différents. Il y a lieu de ne pas accorder trop d'importance à ces déclarations prospectives puisque rien ne garantit que les projets, intentions et attentes sur lesquels elles se fondent se réaliseront ou se concrétiseront. De par leur nature, les renseignements prospectifs comportent diverses hypothèses, des risques et des incertitudes connus et inconnus, tant d'ordre général que particulier, qui contribuent à la probabilité que les prédictions, les prévisions, les projections et autres déclarations prospectives ne se réalisent pas.

Bien que Centurion estime que les attentes que reflètent les déclarations prospectives soient raisonnables, rien ne garantit qu'elles se révéleront exactes. Centurion ne peut garantir les résultats, les niveaux d'activités, le rendement ou les réalisations futurs. En outre, Centurion n'assume aucunement la responsabilité de l'exactitude et du caractère exhaustif des déclarations prospectives.

Les déclarations concernant les « réserves » ou les « ressources » sont réputées être des déclarations prospectives puisqu'elles comportent une évaluation implicite, fondée sur certaines estimations et hypothèses, voulant que les ressources et les réserves décrites pourront ultérieurement être produites de façon rentable. Les déclarations prospectives figurant dans la présente notice annuelle doivent être lues explicitement à la lumière de la présente mise en garde. Centurion n'assume aucunement l'obligation de mettre à jour les déclarations prospectives après la date de la présente notice annuelle initiale révisée pour les rendre conformes aux résultats réels ou aux modifications des attentes de Centurion.

STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

Dénomination et constitution en société

Centurion Energy International Inc. est une société internationale d'exploration et de mise en valeur du pétrole et du gaz constituée en vertu de la loi intitulé *Business Corporations Act* (Alberta) par une fusion intervenue le 20 mai 1997 entre Eagle Energy Corp. et Canadian Leader Energy Inc.

Eagle a été constituée sous la dénomination de 336085 Alberta Ltd. en vertu des lois de l'Alberta le 13 septembre 1985. Elle a changé sa dénomination pour adopter celle de Racing Blood Stables Ltd. le 21 avril 1986 puis a adopté celle d'Eagle Energy Corp. le 3 octobre 1988.

Leader a été constituée en vertu des lois de la province d'Alberta le 24 novembre 1986 sous la désignation Bodega Ventures Inc. En juin 1993, ses actions ont été regroupées à raison de quatre contre une, et sa dénomination est devenue Leader Oil and Gas Limited. Le 11 juillet 1994, elle est devenue Canadian Leader Energy Inc.

Le bureau principal et le siège social de Centurion sont situés respectivement à Suite 800, 205 – 5th Avenue S.W., Calgary (Alberta) T2P 2V7 et à Suite 1000, 400 3rd Avenue S.W., Calgary (Alberta) T2P 4H2. Le numéro de téléphone, de télécopieur et le site Internet de Centurion sont respectivement (403) 263-6002, (403) 263-5998 et www.centurionernegy.com. Les bureaux où Centurion exercent ses activités sont situés sur la rue du Lac Windermere, les Berges du Lac, 1053 Tunis, en Tunisie et aux El Safa Office Towers, Lot n° 42, 6th District Zahraa El Maadi Subdivision, Cairo, en Égypte.

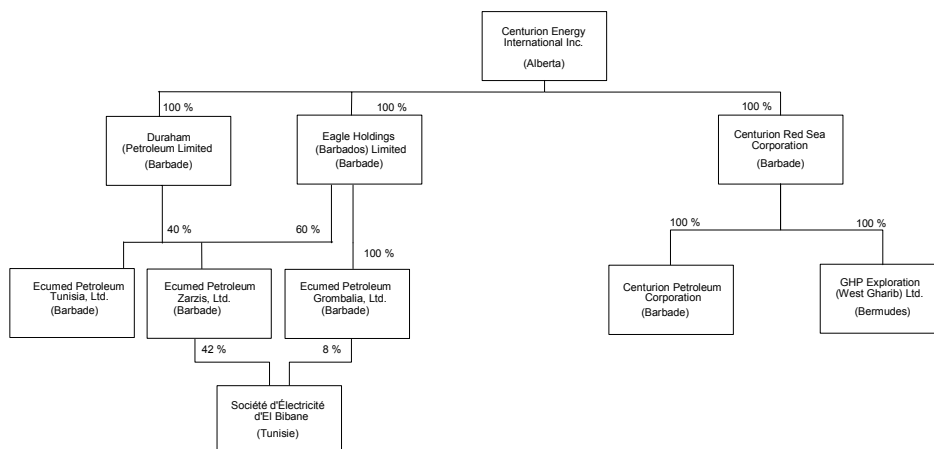
Depuis la réalisation de la fusion, les actions ordinaires de Centurion sont négociées à la Bourse de Toronto sous le symbole CUX. Auparavant, des actions ordinaires d'Eagle étaient négociées à l'Alberta Stock Exchange tandis que les actions ordinaires de Leader étaient négociées à la Bourse de Toronto. Le 12 juin 2003, les actions ordinaires de Centurion ont commencé à être négociées à l'AIM sous le symbole CUX-L.

Relations intersociétés

Centurion possède huit filiales en propriété exclusive qui collectivement détiennent l'ensemble de ses participations dans des terrains de pétrole et de gaz exploités et inexploités en Tunisie et en Égypte. Elle détient également 50 % des actions d'une neuvième filiale qui est propriétaire d'une centrale de production d'électricité alimentée au gaz naturel située en Tunisie.

La structure d'entreprise de Centurion, y compris les détails sur le territoire de constitution et le pourcentage des titres avec droit de vote de chaque filiale dont Centurion est propriétaire véritable est indiquée dans le tableau suivant :

CENTURION ENERGY INTERNATIONAL INC. ORGANIGRAMME DE L'ENTREPRISE



ÉVOLUTION GÉNÉRALE DE L'ACTIVITÉ

Début de l'activité

Avant 2000, Centurion a fait l'acquisition de participations dans trois concessions pétrolières et gazières en Tunisie (la concession d'El Bibane, la concession d'Ezzaouia et la concession de Belli), un champ visé par une demande de concession (le champ de Robbana) et deux permis d'exploration de pétrole et de gaz (le permis d'exploitation de Grombala et le permis d'exploitation de Mellita). Centurion a également fait l'acquisition et continue d'être propriétaire d'installations de production terrestre situées à proximité de la ville portuaire de Zarzis, dans le sud-est de la Tunisie, et d'installations de production terrestres, de réservoirs de stockage et d'installations et de matériel d'extraction de pétrole dans le port de Zarzis. Se reporter à la rubrique « Renseignements supplémentaires sur le pétrole et le gaz – Terrains, usines et installations – Tunisie ».

En 1998 et en 1999, Centurion a fait l'acquisition d'une participation de 100 % dans la concession d'exploration d'El Manzala située en Égypte, dont elle continue d'être propriétaire. Se reporter à la rubrique « Renseignements supplémentaires sur le pétrole et le gaz – Terrains, usines et installations – Égypte ».

Historique sur trois ans

Le texte ci-après donne une description de l'évolution générale de Centurion au cours des trois derniers exercices compris dans la période de trois ans terminée le 31 décembre 2003. Les figures 1 et 2 indiquent les emplacements approximatifs d'un certain nombre des divers terrains de Centurion.

Tunisie

En novembre 2000, le ministère tunisien a attribué à Centurion et à une société tierce une concession pétrolière et gazière (la « concession d'Al Manzah ») autorisant l'exploration, la mise en valeur et la production du champ d'Al Manzah pour une durée de 30 ans. Centurion détient une participation de 75 % dans la concession d'Al Manzah terrestre d'une superficie de 6 916 acres. La production à partir de la

concession d'Al Manzah a débuté à partir du puits Al Manzah n° 1 en mars 1999 (aux termes d'un essai de production à long terme) et s'est poursuivie jusqu'en septembre 2003. Au cours de cette période, la quote-part brute de la production revenant à Centurion s'est élevée à environ 1 193 000 barils de pétrole à partir de trois puits. La production de la concession d'Al Manzah a été suspendue en septembre 2003 en raison du fort rapport eau/pétrole du flux de production. À l'heure actuelle, la concession d'Al Manzah n'est pas en production.

FIGURE 1

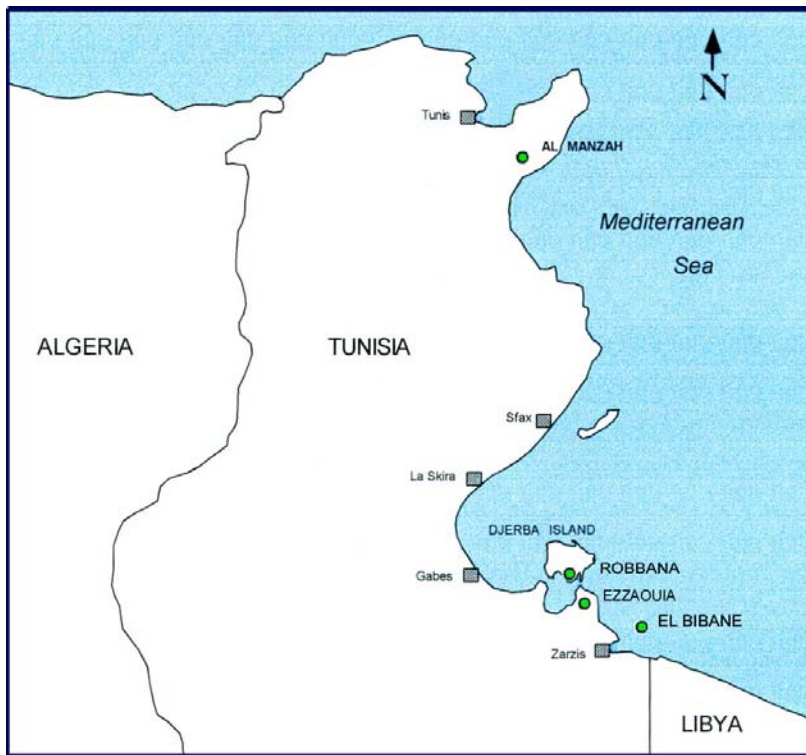


FIGURE 2



En septembre 1999, Centurion et CPVI ont entrepris l'aménagement conjoint de la centrale de SEEB située à Zarzis, en Tunisie, à proximité de l'installation de production existante du champ d'El Bibane appartenant à Ecumed Tunisia. La conception détaillée du projet, les travaux d'ingénierie et la construction de la centrale de SEEB ont débuté en 2001. En mars 2002, Centurion et CPVI ont conclu un financement de projet avec recours limité de 20,2 millions de dollars américains avec ABC International Bank PLC et Amen Bank en vue de financer une partie des coûts de construction de la centrale. Le 9 mai 2003, la centrale de SEEB a entrepris ses activités commerciales au moyen du gaz naturel fourni à même le champ d'El Bibane de Centurion. Les ventes d'électricité à STEG, la société d'énergie nationale de la Tunisie, ont débuté en mai 2003.

En août 2003, Centurion a conclu une convention de financement (la « convention de financement ») avec Petro-Canada Tunisie visant le permis d'exploration de Mellita, au large de la Tunisie. Selon les modalités de la convention de financement, Petro-Canada a convenu de financer la totalité des coûts d'un programme d'exploration (jusqu'à concurrence de 13,5 millions de dollars américains) en contrepartie d'une participation directe de 72,5 % dans le permis. Le programme d'exploration consiste en l'acquisition de données sismiques marines et terrestres visant une superficie de 2 325 acres et le forage de deux puits, l'un extracôtier et l'autre terrestre, dans l'Île Djerba. Le programme sismique a été exécuté. Le premier des deux puits prévus au programme devrait être foré à compter de l'automne 2004.

Outre ces opérations, Centurion a participé au forage de deux puits d'exploration et d'un puits de mise en valeur en Tunisie depuis le 31 décembre 2000. La société a également fait l'acquisition de données sismiques bidimensionnelles visant 2 639 km et de données sismiques tridimensionnelles visant une superficie de 102 km² au cours de cette période de trois ans. Se reporter à la rubrique « Renseignements supplémentaires sur le pétrole et le gaz – Forage d'exploration et de mise en valeur ».

Égypte

En juillet 2001, après la réussite de la remise en production du puits El Wastani n° 1 en mars 1998 et du puits El Wastani n° 2 en novembre 2000, EGPC a consenti à Centurion un bail de mise en valeur de 25 ans (le « bail de mise en valeur d'El Wastani ») visant le champ d'El Wastani. En juin 2001, Centurion a conclu avec EGPC une lettre d'entente concernant la vente de gaz et de condensat aux termes de laquelle Centurion a convenu de vendre à EGPC le gaz produit à partir de la région visée par le bail de mise en valeur d'El Wastani. En août 2001, Centurion a entrepris la construction d'une installation de traitement du gaz primaire et d'un gazoduc jumelé de 28 kilomètres afin de relier les puits El Wastani n° 1 et n° 2 à l'usine de traitement du gaz d'Abu Maadi dont EGPC est propriétaire. Les premières ventes de gaz à EGPC en provenance du champ d'El Wastani ont débuté en mars 2002. À la date d'effet, la quote-part brute de la production provenant du champ d'El Wastani revenant à Centurion représente environ 10 MMpi³/jour de gaz et environ 590 barils de condensat et de LGN par jour.

En août 2001, Centurion a fait l'acquisition de la totalité des actions de GHPWG, société détenant une participation de 30 % dans la concession terrestre de West Gharib, d'une superficie de 466 384 acres englobant le champ de Hana en exploitation. À la date d'effet, la quote-part brute de la production revenant à Centurion représente 625 bp/j.

En mars 2002, Centurion a conclu un financement par emprunt à terme de quatre ans de 30 millions de dollars américains dont Standard Bank London Limited assurait la prise ferme. Le prêt constitue une facilité de crédit renouvelable et fait l'objet de prélèvements en fonction de certains critères d'emprunt de base. En mars 2002, une somme de 10 millions de dollars américains a été prélevée sur le prêt, laquelle somme a servi principalement à financer les coûts de la construction de l'usine de traitement de gaz et le gazoduc d'El Wastani en Égypte. Une somme d'environ 10 millions de dollars américains est impayée aux termes de cette facilité à la date d'effet.

En décembre 2002, EGPC a consenti à Centurion le bail de mise en valeur d'East El Wastani après le forage réussi, en juin 2001, du puits East El Wastani n° 1. Centurion évalue actuellement les aspects économiques de la production à partir du champ d'East El Wastani et pourrait entreprendre d'autres forages à l'avenir afin de délimiter davantage le champ d'East El Wastani.

En décembre 2002, EGPC a consenti à Centurion le bail de mise en valeur de South El Manzala après son forage fructueux, entre juin 1998 et octobre 2001, de trois puits dans la région. En septembre 2002, Centurion a conclu avec EGPC une lettre d'entente concernant la vente de gaz et de condensat aux termes de laquelle Centurion a convenu de vendre du gaz produit à partir de la région visée par le bail de mise en valeur de South El Manzala à EGPC. La construction d'une installation de traitement centrale et d'un gazoduc a débuté au cours du deuxième trimestre de 2003. Les premières ventes de gaz provenant de cette région ont débuté en octobre 2003. La quote-part brute de la production obtenue de cette région revenant à Centurion est d'environ 35 MMpi³/jour de gaz à la date d'effet.

Afrique de l'Ouest

À l'automne 2003, Centurion a fait l'acquisition de données sismiques et a présenté des soumissions en son nom et au nom d'autres personnes en vue de l'acquisition de plusieurs blocs de concession dans la zone de mise en valeur que partage le Nigeria et Sao Tomé. Centurion attend actuellement les résultats de la ronde de soumissions.

Activités prévues pour 2004

En 2004, Centurion envisage de forer quinze puits, dont sept puits en Tunisie et huit puits en Égypte, ou de participer au forage.

En Tunisie, un programme de forage de trois puits est prévu en vue de procéder à l'essai des cibles d'un système jurassique de la concession d'Ezzaouia dans les limites du champ d'Ezzaouia exploité, y compris un puits en vue de procéder à un essai d'une anomalie sismique définie au sud du gisement actuellement en production. En outre, un puits est planifié en vue de tester le potentiel d'une zone triasique à une profondeur de 5 000 mètres dans la concession d'Ezzaouia. Ailleurs, deux puits doivent être forés par Petro-Canada aux termes de sa prise de participation dans la concession de Mellita. Le forage du premier puits devrait débuter au quatrième trimestre de 2004 puis suivra le forage du deuxième puits. Le premier puits foré aux termes du programme de 2004, Robbana-2, n'a pas donné de résultats.

En Égypte, six puits devraient être forés dans les régions couvertes par les baux de mise en valeur d'El Wastani et de South El Manzala. Cinq des puits prévus seront des puits d'exploration tandis que l'autre sera un puits de mise en valeur dans le champ de Gelgel existant. Le premier puits d'exploration, El Wastani n° 3, est actuellement en cours de forage. Centurion participera également à deux puits prévus dans sa participation non exploitée dans la concession de West Gharib. Un puits sera un puits d'exploration en vue d'évaluer une zone d'intérêt en Nubie alors que le deuxième puits sera un puits de mise en valeurs dans le champ de Hana.

La priorité de Centurion au cours de 2002 et de 2003 a été de capitaliser sur ses découvertes de gaz effectuées en 2001. Par conséquent, les niveaux des réserves sont demeurés stables. La stratégie au cours de 2004 consiste à exécuter un programme d'exploration dynamique et, s'il est couronné de succès, à augmenter les réserves de pétrole et de gaz de Centurion.

ACTIVITÉ DE LA SOCIÉTÉ

Aperçu

Centurion est une société pétrolière et gazière internationale. Elle se consacre à l'exploration, à la mise en valeur et à la production de pétrole et de gaz à partir de terrains situés en Afrique du Nord dans les pays de la Tunisie et de l'Égypte. En mai 2003, Centurion a élargi ses activités commerciales pour se consacrer à la vente d'électricité provenant de sa participation de 50 % dans la centrale de SEEB, également située en Tunisie.

À l'heure actuelle, les principales régions où Centurion concentre ses activités sont la Tunisie et l'Égypte, où elle possède également des participations dans des concessions pétrolières et gazières, des installations de production et où elle bénéficie d'occasions d'exploitation et d'exploration. La stratégie de Centurion consiste à exploiter des occasions de mise en valeur à faible risque dans des pays où elle peut tirer parti de sa connaissance du milieu des affaires et où les faibles coûts l'aident à générer des bénéfices d'exploitation et des flux de trésorerie tirés de l'exploitation positifs. Par le passé, Centurion a investi tant dans les champs que les terrains exploités et dans les zones d'intérêt géologiques définis de façon sismique. Au fur et à mesure de l'augmentation des flux de trésorerie tirés des activités existantes, Centurion a l'intention d'investir dans des activités d'exploration plus spéculatives, mais susceptibles de générer un rendement élevé.

Les quatre principaux aspects de la stratégie actuelle de Centurion sont les suivants : i) l'exploitation continue des terrains existants sous concession en Afrique du Nord et les nouvelles mises en valeur potentielles à faible risque dans ces concessions en vue de compenser une baisse normale de la production des puits existants; ii) le début de la production de certains autres emplacements faisant partie des concessions existantes en Égypte qui, de l'avis de Centurion, généreront un rendement relativement élevé et augmenteront la production moyennant un risque relativement faible du fait que la société fait correspondre ses réserves prouvées existantes à son infrastructure existante; iii) les forages d'exploration à certains autres emplacements visés par des permis existants qui, de l'avis de la direction, sont les plus aptes à susciter des découvertes de pétrole et de gaz susceptibles d'une exploitation commerciale et iv) l'acquisition de nouvelles superficies d'exploration ou la prise de participation dans celles-ci ainsi que la prise de participation dans des superficies de mise en valeur plus risquées ou plus coûteuses que celles qu'elle détient actuellement.

Sommaire de la production et des revenus d'exploitation

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2003, la quote-part brute de la production revenant à Centurion s'est élevée à environ 677 000 barils de pétrole et à 1 230 MMpi³ de gaz à partir de ses terrains en Tunisie par rapport à 752 000 barils de pétrole pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002. La quote-part brute moyenne de la production de pétrole obtenue de l'ensemble de ses terrains en Tunisie s'est élevée à 1 860 bp/j et à 3 370 Mpi³/jour de gaz pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003 par rapport à 2 060 bp/j pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002. Se reporter à la rubrique « Exposé des données sur les réserves et autres renseignements sur le pétrole et le gaz ».

En Égypte, Centurion a produit du pétrole à partir du champ de Hana et du gaz et des LGN à partir des champs d'El Wastani et de South El Manzala, tous deux visés par un bail de mise en valeur, au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2003. La quote-part brute de la production de pétrole provenant du champ de Hana revenant à Centurion s'est élevée à 164 000 barils de pétrole pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003, par rapport à 140 000 barils de pétrole pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002. La production et la vente de gaz et de LGN provenant de la région visée par le bail de mise en valeur de South El Manzala a débuté en octobre 2003. Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2003,

Centurion a produit au total 6,7 Gpi³ de gaz et 240 000 bep de LGN à partir des régions visées par les baux de mise en valeur d'El Wastani et de South El Manzala, par rapport à 3,2 Gpi³ de gaz et à 190 000 bep de LGN provenant de la région visée par le bail de mise en valeur d'El Wastani au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2002. La production finale en fin d'exercice tirée des terrains égyptiens de Centurion s'élevait à 430 bp/j, à 44 MMpi³/jour de gaz (7 340 bep/jour) et à 685 bep/jour de LGN. Se reporter à la rubrique « Exposé des données sur les réserves et autres renseignements sur le pétrole et le gaz ».

Les ventes globales de pétrole et de gaz de Centurion pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003 se sont élevées à environ 2 410 000 barils d'équivalent pétrole représentant des produits d'exploitation (après déduction des redevances) de 51 727 000 \$, par rapport à environ 1 560 000 barils d'équivalent pétrole représentant des produits d'exploitation (après déduction des redevances et des impôts) de 36 304 000 \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002. Le prix moyen réalisé au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2003 a été de 28,75 \$ par bep par rapport à 33,42 \$ par bep en 2002.

Dispositions concernant la vente de pétrole

À l'exception de ce qui est indiqué ci-après, Centurion n'a conclu aucune vente de pétrole à long terme ni d'autres ententes pas plus qu'elle n'a pris d'engagements futurs importants en vue de vendre son pétrole et son condensat.

La production de pétrole et de condensat de Centurion provenant des champs d'El Bibane, de Robbana et d'Ezzaouia est vendue, aux termes d'ententes de commercialisation temporaires avec Standard Bank, à des raffineries multinationales à un prix fondé sur le prix du pétrole Brent (habituellement de 1,00 \$ US à 1,50 \$ US par baril inférieur à celui du pétrole West Texas Intermediate). Jusqu'à septembre 2003, lorsque la production a été suspendue, le pétrole produit à partir de la concession d'Al Manzah était vendue à ETAP (la société pétrolière nationale de Tunisie) à un prix fondé sur la moyenne du Brent au cours du mois de production. Le prix du Brent s'est établi en moyenne à environ 24,99 \$ US par baril en 2002 et à environ 29,00 \$ US par baril en 2003.

En 2001, Centurion a négocié une facilité de crédit de 30 millions de dollars américains avec Standard Bank, dont une tranche d'environ 10 millions de dollars américains a été prélevée et est actuellement impayée. Selon une exigence de la facilité de crédit de Standard Bank, Centurion doit prendre une entente de couverture avec Standard Bank pour se protéger de la faiblesse du prix du pétrole et s'assurer de flux de trésorerie suffisants tirés de ses ventes de pétrole en vue de s'acquitter de ses créances envers Standard Bank. Par conséquent, Centurion a conclu un tunnel à prime zéro aux termes duquel elle a établi un prix plancher et un prix plafond relativement à une partie de sa production de pétrole. Si le prix de vente moyen du brut de Brent est supérieur au prix plafond établi, Centurion est tenue d'acquitter la différence au fonds de couverture. Si le prix de vente moyen est inférieur au prix plancher, Centurion a le droit de recevoir la différence de la part du fonds de couverture. L'entente de couverture était en vigueur au cours du dernier exercice financier révolu de Centurion mais a depuis pris fin. Centurion n'a pas l'intention de renouveler l'entente de couverture. Se reporter à la rubrique « Autre information concernant le pétrole et le gaz – Contrats à livrer et instruments financiers ».

Dispositions concernant la vente de gaz

En Tunisie, le gaz en provenance des champs d'El Bibane et d'Ezzaouia est vendu à la centrale de SEEB, dont Centurion est propriétaire à 50 %. Aux termes de conventions d'achat de gaz distinctes datées du 17 décembre 2001, le gaz destiné à la centrale de SEEB provient du champ d'El Bibane, où Centurion détient une participation de 73,8 %, et du champ d'Ezzaouia, où Centurion détient une participation de 31,4 %. Le prix de vente du gaz a été fixé, au moment de l'approbation par le gouvernement tunisien de la

centrale de SEEB, à 0,30 \$ US par MMbtu avec une augmentation de 1,5 % par année pendant la durée de la centrale de SEEB. Avant le parachèvement de la centrale de SEEB, le gaz produit à partir des champs d'El Bibane et d'Ezzaouia était brûlé à la torche. Bien que le prix du gaz soit inférieur aux prix actuels sur les marchés mondiaux, Centurion reçoit 50 % des produits d'exploitation nets tirés des ventes d'électricité de la centrale de SEEB (après déduction des frais d'exploitation et des frais du service de la dette). En outre, du fait de sa participation dans l'aménagement de la centrale de SEEB, Centurion a radié un passif fiscal antérieur exigible d'un certain nombre de ses filiales en exploitation envers le gouvernement de la Tunisie s'élevant à environ 2,8 millions de dollars américains.

En Égypte, Centurion a conclu avec EGPC une lettre d'entente concernant la vente de gaz et de condensat en juin 2001 en vue de la vente du gaz provenant de la région visée par le bail de mise en valeur d'El Wastani. Selon les modalités de cette entente, Centurion est autorisée à vendre à EGPC jusqu'à 12 MMpi³/jour de gaz jusqu'au 1^{er} janvier 2005, quantité qui sera ramenée à 2 MMpi³/jour de gaz d'ici le 1^{er} janvier 2010. Le prix de vente du gaz s'élève à 2,65 \$ US par MMbtu avant des coûts des investissements et à 2,50 \$ US par MMbtu après récupération des coûts des investissements (en supposant que le prix du brut mélangé de Brent se situe au-dessus de 20,00 \$ US par baril). Entre août 2001 et mars 2002, Centurion a procédé à la construction d'une installation de traitement du gaz principale et d'un gazoduc jumelé de 28 kilomètres reliant les puits El Wastani n° 1 et n° 2 à l'usine de traitement du gaz d'Abu Maadi, dont EGPC est propriétaire. Les premières ventes de gaz à EGPC tirées de la région visée par le bail de mise en valeur d'El Wastani de Centurion ont débuté le 31 mars 2002. La production moyenne tirée du champ d'El Wastani au cours de 2003 s'élevait à environ 11 MMpi³/jour de gaz et à environ 660 barils de condensat et de LGN par jour.

Centurion a conclu avec EGPC une lettre d'entente concernant la vente de gaz et de condensat en septembre 2002 en vue de la vente du gaz provenant de la région visée par le bail de mise en valeur de South El Manzala à EGPC. Selon les modalités de cette entente, Centurion est autorisée à vendre jusqu'à 35 MMpi³/jour de gaz à un prix de vente de 2,65 \$ US par MMbtu avant récupération des coûts des investissements et à 2,50 \$ US par MMbtu après récupération des coûts des investissements (en supposant que le prix du brut mélangé de Brent se situe au-dessus de 20 \$ US par baril). La construction d'un gazoduc, d'un réseau de collecte et d'une installation de traitement centrale nécessaire aux expéditions de gaz provenant de la région visée par le bail de mise en valeur de South El Manzala a été parachevée en septembre 2003. Les premières ventes de gaz provenant de cette région ont débuté en octobre 2003. Les niveaux de production finaux en fin d'année pour 2003 provenant du champ de South El Manzala s'élevaient à 34 MMpi³/jour de gaz.

Bureaux et employés

Le bureau principal de Centurion est situé à Calgary, en Alberta. Elle possède également des bureaux d'exploitation à Tunis, en Tunisie et au Caire, en Égypte. Le tableau suivant indique le nombre d'employés et d'experts-conseils de Centurion par emplacement géographique à la fin du dernier exercice révolu.

Emplacement	Calgary, en Alberta	Tunis, en Tunisie	Le Caire, en Égypte
Nombre d'employés	8	30	23
Nombre d'experts-conseils	5	29	2
Total	13	59	25

EXPOSÉ DES DONNÉES SUR LES RÉSERVES ET AUTRES RENSEIGNEMENT SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ

L'exposé suivant portant sur les données relatives aux réserves et autres renseignements sur le pétrole et le gaz concernant Centurion est daté du 1^{er} janvier 2004, sa date de prise d'effet est le 31 décembre 2003 et il a été présenté en date du 15 avril 2004.

APA Petroleum Engineering, Inc. (« APA ») a rédigé un rapport sur les réserves daté du 31 décembre 2003 (le « rapport d'APA de 2003 ») qui évalue les réserves prouvées et probables de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN attribuables aux participations de Centurion dans ses terrains de Tunisie et d'Égypte ainsi que la valeur actualisée nette des flux de trésorerie futurs tirés de ces réserves, en fonction de prix prévisionnels et constants et d'hypothèses sur les coûts. Les renseignements sur les réserves figurant dans le rapport d'APA de 2003 ont été rédigés et sont présentés conformément aux exigences du Règlement 51-101 – *Information concernant les activités pétrolières et gazières*.

Pour rédiger son rapport, APA a obtenu des renseignements de base de Centurion, dont les données sur les terrains, les renseignements sur les puits, les renseignements géologiques, les études sur les gisements, les estimations des dates de mise en service, les renseignements sur les contrats, les prix actuels des hydrocarbures, les données sur les coûts d'exploitation, les prévisions de budget d'immobilisations, les données financières et les projets d'exploitation futurs. Les autres données techniques, géologiques et ou économiques requises pour procéder à l'évaluation et sur lesquelles le rapport d'APA de 2003 se fonde ont été obtenues de registres publics, d'autres exploitants et de dossiers non confidentiels d'APA. APA a accepté la mesure et le caractère de propriété et la précision de toutes les données factuelles provenant de toutes les sources aux fins de l'évaluation indépendante, telles qu'elles lui ont été déclarées.

Les tableaux suivants, fondés sur le rapport d'APA de 2003, indiquent la quote-part estimative des réserves de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN revenant à Centurion en provenance de ses terrains et la valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs estimatifs tirés de ces réserves, au moyen de prix et de coûts constants et prévisionnels, de la façon indiquée. **Toutes les évaluations de la valeur actualisée des produits d'exploitation nets futurs estimatifs figurant dans le rapport d'APA de 2003 sont indiquées après la constitution d'une provision au titre des dépenses en immobilisations futures estimatives et avant la constitution d'une provision au titre des coûts futurs de restauration et de remise en état des lieux, des impôts sur le revenu et des coûts indirects et ne présentent pas nécessairement la juste valeur marchande des réserves. Les données estimatives quant à la récupération et aux réserves de pétrole, de LGN et de gaz naturel de Centurion fournies aux présentes constituent des estimations uniquement et rien ne garantit que les réserves estimatives seront récupérées. Les réserves réelles peuvent être supérieures ou inférieures aux estimations fournies aux présentes.**

À moins d'indication contraire expresse, on entend par pétrole, gaz, liquides de gaz naturel, réserves (brutes, nettes, prouvées, probables, possibles, mises en valeur, mises en valeur exploitées, mises en valeur inexploitées, non mises en valeur), prix et coûts constants, prix et coûts prévisionnels, frais d'exploitation, coûts, frais de mise en valeur, produits d'exploitation nets futurs et charges futures d'impôt, le sens attribué à ces expressions dans le Règlement 51-101 ou l'Instruction générale 51-101 et dans tous les formulaires dont ils font mention. Les valeurs estimatives des produits d'exploitation nets futurs indiquées aux présentes ne représentent pas nécessairement leur juste valeur marchande.

Relevé des réserves de pétrole et de gaz au 31 décembre 2003

Prix et coûts constants¹⁾

	Pétrole		LGN		Gaz naturel	
	Brutes ²⁾ (MMbcs)	Nettes ³⁾ (MMbcs)	Brutes ²⁾ (MMbs)	Nettes ³⁾ (MMbcs)	Brutes ²⁾ (Gpi ³⁾)	Nettes ³⁾ (Gpi ³⁾)
TUNISIE						
Prouvées mises en valeur exploitées	2,546	2,293	-	-	13,904	12,695
Prouvées mises en valeur inexploitées	-	-	-	-	0,876	0,762
Prouvées non mises en valeur	0,285	0,256	-	-	5,158	4,671
Total des réserves prouvées	2,831	2,549	-	-	19,938	18,129
Probables supplémentaires	1,762	1,555	-	-	12,867	11,620
Prouvées et probables	4,593	4,105	-	-	32,805	29,749
ÉGYPTE						
Prouvées mises en valeur exploitées	0,211	0,107	0,215	0,102	43,090	18,666
Prouvées mises en valeur inexploitées	-	-	-	-	-	-
Prouvées non mises en valeur	-	-	0,251	0,119	6,247	2,967
Total des réserves prouvées	0,211	0,107	0,466	0,221	49,337	21,634
Probables supplémentaires	0,404	0,207	1,194	0,567	105,538	38,842
Prouvées et probables	0,615	0,314	1,660	0,789	154,875	60,475
TOTAL DE LA SOCIÉTÉ						
Prouvées mises en valeur exploitées	2,757	2,400	0,215	0,102	56,994	31,361
Prouvées mises en valeur inexploitées	-	-	-	-	0,876	0,762
Prouvées non mises en valeur	0,285	0,256	0,251	0,119	11,405	7,639
Total des réserves prouvées	3,042	2,657	0,466	0,221	69,275	39,762
Probables supplémentaires	2,166	1,762	1,194	0,568	118,405	50,462
Prouvées et probables	5,208	4,418	1,660	0,789	187,680	90,224

Notes :

- 1) Les réserves indiquées dans le présent tableau se fondent sur des hypothèses de prix et de coûts constants au moyen d'un prix du brut de Brent moyen de 30,15 \$ US par baril. Dans le cas des terrains tunisiens, un prix du gaz de 0,30 \$ US/MMbtu a été utilisé et a été augmenté de 1,5 % par année, conformément aux modalités du contrat d'achat de gaz existant intervenu entre Centurion et SEEB. Dans le cas des terrains égyptiens, un prix du gaz de 2,65 \$ US/MMbtu a été utilisé et a été tenu constant tant pour la région visée par le bail de mise en valeur d'El Wastani que pour la région visée par le bail de mise en valeur de South El Manzala.
- 2) Les réserves brutes représentent la quote-part des réserves attribuables à la participation de Centurion avant déduction de l'ensemble des redevances, des taxes à la production ou de leurs équivalents.
- 3) Les réserves nettes représentent la quote-part des réserves attribuables à la participation de Centurion, après déduction de l'ensemble des redevances, des taxes à la production et de leurs équivalents, mais avant déduction des impôts.

Relevé de la valeur actualisée nette des réserves nettes futures
au 31 décembre 2003
Prix et coûts constants¹⁾
(en millions de \$ CA)²⁾

	Avant impôt					Après impôt				
	Actualisée au taux de					Actualisée au taux de				
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
TUNISIE										
Prouvées mises en valeur exploitées	65,651	51,456	42,406	36,314	32,013	53,487	43,258	36,401	31,587	28,072
Prouvées mises en valeur inexploitées	1,543	1,142	0,883	0,708	0,584	0,790	0,580	0,446	0,356	0,293
Prouvées non mises en valeur	11,537	2,735	0,142	(0,715)	(1,014)	5,753	1,075	(0,374)	(0,887)	(1,079)
Total des réserves prouvées	78,730	55,333	43,432	36,307	31,584	60,030	45,913	36,472	31,057	27,287
Probables supplémentaires	44,650	28,173	19,970	14,822	11,182	20,753	13,883	10,021	7,357	5,346
Prouvées et probables	123,381	83,506	63,402	51,129	42,766	80,783	58,796	46,493	38,414	32,633
ÉGYPTE										
Prouvées mises en valeur exploitées	54,593	51,035	48,045	45,499	43,304	54,593	51,035	48,045	45,499	43,304
Prouvées mises en valeur inexploitées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Prouvées non mises en valeur	6,131	5,348	4,681	4,109	3,616	6,131	5,348	4,681	4,109	3,616
Total des réserves prouvées	60,724	56,383	52,726	49,608	46,919	60,724	56,383	52,726	49,608	46,919
Probables supplémentaires	97,884	71,791	54,284	42,027	33,141	97,884	71,791	54,284	42,027	33,141
Prouvées et probables	158,608	128,174	107,010	91,635	80,060	158,608	128,174	107,010	91,635	80,060
TOTAL DE LA SOCIÉTÉ										
Prouvées mises en valeur exploitées	120,224	102,491	90,451	81,813	75,317	108,080	94,292	84,446	77,086	71,376
Prouvées mises en valeur inexploitées	1,543	1,142	0,883	0,708	0,584	0,790	0,580	0,446	0,356	0,293
Prouvées non mises en valeur	17,667	8,082	4,823	3,394	2,602	11,883	6,423	4,306	3,222	2,537
Total des réserves prouvées	139,455	111,716	96,158	85,915	78,503	120,754	101,295	89,198	80,665	74,206
Probables supplémentaires	142,535	99,964	74,254	56,849	44,323	118,637	85,674	64,304	49,385	38,487
Prouvées et probables	281,989	211,680	170,412	142,764	122,826	239,391	186,970	153,503	130,050	112,693

Notes :

- 1) La valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs indiqués dans le présent tableau se fonde sur des hypothèses de prix et de coûts constants en fonction d'un prix du brut de Brent moyen de 30,15 \$ US par baril. Dans le cas des terrains tunisiens, un prix du gaz de 0,30 \$ US/MMbtu a été utilisé et a été augmenté de 1,5 % par année, conformément aux modalités du contrat d'achat de gaz existant intervenu entre Centurion et SEEB. Dans le cas des terrains égyptiens, un prix du gaz de 2,65 \$ US/MMbtu a été utilisé et a été tenu constant tant pour la région visée par le bail de mise en valeur d'El Wastani que pour la région visée par le bail de mise en valeur de South El Manzala. Les valeurs estimatives des produits d'exploitation nets futurs indiquées aux présentes ne représentent pas nécessairement leur juste valeur marchande.
- 2) Toutes les données sont en dollars canadiens. Un taux de change de 1,00 \$ CA = 0,773 \$ US a été utilisé aux présentes.

Total des produits d'exploitation nets futurs au 31 décembre 2003¹⁾

(non actualisés)

Prix et coûts constants²⁾
(en millions de \$ CA)

	Tunisie		Égypte		Total de la société	
	Prouvées	Prouvées et probables	Prouvées	Prouvées et probables	Prouvées	Prouvées et probables
Produits d'exploitation	115,45	188,30	192,90	602,69	308,35	790,99
Redevances et autres éléments ³⁾	11,38	19,76	107,26	359,65	118,64	379,41
Coûts d'exploitation	38,75	47,09	22,28	59,02	61,03	106,21
Coûts d'abandon	-	1,87	0,69	0,69	0,69	2,56
Coûts de mise en valeur	3,87	24,50	1,94	24,72	5,81	49,22
Produits d'exploitation nets avant impôt	78,73	123,38	60,72	158,61	139,45	281,99
Charges d'impôt	18,70	42,60	-	-	18,70	42,60
Produits d'exploitation nets futurs après impôt	60,03	80,78	60,72	158,61	120,75	239,39

Notes :

- 1) Le total des produits d'exploitation nets futurs a été calculé à partir de 2004 jusqu'à 2022, inclusivement.
- 2) Des hypothèses de prix et de coûts constants ont été utilisées en fonction d'un prix du brut de Brent moyen de 30,15 \$ US par baril. Dans le cas des terrains tunisiens, un prix du gaz de 0,30 \$ US/MMbtu a été utilisé et a été augmenté de 1,5 % par année, conformément aux modalités du contrat d'achat de gaz existant intervenu entre Centurion et SEEB. Dans le cas des terrains égyptiens, un prix du gaz de 2,65 \$ US/MMbtu a été utilisé et a été tenu constant. Toutes les données sont en dollars canadiens. Un taux de change de 1,00 \$ CA = 0,773 \$ US a été utilisé aux présentes. Les valeurs estimatives des produits d'exploitation nets futurs indiquées aux présentes ne représentent pas nécessairement leur juste valeur marchande.
- 3) Les activités de Centurion en Égypte sont exercées aux termes d'un contrat de partage de la production aux termes duquel Centurion reçoit 47,5 % du produit de la production avant récupération des coûts, pourcentage ramené à 30 % après récupération des coûts. Ce produit de la production tient compte de la déduction d'une redevance implicite et des charges d'impôt. Dans le tableau précédent, le montant total relatif à la quote-part du produit de la production revenant au gouvernement égyptien a été imputé au poste redevances et autres éléments.

**Valeur actualisée nette des produits
d'exploitation nets futurs par groupe de production au 31 décembre 2003**

(actualisée au taux de 10 %)

**Prix et coûts constants¹⁾
(en millions de \$ CA)
(avant impôts)**

CATÉGORIE DE RÉSERVES	Pétrole	Gaz naturel et LGN	Autres produits d'exploitation ²⁾	Total
TUNISIE				
Prouvées	35,544	2,802	5,086	43,432
Probables supplémentaires	19,404	0,149	0,417	19,970
Prouvées et probables	<u>54,948</u>	<u>2,951</u>	<u>5,503</u>	<u>63,402</u>
ÉGYPTE				
Prouvées	0,460	52,266	-	52,726
Probables supplémentaires	0,519	53,765	-	54,284
Prouvées et probables	<u>0,979</u>	<u>106,031</u>	<u>-</u>	<u>107,010</u>
TOTAL DE LA SOCIÉTÉ				
Prouvées	36,004	55,068	5,086	96,158
Probables supplémentaires	19,923	53,914	0,417	74,254
Prouvées et probables	<u>55,927</u>	<u>108,982</u>	<u>5,503</u>	<u>170,412</u>

Notes :

- 1) Des hypothèses de prix et de coûts constants ont été utilisées en fonction d'un prix du brut de Brent moyen de 30,15 \$ US par baril. Pour ce qui est des terrains tunisiens, un prix du gaz de 0,30 \$ US/MMbtu a été utilisé et a été augmenté de 1,5 % par année, conformément aux modalités du contrat d'achat de gaz existant intervenu entre Centurion et SEEB. Pour ce qui est des terrains égyptiens, un prix du gaz de 2,65 \$ US/MMbtu a été utilisé et a été tenu constant. Toutes les données sont en dollars canadiens. Un taux de change de 1,00 \$ CA = 0,773 \$ US a été utilisé aux présentes. Les valeurs estimatives des produits d'exploitation nets futurs indiquées aux présentes ne représentent pas nécessairement leur juste valeur marchande.
- 2) Les autres produits d'exploitation représentent : 1) la quote-part de 50 % des profits nets revenant à Centurion tirés de l'exploitation de la centrale de SEEB, la quote-part des ventes de la production de gaz à SEEB provenant d'El Bibane revenant à Centurion et la quote-part des ventes de la production de gaz à SEEB provenant d'Ezzaouia revenant à Centurion et 2) la quote-part de 31,3846 % des flux de trésorerie revenant à Centurion provenant des frais d'entreposage et de manutention imposés par le champ d'Ezzaouia à El Bibane pour le stockage et la manutention du pétrole brut d'El Bibane.

**Relevé des réserves de pétrole et de gaz
au 31 décembre 2003**

Prix et coûts prévisionnels¹⁾

	Pétrole		LGN		Gaz naturel	
	Brutes ²⁾ (MMbcs)	Nettes ³⁾ (MMbcs)	Brutes ²⁾ (MMbs)	Nettes ³⁾ (MMbcs)	Brutes ²⁾ (Gpi ³⁾)	Nettes ³⁾ (Gpi ³⁾)
TUNISIE						
Prouvées mises en valeur exploitées	2,346	2,124	-	-	13,904	12,729
Prouvées mises en valeur inexploitées	0,134	0,117	-	-	0,795	0,692
Prouvées non mises en valeur	0,221	0,201	-	-	5,054	4,599
Total des réserves prouvées	2,701	2,443	-	-	19,753	18,019
Probables supplémentaires	1,864	1,647	-	-	13,028	11,799
Prouvées et probables	4,566	4,090	-	-	32,781	29,818
ÉGYPTE						
Prouvées mises en valeur exploitées	0,211	0,108	0,215	0,102	43,090	18,778
Prouvées mises en valeur inexploitées	-	-	-	-	-	-
Prouvées non mises en valeur	-	-	0,206	0,980	5,160	2,451
Total des réserves prouvées	0,211	0,108	0,421	0,200	48,250	21,229
Probables supplémentaires	0,345	0,176	1,160	0,551	104,884	39,305
Prouvées et probables	0,556	0,284	1,581	0,751	153,134	60,535
TOTAL DE LA SOCIÉTÉ						
Prouvées mises en valeur exploitées	2,557	2,232	0,215	0,102	56,994	31,507
Prouvées mises en valeur inexploitées	0,134	0,117	-	-	0,795	0,692
Prouvées non mises en valeur	0,221	0,201	0,206	0,980	10,214	7,049
Total des réserves prouvées	2,912	2,550	0,421	0,200	68,003	39,248
Probables supplémentaires	2,209	1,823	1,160	0,551	117,912	51,104
Prouvées et probables	5,122	4,373	1,581	0,751	185,915	90,353

Notes :

- 1) Les réserves indiquées dans le présent tableau se fondent sur les prix prévisionnels du brut de Brent utilisés par l'APA, dont les détails sont exposés dans le tableau intitulé « Relevé des hypothèses sur les prix et les coûts au 31 décembre 2003 – Prix et coûts prévisionnels » situé ailleurs dans la présente notice annuelle. Pour ce qui est des terrains tunisiens, un prix du gaz de 0,30 \$ US/MMbtu a été utilisé et a été augmenté de 1,5 % par année, conformément aux modalités du contrat d'achat de gaz existant intervenu entre Centurion et SEEB. Pour ce qui est des terrains égyptiens, un prix du gaz de 2,65 \$ US/MMbtu a été utilisé et a été tenu constant tant pour la région visée par le bail de mise en valeur d'El Wastani que pour la région visée par le bail de mise en valeur de South El Manzala.
- 2) Les réserves brutes correspondent aux réserves dont Centurion est propriétaire, avant déduction de l'ensemble des redevances, des taxes à la production ou leurs équivalents.
- 3) Les réserves nettes correspondent aux réserves dont Centurion est propriétaire, après déduction de l'ensemble des redevances, des taxes à la production ou de leurs équivalents, mais avant déduction des impôts.

**Relevé de la valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs
au 31 décembre 2003**

**Prix et coûts prévisionnels¹⁾
(en millions de \$ CA)²⁾**

	Avant impôts actualisés au taux de					Après impôts actualisés au taux de				
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
TUNISIE										
Prouvées mises en valeur exploitées	47,679	37,843	31,604	27,427	24,489	44,683	35,299	29,318	25,301	22,476
Prouvées mises en valeur inexploitées	0,765	0,828	0,808	0,752	0,685	0,306	0,446	0,483	0,473	0,441
Prouvées non mises en valeur	10,259	2,304	(0,117)	(0,935)	(1,218)	5,612	0,910	(0,612)	(1,149)	(1,335)
Total des réserves prouvées	58,703	40,975	32,296	27,244	23,956	50,601	36,655	29,189	24,625	21,582
Probables supplémentaires	30,047	17,371	11,283	7,537	4,918	12,792	8,356	5,506	3,392	1,751
Prouvées et probables	88,750	58,346	43,579	34,781	28,874	63,392	45,011	34,695	28,017	23,333
ÉGYPTE										
Prouvées mises en valeur exploitées	54,550	50,976	47,971	45,411	43,202	54,550	50,976	47,971	45,411	43,202
Prouvées mises en valeur inexploitées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Prouvées non mises en valeur	4,995	4,371	3,835	3,372	2,969	4,995	4,371	3,835	3,372	2,969
Total des réserves prouvées	59,544	55,347	51,807	48,783	46,171	59,544	55,347	51,807	48,783	46,171
Probables supplémentaires	92,565	68,094	51,509	39,812	31,287	92,565	68,094	51,509	39,812	31,287
Prouvées et probables	152,109	123,441	103,316	88,595	77,458	152,109	123,441	103,316	88,595	77,458
TOTAL DE LA SOCIÉTÉ										
Prouvées mises en valeur exploitées	102,229	88,819	79,576	72,837	67,691	99,232	86,275	77,289	70,712	65,678
Prouvées mises en valeur inexploitées	0,765	0,828	0,808	0,752	0,685	0,306	0,446	0,483	0,473	0,441
Prouvées non mises en valeur	15,254	6,675	3,719	2,437	1,752	10,607	5,281	3,223	2,223	1,634
Total des réserves prouvées	118,248	96,322	84,102	76,027	70,127	110,145	92,002	80,996	73,408	67,754
Probables supplémentaires	122,612	85,465	62,792	47,349	36,205	105,357	76,450	57,015	43,204	33,038
Prouvées et probables	240,859	181,787	146,894	123,376	106,332	215,502	168,452	138,011	116,612	100,791

Notes :

- 1) La valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs indiquée dans le présent tableau se fonde sur des hypothèses de prix et de coûts prévisionnels. Les détails concernant les hypothèses de prix et de coûts prévisionnels figurent au tableau intitulé « Relevé des hypothèses de prix et de coûts au 31 décembre 2003 – Prix et coûts prévisionnels » situé ailleurs dans la présente notice annuelle. Les valeurs estimatives des produits d'exploitation nets futurs indiquées aux présentes ne représentent pas nécessairement leur juste valeur marchande.
- 2) Toutes les données sont en dollars canadiens. Un taux de change de 1,00 \$ CA = 0,773 \$ US a été utilisé aux présentes.

Total des produits d'exploitation nets futurs au 31 décembre 2003¹⁾

(non actualisés)

Prix et coûts prévisionnels²⁾ (en millions de \$ CA)

	Tunisie		Égypte		Total de la société	
	Prouvées	Prouvées et probables	Prouvées	Prouvées et probables	Prouvées	Prouvées et probables
Produits d'exploitation	96,88	161,42	188,65	599,91	285,53	761,33
Redevances et autres éléments ³⁾	9,18	16,54	104,85	356,95	114,03	373,49
Coûts d'exploitation	42,30	54,82	21,52	63,60	63,81	118,42
Coûts d'abandon	-	2,92	0,74	0,81	0,74	3,73
Coûts de mise en valeur	4,31	27,80	2,00	26,44	6,32	54,24
Produits d'exploitation nets avant impôt	58,70	88,75	59,54	152,11	118,25	240,86
Charges d'impôt	8,10	23,36	-	-	8,10	25,36
Produits d'exploitation nets futurs après impôt	50,60	63,39	59,54	152,11	110,15	215,50

Notes :

- 1) Le total des produits d'exploitation nets futurs a été calculé à partir de 2004 jusqu'à 2022, inclusivement.
- 2) Les réserves et la valeur actualisée nette estimative des produits d'exploitation nets futurs indiquées dans le présent tableau se fondent sur les prix prévisionnels du brut de Brent utilisés par l'APA, dont les détails figurent au tableau intitulé « Relevé des hypothèses de prix et de coûts au 31 décembre 2003 – Prix et coûts prévisionnels » situé ailleurs dans la présente notice annuelle. Pour ce qui est des terrains tunisiens, un prix du gaz de 0,30 \$ US/MMbtu a été utilisé et a été augmenté de 1,5 % par année, conformément aux modalités du contrat d'achat de gaz existant intervenu entre Centurion et SEEB. Pour ce qui est des terrains égyptiens, un prix du gaz de 2,65 \$ US/MMbtu a été utilisé et a été tenu constant tant pour la région visée par le bail de mise en valeur d'El Wastani que pour la région visée par le bail de mise en valeur de South El Manzala. Les valeurs estimatives des produits d'exploitation nets futurs indiquées aux présentes ne représentent pas nécessairement leur juste valeur marchande.
- 3) Les activités de Centurion en Égypte sont exercées aux termes d'un contrat de partage de la production aux termes duquel Centurion reçoit 47,5 % du produit de la production avant récupération des coûts, pourcentage ramené à 30 % après récupération des coûts. Ce produit de la production tient compte de la déduction d'une redevance implicite et des charges d'impôt. Dans le tableau précédent, le montant total relatif à la quote-part du produit de la production revenant au gouvernement égyptien a été imputé au poste redevances et autres éléments.

**Valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs
par groupe de production au 31 décembre 2003**

(actualisée au taux de 10 %)

**Prix et coûts prévisionnels¹⁾
(en millions de \$ CA)
(avant impôts)**

CATÉGORIE DE RÉSERVES	Pétrole	Gaz naturel et LGN	Autres produits d'exploitation ²⁾	Total
TUNISIE				
Prouvées	25,296	2,518	4,481	32,296
Probables supplémentaires	11,210	(0,025)	0,098	11,283
Prouvées et probables	36,506	2,493	4,579	43,579
ÉGYPTE				
Prouvées	0,263	51,543	-	51,807
Probables supplémentaires	(0,072)	51,581	-	51,509
Prouvées et probables	0,192	103,124	-	103,316
TOTAL DE LA SOCIÉTÉ				
Prouvées	25,560	54,062	4,481	84,102
Probables supplémentaires	11,138	51,556	0,098	62,792
Prouvées et probables	36,698	105,617	4,579	146,894

Notes :

- 1) Les réserves et la valeur actualisée nette estimative des produits d'exploitation nets futurs indiquées dans le présent tableau se fondent sur les prix prévisionnels du brut de Brent utilisés par l'APA, dont les détails figurent au tableau intitulé « Relevé des hypothèses de prix et de coûts au 31 décembre 2003 – Prix et coûts prévisionnels » situé ailleurs dans la présente notice annuelle. Pour ce qui est des terrains tunisiens, un prix du gaz de 0,30 \$ US/MMbtu a été utilisé et a été augmenté de 1,5 % par année, conformément aux modalités du contrat d'achat de gaz existant intervenu entre Centurion et SEEB. Pour ce qui est des terrains égyptiens, un prix du gaz de 2,65 \$ US/MMbtu a été utilisé et a été tenu constant tant pour la région visée par le bail de mise en valeur d'El Wastani que pour la région visée par le bail de mise en valeur de South El Manzala. Les valeurs estimatives des produits d'exploitation nets futurs indiquées aux présentes ne représentent pas nécessairement leur juste valeur marchande.
- 2) Les autres produits d'exploitation représentent : 1) la quote-part de 50 % des profits nets revenant à Centurion tirés de l'exploitation de la centrale de SEEB, la quote-part des ventes de la production de gaz à SEEB provenant d'El Bibane revenant à Centurion et la quote-part des ventes de la production de gaz à SEEB provenant d'Ezzaouia revenant à Centurion et 2) la quote-part de 31,3846 % des flux de trésorerie revenant à Centurion provenant des frais d'entreposage et de manutention imposés par le champ d'Ezzaouia à El Bibane pour le stockage et la manutention du pétrole brut d'El Bibane.

Relevé des hypothèses de prix au 31 décembre 2003

Prix et coûts constants

Exercice terminé le 31 décembre	Pétrole		Gaz naturel		LGN	Taux de change
	Mélange Brent à Sollom Voe (\$ US/b)	Mélange Suez en Égypte (\$ US/b)	Tunisie \$ US/MMbtu Prix contractuel ¹⁾	Égypte \$ US/MMbtu Prix contractuel ²⁾	(\$ US/b)	\$ US/\$ CA
2003	30,15	25,98	0,305 \$	2,65	28,93	0,7727

Prix et coûts prévisionnels

Exercice terminé le 31 décembre	Pétrole		Gaz naturel		LGN	Taux d'inflation	Taux de change
	Mélange Brent à Sollom Voe (\$ US/b)	Mélange Suez en Égypte (\$ US/b)	Tunisie \$ US/MMbtu Prix contractuel	Égypte \$ US/MMbtu Prix contractuel	(\$ US/b)	% par année	\$ US/\$ CA
Prévision							
2004	27,90	24,07	0,303	2,65	26,68	2,00	0,76
2005	25,81	22,29	0,307	2,65	24,59	2,00	0,76
2006	24,58	21,25	0,312	2,65	23,36	1,70	0,75
2007	24,01	20,75	0,316	2,65	22,79	1,50	0,75
2008	23,72	20,52	0,321	2,65	22,50	1,50	0,74
2009	23,65	20,45	0,326	2,65	22,43	1,50	0,74
2010	23,78	20,56	0,331	2,65	22,56	1,50	0,74
2011	23,91	20,68	0,336	2,65	22,69	1,50	0,74
2012	24,27	20,98	0,341	2,65	23,05	1,50	0,74
2013	24,64	21,29	0,346	2,65	23,42	1,50	0,74
2014	25,01	21,61	0,351	2,65	23,79	1,50	0,74
2015	25,38	21,93	0,356	2,65	24,16	1,50	0,74
2016	25,76	22,25	0,362	2,65	24,54	1,50	0,74
2017	26,15	22,58	0,367	2,65	24,93	1,50	0,74
2018	26,54	22,91	0,373	2,65	25,32	1,50	0,74
2019	26,94	23,25	0,378	2,65	25,72	1,50	0,74
2020	27,34	23,59	0,384	2,65	26,12	1,50	0,74
2021	27,75	23,94	0,390	2,65	26,53	1,50	0,74
2022	28,17	24,30	0,396	2,65	26,95	1,50	0,74

Notes :

- 1) Dans tous les calculs des prix et des coûts constants, pour ce qui est des terrains tunisiens de Centurion, un prix du gaz de 0,30 \$ US/MMbtu a été utilisé et a été augmenté de 1,5 % par année, conformément aux modalités du contrat d'achat de gaz existant intervenu entre Centurion et SEEB.
- 2) Dans tous les calculs des prix et des coûts constants, pour ce qui est des terrains égyptiens de Centurion, un prix du gaz de 2,65 \$ US/MMbtu a été utilisé en fonction des modalités de contrats d'achat de gaz existants intervenus entre Centurion et EGPC.

Rapprochement des réserves nettes de la société par type de produits principaux¹⁾

Prix et coûts constants

	Pétrole moyen			LGN			Gaz naturel		
	Prouvées (MMb)	Probables (MMb)	Prouvées et probables (MMb)	Prouvées (MMb)	Probables (MMb)	Prouvées et probables (MMb)	Prouvées (Gpi ³)	Probables (Gpi ³)	Prouvées et probables (Gpi ³)
TUNISIE									
31 décembre 2002	2,828	2,092	4,920	0,457	0,156	0,613	22,285	7,809	30,093
Révisions techniques	0,319	(0,540)	(0,221)	(0,457)	(0,156)	(0,613)	(3,198)	3,809	0,611
Production	(0,598)	(0,004)	(0,594)	-	-	-	(0,958)	0,003	(0,956)
31 décembre 2003	2,549	1,555	4,105	-	-	-	18,129	11,620	29,749
ÉGYPTE									
31 décembre 2002	0,088	0,130	0,217	0,214	0,514	0,727	25,095	36,874	61,969
Révisions techniques	0,094	0,081	0,175	0,122	0,053	0,175	(0,300)	1,792	1,491
Production	(0,074)	(0,004)	(0,079)	(0,114)	-	(0,114)	(3,161)	0,176	(2,984)
31 décembre 2003	0,107	0,207	0,314	0,221	0,567	0,789	21,634	38,842	60,475
TOTAL DE LA SOCIÉTÉ									
31 décembre 2002	2,916	2,222	5,137	0,671	0,670	1,341	47,380	44,682	92,062
Révisions techniques	0,413	(0,459)	(0,046)	(0,335)	(0,103)	(0,438)	(3,498)	5,600	2,102
Production	(0,672)	(0,001)	(0,673)	(0,114)	-	(0,114)	(4,119)	0,179	(3,940)
31 décembre 2003	2,657	1,762	4,418	0,221	0,567	0,789	39,762	50,462	90,224

Rapprochement des changements de la valeur actualisée des produits d'exploitation nets

(actualisée au taux de 10 %)

Réserves prouvées Prix et coûts constants (en millions de \$ CA)

	Période terminée le 31 décembre 2003		
	Tunisie	Égypte	Total de la société
Estimation des produits d'exploitation nets futurs au 31 décembre 2003	70,70	67,38	138,08
Ventes et transferts de pétrole et de gaz produits, déduction faite des frais de production et des redevances	(23,74)	(13,21)	(36,96)
Variation nette des prix, des coûts de production et des redevances relatifs à la production future	(0,63)	(0,12)	(0,75)
Variation du taux de change du dollar US ³⁾	(12,56)	(12,06)	(24,62)
Découvertes	-	-	-
Acquisitions de réserves	-	-	-
Aliénations de réserves	-	-	-
Autres changements (détails)	6,05	(3,46)	2,60
Variation des frais de mise en valeur			
Extensions et récupération améliorée			
Variation des taux d'imposition			
Variation des frais de production et des redevances			
Variation nette résultant de la révision des estimations de quantité	(6,99)	8,92	1,94
Augmentation due à l'actualisation	3,65	5,27	8,92
Estimation des produits d'exploitation nets futurs au 31 décembre 2003	<u>36,47</u>	<u>52,73</u>	<u>89,20</u>

AUTRE INFORMATION CONCERNANT LES DONNÉES **SUR LES RÉSERVES DE CENTURION**

Réserves non mises en valeur

Le tableau suivant résume les volumes des réserves prouvées non mises en valeur et des réserves probables non mises en valeur de Centurion attribuées au cours de chacun des cinq derniers exercices.

Réserves non mises en valeur¹⁾

Prix et coûts constants

Exercice terminé le 31 décembre	Pétrole				Gas naturel				LGN			
	Prouvées		Probables ¹⁾		Prouvées		Probables ¹⁾		Prouvées		Probables ¹⁾	
	(MMb)		(MMb)		(Gpi ³)		(Gpi ³)		(MMb)		(MMb)	
	Brutes ²⁾	Nettes ³⁾	Brutes ²⁾	Nettes ³⁾	Brutes ²⁾	Nettes ³⁾	Brutes ²⁾	Nettes ³⁾	Brutes ²⁾	Nettes ³⁾	Brutes ²⁾	Nettes ³⁾
2003 ⁴⁾	0,285	0,257	2,166	1,761	11,405	7,638	118,405	50,462	0,251	0,119	1,194	0,568
2002 ⁵⁾	0,185	0,182	2,653	2,201	47,398	22,005	102,983	42,986	0,178	0,088	1,254	0,640
2001 ⁶⁾	1,377	1,222	2,964	2,401	64,750	40,104	97,004	38,277	0,436	0,397	0,949	0,453
2000 ⁷⁾	2,831	2,427	3,850	3,315	55,549	35,612	74,034	31,407	0,878	0,604	0,700	0,285
1999 ⁸⁾	2,331	1,993	4,820	4,093	34,502	21,596	19,599	8,409	0,508	0,228	0,506	0,195

Notes :

- 1) Aux fins de ce tableau, l'ensemble des réserves probables de Centurion a été classé comme réserves probables non mises en valeur.
- 2) Les réserves brutes correspondent à la quote-part de la participation de Centurion dans les réserves classées avant déduction des redevances, des taxes à la production ou de leurs équivalents.
- 3) Les réserves nettes correspondent à la quote-part de la participation de Centurion dans les réserves classées après déduction des redevances, des taxes à la production ou de leurs équivalents, mais avant déduction des impôts.
- 4) Les renseignements proviennent du rapport d'APA de 2003.
- 5) Les renseignements proviennent d'un rapport sur les réserves daté du 30 avril 2003 (avec effet au 31 décembre 2002) établi par APA Petroleum Engineering Inc.
- 6) Les renseignements proviennent d'un rapport sur les réserves daté du 31 mai 2002 (avec effet au 31 décembre 2001) établi par Adams Pearson Associates Inc.
- 7) Les renseignements proviennent d'un rapport sur les réserves daté du 18 mai 2001 (avec effet au 31 décembre 2000) établi par Adams Pearson Associates Inc.
- 8) Les renseignements proviennent d'un rapport sur les réserves daté du 31 mai 2000 (avec effet au 31 décembre 1999) établi par Adams Pearson Associates Inc.

Le texte qui suit décrit de façon générale la méthode selon laquelle Centurion a attribué les réserves prouvées et probables non mises en valeur ainsi que ses projets futurs pour la mise en valeur de ces réserves.

Réserves prouvées non mises en valeur

Les réserves prouvées non mises en valeur sont généralement les réserves relatives à des puits ayant fait l'objet d'un essai et qui ne sont pas encore raccordés, aux puits forés vers la fin de l'exercice ou aux puits éloignés du réseau de collecte de Centurion. En outre, ces réserves peuvent se rapporter à des emplacements où des forages intercalaires sont prévus. La majorité de ces réserves devraient être en service dans un délai de deux ans.

Réserves probables non mises en valeur

Les réserves probables non mises en valeur sont généralement les réserves ayant fait l'objet d'un essai ou qui sont qualifiées de productives par analogie, les emplacements de forages intercalaires et les terrains contigus à des emplacements de production. Il est prévu que la majorité de ces réserves seront en service dans un délai de deux ans.

Facteurs et incertitudes significatifs

Le processus d'estimation des réserves de pétrole et de gaz est complexe. Il nécessite des jugements et des décisions importants fondés sur les données géologiques, géophysiques, techniques et économiques disponibles. Ces estimations peuvent subir des variations importantes au fur et à mesure que des données supplémentaires concernant les activités continues de mise en valeur et le rendement de la production deviennent disponibles et que se produisent des variations de la conjoncture économique ayant une incidence sur le traitement et les coûts du pétrole et du gaz. Les estimations de réserves figurant aux présentes se fondent sur des données courantes quant aux prévisions de production, aux prix et à la situation économique, qui ont fait l'objet d'une évaluation par APA, cabinet d'ingénierie indépendant.

Au fur et à mesure que les circonstances changent et que de nouvelles données sont disponibles, les estimations des réserves changent également. Les estimations effectuées sont examinées ou révisées soit à la hausse soit à la baisse, comme le justifient les nouveaux renseignements. Des révisions sont souvent requises en raison des variations du rendement des puits, des prix, de la situation économique et des restrictions gouvernementales.

Bien que toutes les mesures raisonnables soient prises pour s'assurer que les estimations des réserves sont exactes, le processus d'estimation des réserves constitue une science déductive. Par conséquent, les décisions subjectives, les nouvelles données géologiques ou de production et l'évolution des activités peuvent influencer sur ces estimations. Les révisions des estimations des réserves peuvent être attribuables aux variations des prix du pétrole et du gaz en fin d'exercice et du rendement du réservoir. Ces révisions peuvent être à la hausse ou à la baisse. Les estimations des réserves de pétrole, de LGN et de gaz naturel de Centurion présentées dans la présente notice annuelle ne sont que des estimations et rien ne garantit que les réserves estimatives seront récupérées. Les réserves réelles peuvent être supérieures ou inférieures aux estimations indiquées aux présentes. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risque ».

Frais de mise en valeur futurs

Le tableau suivant présente les frais de mise en valeur calculés lors de l'estimation des produits d'exploitation nets futurs attribuables aux réserves prouvées (tant selon des prix et des coûts constants que des prix et des coûts prévisionnels) ainsi qu'aux réserves prouvées et probables (selon des prix et des coûts prévisionnels uniquement).

	Prix et coûts constants	Prix et coûts prévisionnels	
	Réserves prouvées millions de \$ CA	Réserves prouvées millions de \$ CA	Réserves prouvées et probables millions de \$ CA
ANNÉE			
2004	1,941	2,001	12,647
2005	1,909	2,020	19,537
2006	-	-	5,616
2007	-	-	2,148
2008	-	-	5,303
Années restantes	1,948	2,295	2,295
Total non actualisé	5,808	6,316	54,239
Total actualisé (à 10 %)	4,782	5,133	41,655

À son avis, Centurion a constitué une base de production qui lui permettra de financer toutes les dépenses en immobilisations à partir des flux de trésorerie futurs liés à l'exploitation ajoutés au fonds de roulement dont elle dispose à la date d'effet. Toutes les activités d'exploitation futures de Centurion sont discrétionnaires et peuvent donc être reportées si la société a besoin de concentrer ses ressources

financières sur ses activités de mise en valeur. En outre, Centurion dispose de marges de crédit inutilisées d'une valeur d'environ 7,5 millions de dollars américains auprès de Standard Bank sur lesquelles elle peut effectuer des retraits lui permettant de financer ses dépenses de mise en valeur futures. Il n'est pas prévu que les frais d'intérêts de ce financement supplémentaire rendront les projets de Centurion non économiques.

AUTRE INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ

Puits de pétrole brut et de gaz naturel

Le tableau suivant résume la participation de Centurion en date du 31 décembre 2003, dans des puits de pétrole brut et de gaz naturel exploités et inexploités.

Emplacement	Pétrole				Gaz			
	Exploités		Inexploités		Exploités		Inexploités	
	Bruts¹⁾	Nets²⁾	Bruts¹⁾	Nets²⁾	Bruts¹⁾	Nets²⁾	Bruts¹⁾	Nets²⁾
TUNISIE								
El Bibane	1,0	0,75	-	-	-	-	-	-
Robbana	1,0	0,80	-	-	-	-	-	-
Ezzaouia	4,0	1,26	5,0	1,60	-	-	-	-
Al Manzah	-	-	3,0	2,25	-	-	-	-
Total de la Tunisie	6,0	2,81	8,0	3,85	-	-	-	-
ÉGYPTÉ								
Hana	9,0	2,7	-	-	-	-	-	-
El Wastani	-	-	-	-	2,0	2,0	-	-
East El Wastani	-	-	-	-	-	-	1,0	1,0
South El Manzala	-	-	-	-	3,0	3,0	-	-
Total de l'Égypte	-	-	-	-	5,0	5,0	1,0	1,0
TOTAL DE LA SOCIÉTÉ	15,0	5,51	8,0	3,85	5,0	5,0	1,0	1,0

Notes :

- 1) Par « puits bruts » on entend les puits dans lesquels Centurion a une participation.
- 2) Par « puits nets » on entend le pourcentage total de la participation de Centurion dans des puits bruts.

Terrains, usines et installations

Les terrains de Centurion sont actuellement situés en Tunisie et en Égypte, où la société a acquis ou loué les usines et autres installations nécessaires à la production, à l'extraction, au transport et à la vente de pétrole et de gaz. Le texte ci-après donne une description des terrains, des usines et des installations de Centurion.

Tunisie

Concession d'El Bibane

La concession d'El Bibane représente une superficie d'environ 56 316 acres situées à environ 18 kilomètres au large de la côte est de la Tunisie dans le golfe de Gabès. Après le succès de la rentrée du puits El Bibane n° 3 en septembre 1996, Centurion a construit et, en février 1998, a parachevé un gazoduc souterrain de 18 kilomètres reliant le puits El Bibane n° 3 à l'installation de production terrestre d'El Bibane de Centurion à Zarzis. Centurion détient actuellement une participation de 73,8 % dans la concession d'El Bibane et dans l'installation de production connexe.

Les fluides de gisement produits à partir du champ d'El Bibane sont transportés par le pipeline souterrain jusqu'à l'installation de production d'El Bibane où le pétrole brut, l'eau et le gaz naturel sont séparés et traités. L'installation de traitement comprend un séparateur à haute pression, un séparateur à faible pression, un dispositif de chauffage et de traitement, un compresseur, et des réservoirs de traitement des eaux et de stockage. Une fois le pétrole séparé, il est transporté par un pipeline de raccordement à une installation de stockage, dont les propriétaires de la concession d'Ezzaouia sont propriétaires, d'une capacité de 200 000 barils de pétrole située dans le port de Zarzis, où il est mélangé et stocké avec le pétrole provenant des champs d'Ezzaouia et de Robbana. Le gaz est transporté à la centrale de SEEB. Le retrait du pétrole a lieu à des intervalles convenus au fur et à mesure que les installations de stockage atteignent leur capacité. Aux termes d'ententes de retrait existantes et d'un protocole de retrait informel, lorsque les installations de stockage atteignent leur capacité, le propriétaire de la plus grande quantité de pétrole dans le réservoir de stockage a le droit de retirer et de vendre tout le pétrole stocké. Un registre des débits de production de pétrole et des crédits de retrait est tenu à l'égard de chaque producteur qui stocke du pétrole aux installations.

La durée actuelle de la concession d'El Bibane vient à expiration en 2033. Selon les modalités de la licence relative à la concession d'El Bibane, lorsque la concession sera rendue à l'État, toutes les installations qui y sont situées seront également retournées à l'État tunisien.

Champ de Robbana

Le champ de Robbana est un champ pétrolifère terrestre de 1 680 acres découvert en avril 1988. Centurion y détient une participation de 80 %. En 1993, la société a présenté une demande officielle auprès du ministère tunisien en vue d'obtenir une licence de concession pétrolière visant le champ de Robbana exploité. Bien qu'aucune licence de concession officielle n'ait été délivrée, le pétrole produit à partir du champ de Robbana est actuellement vendu aux termes d'une autorisation du ministère tunisien permettant de procéder à des essais de production prolongés à long terme. Le pétrole produit à partir du champ de Robbana est réchauffé et expédié à des réservoirs de stockage sur place. Les fluides de gisement produits à partir du champ de Robbana sont ensuite acheminés par camion à l'installation de traitement d'Ezzaouia où ils sont séparés et traités. Le pétrole est ensuite transporté par gazoduc jusqu'à l'installation de stockage située à Zarzis où il est mélangé avec le pétrole en provenance des champs d'El Bibane et d'Ezzaouia. Le pétrole provenant du champ de Robbana est retiré et vendu en même temps que le pétrole provenant du champ d'Ezzaouia.

Concession d'Ezzaouia

La concession d'Ezzaouia englobe une superficie terrestre d'environ 9 880 acres et est située à environ huit kilomètres au nord-est de Zarzis. Le champ d'Ezzaouia a actuellement cinq puits en production. Les fluides de gisement produits à partir du champ d'Ezzaouia sont traités à l'installation de traitement d'Ezzaouia où le pétrole brut, le gaz naturel et l'eau sont séparés et traités. Le gaz naturel séparé est transporté par gazoduc jusqu'à l'installation de traitement d'El Bibane et, à partir de là, à la centrale de SEEB. Le pétrole produit à partir du champ d'Ezzaouia est transporté par un pipeline de huit kilomètres distinct jusqu'à une installation de stockage d'une capacité de 200 000 barils de pétrole, qui appartient aux propriétaires du champ d'Ezzaouia, où il est mélangé et stocké avec le pétrole provenant de la concession d'El Bibane et du champ de Robbana. Le retrait du pétrole a lieu à des intervalles convenus au fur et à mesure que les installations de stockage atteignent leur capacité. Aux termes d'ententes de retrait existantes et d'un protocole de retrait informel, lorsque les installations de stockage atteignent leur capacité, le propriétaire de la plus grande quantité de pétrole dans le réservoir de stockage a le droit de retirer et de vendre tout le pétrole stocké. Un registre des débits de production de pétrole et des crédits de retrait est tenu à l'égard de chaque producteur qui stocke du pétrole aux installations. Centurion détient

actuellement une participation de 31,4 % dans la concession d'Ezzaouia, les installations de production d'Ezzaouia et l'installation de stockage de pétrole d'Ezzaouia.

La durée actuelle de la concession d'Ezzaouia vient à expiration en 2020. Selon les modalités de la licence de la concession d'Ezzaouia, lorsque la concession sera rendue à l'État, toutes les installations qui y sont situées seront également retournées à l'État tunisien.

Concession d'Al Manzah

La concession d'Al Manzah couvre une superficie d'environ 6 916 acres et est située sur terre à environ 60 kilomètres au sud-est de Tunis, capitale de la Tunisie. Entre mars 1999 et décembre 2001, Centurion a foré trois puits sur la concession d'Al Manzah. La production de pétrole provenant du puits Al Manzah n° 2 a débuté en décembre 2001 et s'est poursuivie jusqu'en septembre 2003, moment auquel le puits a été fermé. Pendant la production, le pétrole provenant du puits Al Manzah n° 2 était transporté par camion jusqu'à la raffinerie de Bezerte où le pétrole était vendu à ETAP. Il n'y a actuellement aucune production de pétrole dans la concession d'Al Manzah.

La durée actuelle de la concession d'Al Manzah vient à expiration en 2020. Selon les modalités de la licence de concession visant la concession d'Al Manzah, lorsque la concession sera rendue à l'État, toutes les installations qui y sont situées seront également retournées à l'État.

Centrale de SEEB

Centurion détient une participation de 50 % dans la centrale de SEEB située à Zarzis, en Tunisie, à proximité de son installation de production existante d'El Bibane. La centrale de SEEB a été aménagée conjointement par Centurion et CPVI. La centrale de SEEB a été parachevée en février 2003 et comprend deux turbines à gaz Solar Titan à un seul cycle de fonctionnement. La centrale est située à proximité des installations de traitement d'El Bibane et est alimentée au gaz brut provenant à la fois du champ d'El Bibane et du champ d'Ezzaouia. Le gaz fourni par le champ d'Ezzaouia est comprimé et transporté à la centrale de SEEB par gazoduc. Les turbines à gaz Solar Titan comprennent un dispositif de combustion sèche dégageant de faibles niveaux d'oxyde d'azote et sont en mesure de limiter leurs émissions à aussi peu que 25 ppm. La centrale possède également un poste d'interconnexion et une salle de commandes et fournit de l'électricité à la station de conversion de STEG à une fréquence de 50 Hz et à une tension de 150 kV au moyen d'une nouvelle ligne de transport en surface de dix kilomètres. Les essais en charge ont été exécutés au cours de mars 2003, et la centrale de SEEB a entrepris ses activités commerciales au début de mai 2003 selon les modalités d'une convention d'achat d'électricité intervenue entre SEEB et la société d'énergie d'État de la Tunisie.

Égypte

Région visée par le bail de mise en valeur d'El Wastani

Après la remise en production fructueuse du puits El Wastani n° 1 en mars 1998, Centurion s'est vu attribuer le bail de mise en valeur d'El Wastani visant le champ d'El Wastani. En avril 2002, après la signature d'une lettre d'entente concernant la vente de gaz et de condensat conclue avec EGPC en juin 2001, Centurion a parachevé la construction d'une installation de traitement de gaz principale et d'un gazoduc jumelé d'environ 28 km reliant les puits El Wastani n° 1 et n° 2 à l'usine de traitement de gaz Abu Madi dont EGPC est propriétaire. Le gaz, les liquides, le condensat et l'eau sont séparés à l'installation de traitement du gaz, et le gaz et les liquides sont transportés jusqu'à l'usine d'El Madi au moyen d'un pipeline de 10 pouces tandis que l'eau et le condensat sont acheminés à l'usine au moyen d'une conduite de trois pouces. Le gaz et le condensat sont vendus à EGPC, et les propriétaires de l'usine

conservent les liquides en contrepartie partielle des frais de traitement. Les premières ventes de gaz à EGPC ont débuté en mars 2002.

Région visée par le bail de mise en valeur de South El Manzala

En avril 1998, Centurion a foré avec succès le puits Abu Monkar n° 1 situé dans la région sud de la concession d'El Manzala de Centurion. Deux autres puits ont été forés et testés avec succès dans cette région. En décembre 2002, Centurion s'est vu attribuer le bail de mise en valeur visant la zone de South El Manzala, couvrant une région terrestre représentant environ 16 000 acres. En septembre 2002, Centurion a signé une lettre d'entente concernant la vente de gaz et de condensat avec EGPC régissant les ventes de gaz en provenance de la concession de South El Manzala. En novembre 2003, Centurion a parachevé la construction d'une installation de traitement de gaz centrale et d'un gazoduc de 32 km reliant la région visée par le bail de mise en valeur de South El Manzala au réseau national du gaz égyptien. L'installation de traitement du gaz comprend des installations de séparation, de déshydratation et de compression. Les premières ventes de gaz en provenance de cette région ont débuté en octobre 2003.

Concession de West Gharib

La concession de West Gharib est une concession terrestre de 466 384 acres à proximité du golfe de Suez. Centurion détient actuellement une participation de 30 % dans cette concession et dans le bail de mise en valeur de Hana couvrant 2 370 acres. Les installations de production comprennent un séparateur de groupe, un séparateur d'essai, trois pompes de fluide à moteur de trois cylindres et des réservoirs de stockage. La production de gaz sert à alimenter des générateurs qui produisent de l'électricité sur place. Le pétrole est transporté chaque jour par camion à une raffinerie locale.

Terrains sans réserves attribuées

Le tableau suivant résume les acres bruts et les acres nets des terrains non prouvés dans lesquels Centurion a une participation et le nombre d'acres nets pour lesquels les droits d'exploration, de mise en valeur et d'exploitation viendront à expiration dans un délai d'un an, à défaut de prendre d'autres mesures.

	Acres bruts	Acres nets	Acres nets venant à expiration dans un délai de un an
TUNISIE			
Al Manzah	6 916	5 187	-
El Bibane	56 316	41 546	-
Ezzaouia	9 880	3 101	-
Robbana	11 856	9 485	-
Grombalia	510 796	191 149	-
Mellita	845 728	116 288	116 288
Belli	10 868	5 434	-
Total de la Tunisie	1 452 360	372 099	116 288
ÉGYPTE			
El Wastani	10 053	10 053	-
South El Manzala	16 055	16 055	-
East El Wastani	2 964	2 964	-
Hana	2 371	711	-
Kom Ombo	5 654 727	5 654 727	-
Total de l'Égypte	5 677 170	5 677 170	-
TOTAL DE LA SOCIÉTÉ	7 129 530	6 049 269	116 288

Contrats à livrer et instruments financiers

Contrats de vente de gaz – Tunisie

Le 17 décembre 2001, Centurion a conclu des contrats de vente de gaz distincts avec sa filiale à 50 %, SEEB, aux termes desquels Centurion a convenu de vendre à SEEB du gaz provenant de son champ d'El Bibane et de son champ d'Ezzaouia devant servir à alimenter la centrale de SEEB. Le prix de vente du gaz a été établi, au moment de l'approbation de la centrale de SEEB par le gouvernement tunisien, à 0,30 \$ US par MMBtu et est ensuite augmenté de 1,5 % par année à compter du premier anniversaire de la première vente de gaz à SEEB. Les ventes du gaz en provenance du champ d'El Bibane ont débuté en mai 2003. Les ventes du gaz en provenance du champ d'Ezzaouia devraient commencer en 2004. La durée des contrats de vente de gaz est de 20 ans ou, si cette autre durée est moindre, elle prend fin à la date d'expiration de la concession d'El Bibane, dans le cas du gaz provenant du champ d'El Bibane, ou de la concession d'Ezzaouia, dans le cas du gaz provenant du champ d'Ezzaouia.

Contrats de vente de gaz – Égypte

Le 6 juin 2001, Centurion a conclu avec EGPC une lettre d'entente concernant la vente de gaz et de condensat en vue de la vente du gaz provenant de la région visée par le bail de mise en valeur d'El Wastani. Selon les modalités de l'entente, Centurion est tenue de vendre 12 MMpi³/jour de gaz à EGPC jusqu'au 1^{er} janvier 2005, quantité ramenée à 2 MMpi³/jour de gaz d'ici le 10 janvier 2010. Le prix de vente du gaz est de 2,65 \$ US par MMBtu avant récupération des coûts des investissements et de 2,50 \$ US par MMBtu après récupération des coûts des investissements (en supposant que le prix du brut mélangé de Brent se situe au-dessus de 20,00 \$ US par baril). Le prix est soumis à des rajustements à la baisse si le prix du mélange de brut de Brent est en deçà de 20 \$ US par baril.

En septembre 2002, Centurion a conclu avec EGPC une lettre d'entente concernant la vente de gaz et de condensat en vue de la vente de gaz provenant de la région visée par le bail de mise en valeur de South El Manzala. Selon les modalités de cette entente, Centurion est autorisée à vendre jusqu'à 35 MMpi³/jour de gaz à EGPC. Le prix de vente du gaz est de 2,65 \$ US par MMBtu avant récupération des coûts des investissements et de 2,50 \$ US par MMBtu après récupération des coûts des investissements (en supposant que le prix du brut mélangé de Brent se situe au-dessus de 20,00 \$ US par baril). Le prix est soumis à des rajustements à la baisse si le prix du mélange de brut de Brent est en deçà de 20 \$ US par baril.

Entente de couverture avec Standard Bank London Limited

En 2001, Centurion a négocié une facilité de crédit de 30 millions de dollars américains avec Standard Bank, dont une tranche d'environ 10 millions de dollars américains a déjà été prélevée. Standard Bank exigeait que Centurion établisse une entente de couverture avec elle en vue de se protéger d'une baisse des prix du pétrole et de garantir des flux de trésorerie suffisants pour permettre à Centurion d'acquitter ses créances envers Standard Bank. Par conséquent, Centurion a conclu un tunnel à prime zéro aux termes duquel elle a établi un prix plancher et un prix plafond relativement à une partie de sa production de pétrole. Aux termes de l'entente de couverture, si le prix moyen du mélange de brut de Brent est supérieur au prix plafond établi, Centurion est tenue de payer la différence au fonds de couverture. Si le prix de vente moyen est inférieur au prix plancher, Centurion a le droit de recevoir la différence de la part du fonds de couverture. L'entente de couverture était en vigueur à la fin du dernier exercice révolu de Centurion, mais depuis ce moment est venue à expiration. Centurion n'a pas l'intention de renouveler l'entente de couverture.

Coûts d'abandon et de remise en état

Centurion constate un passif dans ses états financiers à l'égard des coûts futurs estimatifs liés à l'abandon et à la remise en état de tous les terrains associés aux puits, aux installations et aux pipelines. Ces coûts sont estimés au moyen des coûts unitaires antérieurs dans chaque champ en ce qui a trait à la construction de puits et au travail de construction sur le champ et auxquels s'ajoutent les estimations techniques concernant la complexité et l'ampleur du travail futur requis. Centurion s'attend à contracter un passif au titre des abandons et de la remise en état à l'égard de 15,36 puits nets, sa quote-part de ces coûts, actualisés au taux de 10 %, s'élevant à environ 680 000 \$. Au 31 décembre 2003, un passif de 1 063 000 \$ (1 314 000 \$ en 2002) a été constaté dans les états financiers de Centurion. Ce passif est révisé chaque année à l'occasion de la vérification des états financiers, et toute augmentation requise du passif est imputée aux résultats. Lorsque que du travail connexe aux abandons est exécuté, les coûts sont retranchés de ce passif. Centurion ne s'attend pas actuellement à engager des coûts d'abandon ou de remise en état au cours des trois prochains exercices.

Horizon fiscal

En Tunisie, Centurion acquitte un impôt sur le revenu sur 50 % de son bénéfice imposable, au sens des lois fiscales de la Tunisie. Centurion dispose actuellement de reports de perte prospectifs et de coûts d'investissement non déduits représentant environ 60 millions de dollars (57 millions de dinars tunisiens) qui serviront à neutraliser les impôts payables sur les réserves prouvées exploitées courantes.

En Égypte, Centurion paie un impôt au taux réel de 43 % sous forme de quote-part de la production revenant au gouvernement aux termes des conventions de partage de la production provenant des concessions de West Gharib et d'El Manzala. Cet impôt est acquitté en nature au moyen de la production que le gouvernement égyptien prélève à la tête du puits. L'impôt à ce taux réel continuera pendant la durée de vie des actifs en Égypte.

Coûts d'acquisition, d'exploration et de mise en valeur engagés

Le tableau suivant présente les coûts d'acquisition, d'exploration et de mise en valeurs des terrains au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2003.

	Coûts d'acquisition des terrains		Coûts d'exploration	Coûts de mise en valeurs
	Prouvés	Non prouvés		
	En millions de dollars CA			
Tunisie	-	-	8,3	3,4
Égypte	-	-	-	16,7
Total	-	-	8,3	20,1

Activités de forage d'exploration et de mise en valeur

Le tableau suivant présente le nombre de puits d'exploration et de mise en valeur dans lesquels Centurion possède une participation brute ou nette pour l'exercice indiqué.

	Exercice terminé le 31 décembre 2003			
	Exploration		Mise en valeur	
	Bruts ¹⁾	Nets ²⁾	Bruts ¹⁾	Nets ²⁾
TUNISIE				
Pétrole but	-	-	-	-
Gaz naturel	-	-	-	-
Sec/Abandonné ³⁾	1,0	0,75	-	-
Total	1,0	0,75	-	-

Exercice terminé le 31 décembre 2003				
	Exploration		Mise en valeur	
	Bruts ¹⁾	Nets ²⁾	Bruts ¹⁾	Nets ²⁾
ÉGYPTE	-	-	-	-
Pétrole but	-	-	-	-
Gaz naturel	-	-	-	-
Sec/Abandonné ³⁾	-	-	-	-
Total	-	-	-	-
TOTAL DE LA SOCIÉTÉ				
Pétrole but	-	-	-	-
Gaz naturel	-	-	-	-
Sec/Abandoné	1,0	0,75	-	-
Total	1,0	0,75	-	-

Notes :

- 1) Par « puits bruts » on entend les puits dans lesquels Centurion a une participation.
- 2) Par « puits nets » on entend le pourcentage global de la participation de Centurion dans des puits bruts.
- 3) Comprend les puits d'exploration ou de mise en valeur qui étaient secs et ont été abandonnés.

Activités d'exploration et de mise en valeur futures prévues

En Tunisie, un programme de forage de trois puits est prévu en vue de procéder à l'essai de cibles d'un système jurassique dans la concession d'Ezzaouia dans les limites du champ d'Ezzaouia exploité, y compris un puits en vue de procéder à l'essai d'une anomalie sismique définie au sud du gisement actuellement en production. En outre, un puits est planifié en vue de procéder à l'essai du potentiel d'une zone triasique avec une profondeur de 5 000 mètres de la concession d'Ezzaouia. Ailleurs, deux puits doivent être forés par Petro-Canada dans la concession de Mellita aux termes de la convention de financement. Le forage du premier puits devrait débuter au quatrième trimestre de 2004, tandis que le deuxième forage aura lieu par la suite. Le premier puits foré au cours du programme de 2004, le puits Robbana n° 2, n'a pas donné de résultats.

En Égypte, six puits devraient être forés dans les régions visées par les baux de mise en valeur d'El Wastani et de South El Manzala. Cinq des puits prévus seront des puits d'exploration et l'autre sera un puits de mise en valeur dans le champ de Gelgel existant. Le premier puits d'exploration, El Wastani n° 3, est actuellement en cours de forage. Centurion participera également à deux forages prévus à l'égard de sa participation non exploitée dans la concession de West Gharib. Un puits sera un puits d'exploration en vue de procéder à l'essai d'une zone d'intérêt en Nubie, tandis que le deuxième puits sera un puits de mise en valeur dans le champ de Hana.

Estimations de la production

Le tableau suivant présente la production estimative de pétrole, de gaz naturel et de LGN de Centurion pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2004, telle qu'elle est présentée dans le rapport d'APA de 2003.

Estimations de la production nette future

Prix et coûts constants

	Production estimative pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2004		
	Pétrole (Mb)	Gaz naturel (MMpi ³)	LGN (Mb)
Tunisie	350	752	-
Égypte	146	16 435	141
Total de la société	496	17 187	141

Pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2004, il est prévu que la région de mise en valeur de South El Manzala devrait produire 12 933 MMpi³ de gaz, représentant environ 75,2 % de la production totale de gaz naturel de Centurion pour l'exercice en question.

Production antérieure

Le tableau suivant présente, par pays et par trimestre, pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003, le volume de la production quotidienne moyenne, avant les redevances, et les prix reçus, les redevances payées, les coûts de production engagés et les prix nets par unité de volume pour chaque type de produit.

Information concernant la production quotidienne moyenne

	Trimestres terminés les														
	31 mars 2003			30 juin 2003			30 septembre 2003			31 décembre 2003			12 mois terminés le 31 décembre 2003		
	Tunisie	Égypte	Total	Tunisie	Égypte	Total	Tunisie	Égypte	Total	Tunisie	Égypte	Total	Tunisie	Égypte	Total
Production quotidienne moyenne															
Pétrole et LGN (bep/jour)	2 366	1 200	3 566	2 542	1 122	3 663	1 503	1 047	2 550	1 030	1 060	2 090	1 856	1 107	2 962
Gaz naturel (Mpi ³ /jour)	-	11 303	11 303	2 534	11 157	13 691	4 155	10 371	14 526	6 704	40 821	47 526	3 369	18 472	21 841
Total (bep/jour) ¹⁾	2 366	3 084	5 450	2 964	2 981	5 945	2 196	2 775	4 971	2 147	7 863	10 011	2 471	4 185	6 602
Prix net moyen (\$ CA/bep)	39,32	29,61	38,32	34,01	26,23	29,06	28,72	27,61	28,00	25,90	24,22	24,69	32,43	26,53	28,75
Redevances ou équivalent	13 %	43 %	26 %	11 %	44 %	26 %	11 %	41 %	28 %	5 %	39 %	26 %	8 %	40 %	26 %
Ventes totales (après déduction des redevances) (en millions de \$ CA)	9,629	5,337	14,996	7,318	3,973	11,291	3,498	4,328	7,826	6,950	10,694	17,644	27,395	24,332	51,727
Frais d'exploitation (en millions de \$ CA)	2,090	1,094	3,184	1,257	0,911	2,168	0,811	0,741	1,552	2,834	1,184	4,018	6,992	3,930	10,922
Rentrées nettes réalisées Total (en millions de \$ CA)	7,539	4,243	11,782	6,061	3,062	9,123	2,687	3,587	6,274	4,116	9,510	13,626	20,403	20,402	40,805

Notes :

- 1) Les barils d'équivalent pétrole ont été calculés à raison de 1 bep = 6 Mpi³ de gaz.
- 2) Le prix net englobe les produits d'exploitation obtenus et les frais d'exploitation engagés à la centrale de SEEB.

Volume de production par champ

Le tableau suivant présente, pour chaque champ important, le total des volumes de production de Centurion à l'égard de chaque type de production pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003.

	Pétrole (b)	LGN (b)	Gaz naturel (MMpi ³)	Pourcentage du total
TUNISIE				
Al Manzah	299 000	-	-	12 %
El Bibane	228 000	-	1 230	18 %
Ezzaouia	133 000	-	-	6 %
Robbana	17 000	-	-	1 %
Total de la Tunisie	677 000	-	1 230	37 %
ÉGYPTE				
El Wastani	-	240 000	3 910	36 %
South El Manzala	-	-	2 832	20 %
Hana	164 000	-	-	7 %
Total de l'Égypte	164 000	240 000	6 742	63 %
TOTAL DE LA SOCIÉTÉ	841 000	240 000	7 972	100 %

FACTEURS DE RISQUE

L'exploration et la mise en valeur de ressources naturelles constituent une activité spéculative qui comporte un risque financier élevé. Les facteurs de risque dont il faudrait tenir compte pour évaluer les activités de Centurion et un placement dans cette société comprennent notamment ceux qui figurent ci-après. L'un ou l'autre de ces risques pourrait avoir des répercussions défavorables importantes sur la valeur d'un placement dans Centurion, et il faudrait en tenir compte au cours d'une évaluation des activités de Centurion.

Un placement dans Centurion doit être considéré comme hautement spéculatif en raison de la nature de son entreprise, de l'emplacement de ses terrains et de son stade actuel de développement.

L'entreprise de Centurion consiste en l'exploration et la mise en valeur de pétrole et de gaz dans les pays d'Afrique du Nord de la Tunisie et de l'Égypte. Afin de constituer un marché pour une partie de sa production de gaz naturel provenant de la Tunisie, Centurion a étendu son entreprise pour y inclure une participation dans la centrale de SEEB. La mise en valeur du pétrole et du gaz et les activités connexes comportent un certain nombre de risques inhérents, plus particulièrement si ces activités sont exercées dans des pays étrangers. La production et la vente d'électricité comportent également des risques inhérents. Bon nombre de ces risques sont indépendants de la volonté de Centurion.

Aucun gage de succès

L'exploration et la mise en valeur du pétrole et du gaz comportent un niveau de risque élevé, et rien ne garantit que les dépenses engagées à l'égard des activités d'exploration et de mise en valeur futures de Centurion se traduiront par de nouvelles découvertes de pétrole, de condensat ou de gaz naturel qui sont sur le plan commercial ou pouvant être exploitées de façon économique. Il est difficile de prévoir les coûts de mise en œuvre de tout programme de forage d'exploration ou de mise en valeur en raison des incertitudes inhérentes au forage dans des formations inconnues, des coûts associés à la rencontre de diverses conditions de forage, dont les zones de surpression et les outils perdus dans les trous et les modifications des projets et des emplacements de forage du fait de forages d'exploration antérieurs ou de données sismiques supplémentaires et de leur interprétation. Peu de terrains explorés se transforment en de nouvelles réserves. Si à un stade quelconque il est interdit à Centurion de se livrer à des programmes d'exploration ou de production ou si elle décide de ne pas y donner suite, cette situation se traduira vraisemblablement par des répercussions défavorables sur la valeur des avoirs des investisseurs.

Le forage extracôtier comporte des risques et des frais accrus

Un certain nombre des gisements de Centurion sont situés en mer. L'exploration, la production et la mise en valeur de gisements de pétrole, de condensat et de gaz naturel situés en mer comportent un niveau de risque et des frais accrus par rapport à l'exploration, à la production et à la mise en valeur sur terre en raison des obstacles techniques accrus. Centurion engagera donc des coûts d'exploration, de mise en valeur et de production supérieurs à l'égard de ses gisements extracôtiers.

Le forage de nouveaux puits pourrait entraîner des obligations

Le forage de puits de pétrole, de condensat et de gaz naturel comporte des risques, dont la rencontre de formations ou de pressions inattendues, la baisse prématurée des réservoirs, les éruptions, les excavations en surface, les émissions de gaz acides, les incendies et les déversements. Les baisses des produits d'exploitation ou les pertes découlant de la survenance de l'un de ces risques pourraient avoir une incidence défavorable importante sur Centurion et sur ses résultats d'exploitation futurs. Centurion pourrait devenir assujettie à des obligations en raison de la pollution, des éruptions et d'autres dangers. Centurion dispose d'une assurance visant ces dangers; toutefois, cette assurance est assortie de limites de responsabilité et pourrait ne pas suffire à acquitter intégralement ces obligations. L'acquittement de ces obligations pourrait réduire les fonds dont dispose Centurion ou même, dans un cas extrême, pourrait entraîner la perte totale de ses biens et actifs. En outre, rien ne garantit que Centurion sera en mesure de conserver une assurance adéquate à l'avenir à des taux qui sont jugés raisonnables. Les activités de production de pétrole et de gaz naturel sont également exposées à tous les risques habituellement associés à ces activités, y compris la baisse prématurée des réservoirs et l'infiltration d'eau dans des formations exploitées.

Les coûts de déclassement sont inconnus

Centurion pourrait être tenue responsable des coûts liés à l'abandon et à la remise en état des puits, des installations et des pipelines qu'elle utilise pour la mise en production de ses réserves de pétrole et de gaz. L'abandon et la remise en état de ses installations actuelles et les coûts connexes sont souvent appelés « déclassement ». Centurion n'a aucun projet immédiat concernant l'établissement d'un compte de réserve pour ses coûts éventuels à l'égard de l'un ou l'autre de ses terrains ou de l'une ou l'autre de ses installations. Il est plutôt prévu que les coûts de déclassement seront acquittés à même le produit de la production conformément à la pratique utilisée généralement dans le cadre des activités pétrolières terrestres et extracôtiers. Si un déclassement s'avère nécessaire avant l'épuisement économique des terrains actuels de Centurion ou si les coûts estimatifs de déclassement sont supérieurs à la valeur résiduelle des réserves à un moment particulier pouvant servir à acquitter ces coûts de déclassement, Centurion pourrait devoir se servir de fonds obtenus d'autres sources pour acquitter ces coûts. L'utilisation d'autres fonds à cette fin pourrait avoir un effet défavorable important sur la situation financière et les résultats d'exploitation de Centurion.

La licence de concession officielle du champ de Robbana n'a pas encore été délivrée

En 1993, Ecumed Tunisia a présenté une demande officielle au ministère tunisien en vue d'obtenir une licence de concession pétrolière visant le champ de Robbana exploité. Bien qu'une licence de concession officielle n'ait pas été délivrée, le pétrole produit à partir du champ de Robbana est actuellement vendu aux termes d'une autorisation du ministère tunisien en vue de procéder à des essais de production prolongés à long terme. Le ministère tunisien pourrait retirer son consentement à cet égard en tout temps et sans avis. Centurion est l'exploitant du champ de Robbana.

Aucune garantie quant à la rentabilité commerciale

Rien ne garantit que le pétrole, le condensat ou le gaz naturel pourra être produit en quantité suffisante pour faire en sorte que les champs existants ou les découvertes futures soient rentables sur le plan commercial ou économique pour Centurion, ni que les champs existants conserveront leur rentabilité économique prévue. La rentabilité à long terme de Centurion dépend de sa capacité à repérer ou à acquérir et à mettre en valeur des réserves supplémentaires de pétrole, de condensat et de gaz naturel et à en assurer la production commerciale. Sans augmentation de ces réserves au moyen d'activités d'exploration, d'acquisition ou de mise en valeur, les réserves et la production de Centurion baisseront au fil du temps au fur et à mesure de l'exploitation des réserves. L'avenir des réserves de Centurion ne dépend pas uniquement de la capacité de Centurion à mettre en valeur ses terrains actuels, mais également de sa capacité à choisir et à acquérir des terrains ou des zones d'intérêt exploitables adéquats. Dans le cas du gaz naturel, pour qu'il soit économique, Centurion devra trouver ou constituer un marché commercial pour son gaz.

Les fluctuations des prix et des marchés du pétrole sont imprévisibles

Le pétrole et le gaz naturel sont des marchandises dont les prix sont établis en fonction de la demande et de l'offre à l'échelle mondiale et d'autres facteurs qui sont tous indépendants de la volonté de Centurion. Les prix mondiaux du pétrole, du gaz naturel et du condensat ont accusé d'importantes fluctuations au cours des dernières années. Des fluctuations futures des prix mondiaux sont prévues et auront une incidence importante sur les produits d'exploitation prévus de Centurion, sur le rendement qu'elle devrait obtenir de ses réserves existantes et futures et sur la rentabilité financière générale de Centurion.

Les prix du pétrole et du gaz réalisés par Centurion sont touchés par des facteurs comme l'offre et la demande, la qualité du pétrole et les rajustements quant au transport. Centurion s'attend à commercialiser sa production de pétrole conformément aux pratiques antérieures.

Centurion reçoit pour son pétrole un prix fondé sur le prix du Brent, qui est habituellement inférieur de 1,00 \$ US à 1,50 \$ US par baril au prix au comptant obtenu pour le brut West Texas Intermediate. Les prix du Brent se sont établis en moyenne à 29,00 \$ US par baril en 2003 et, à la fin de l'année, ils se chiffraient à 30,15 \$ US par baril. Au cours du premier trimestre de 2004, les prix du Brent se sont établis entre 30,00 \$ US et 34,00 \$ US par baril. Rien ne garantit que le prix versé pour le pétrole de Centurion continuera de se situer aux niveaux actuels. Une baisse du prix obtenu pour son pétrole pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la situation financière et les résultats d'exploitation futurs de Centurion.

Dépendance envers le gouvernement tunisien pour la vente du gaz tunisien

Tout le gaz naturel tunisien de Centurion est vendu à un seul acheteur aux fins de la production d'électricité en Tunisie. Centurion vend son gaz naturel tunisien à un prix fixe qui est en deçà des prix actuels sur les marchés mondiaux du gaz. Centurion n'est pas en mesure de vendre le gaz naturel qu'elle produit en Tunisie sur les marchés mondiaux. La poursuite des ventes du gaz naturel tunisien et la capacité de Centurion d'obtenir un rendement sur son placement dans la centrale de SEEB dépendent de la capacité de SEEB de vendre son électricité à STEG. Si Centurion n'est plus en mesure de vendre son gaz naturel tunisien à SEEB, la valeur attribuée aux réserves de gaz naturel de Centurion en Tunisie subira une diminution importante.

Dépendance envers EGPC pour la vente du gaz égyptien

Tout le gaz naturel égyptien de Centurion est vendu à EGPC aux termes de lettres d'entente visant la vente de gaz et de condensat. EGPC est la société pétrolière nationale de l'Égypte, qui est contrôlée par le gouvernement égyptien. Centurion vend son gaz naturel égyptien à un prix fixe qui est en deçà du prix du gaz sur les marchés mondiaux, mais qui est lié au prix du mélange de pétrole de Brent. Centurion ne vend pas son gaz naturel égyptien sur les marchés mondiaux. La poursuite des ventes du gaz naturel égyptien dépend par conséquent de la capacité d'EGPC d'acheter et de payer ce gaz. Si Centurion n'est plus en mesure de vendre son gaz naturel égyptien à EGPC ou si cette dernière n'est plus en mesure de le payer, l'une ou l'autre de ces situations pourrait avoir une incidence défavorable importante sur les réserves de gaz naturel égyptien et les résultats d'exploitation de Centurion.

La réglementation en matière d'environnement en Tunisie et en Égypte est restrictive

Les activités actuelles et futures de Centurion exercées en Tunisie et en Égypte sont régies par des règlements en matière d'environnement promulgués par les gouvernements nationaux de la Tunisie et de l'Égypte. Si Centurion entreprend des activités dans d'autres pays, ces activités seront assujetties aux lois en matière d'environnement dans ces territoires. La législation actuelle en matière d'environnement en Tunisie et en Égypte prévoit des restrictions et des interdictions à l'égard des déversements, des rejets ou des émissions de diverses substances produites en association avec les activités liées au pétrole, au condensat et au gaz naturel. En outre, certains types d'activités peuvent nécessiter la présentation et l'approbation d'évaluations des incidences environnementales. Les activités actuelles de Centurion sont soumises à ces politiques et lois en matière d'environnement. La législation et les politiques en matière d'environnement sont modifiées périodiquement. De telles modifications peuvent se traduire par des normes et une mise en application plus rigoureuses et des amendes et des pénalités plus sévères en cas de manquement. Les évaluations environnementales de projets existants et proposés comportent un degré accru de responsabilité pour les sociétés, leurs administrateurs, dirigeants et employés. Les coûts de conformité associés aux modifications des règlements en matière d'environnement pourraient nécessiter d'importantes dépenses, et les contraventions à ces règlements pourraient entraîner l'imposition d'amendes et de pénalités importantes. Dans un cas extrême, ces règlements pourraient donner lieu à une suspension temporaire ou permanente des activités de production. Rien ne garantit que ces coûts ou ces incidences d'ordre environnemental n'auront pas une incidence défavorable importante sur la situation financière et les résultats d'exploitation futurs de Centurion.

Centurion brûle du gaz naturel à la torche

À l'heure actuelle, Centurion brûle à la torche le gaz naturel provenant des champs d'El Bibane et d'Ezzaouia et qui est un excédent des besoins actuels de SEEB. Le ministère tunisien a fixé certaines restrictions quant aux quantités de gaz naturel qui peuvent être brûlées à la torche dans le contexte de la production de pétrole. Ces restrictions limitent actuellement et devraient continuer de limiter en permanence le niveau de production de pétrole brut de Centurion. Il existe une pression croissante à l'échelle mondiale en vue de réduire et de restreindre de façon importante le brûlage de gaz naturel à la torche. Si des restrictions plus grandes sont imposées, Centurion pourrait devoir réduire les niveaux de production ou établir d'autres moyens de traiter le gaz naturel associé à la production de pétrole, ce qui, dans chaque cas, pourrait avoir un effet défavorable important sur la situation financière et les activités futures de Centurion.

Les taux de change pourraient fluctuer et avoir une incidence sur les résultats financiers

Centurion vend sa production de pétrole aux termes d'ententes de commercialisation libellées en dollars américains. Bon nombre des frais d'exploitation et autres frais engagés par Centurion sont acquittés en

dollars américains ou dans la devise locale du pays où les activités sont exercées. Les éléments d'actif et de passif de Centurion (y compris les renseignements sur les réserves) sont constatés en dollars canadiens. Par conséquent, les fluctuations de la valeur du dollar américain par rapport au dollar canadien et de la valeur de chacune de ces monnaies par rapport aux devises locales dans le territoire où les terrains de Centurion sont situés pourraient provoquer des variations inattendues et importantes des résultats financiers de Centurion.

Des risques politiques et économiques sont associés aux activités en Tunisie et en Égypte

La totalité des activités pétrolières et gazières de Centurion et ses actifs connexes sont situés en Tunisie et en Égypte. Bien que la Tunisie et l'Égypte aient des gouvernements relativement stables, les activités de Centurion en Tunisie et en Égypte pourraient être bouleversées à divers degrés par l'instabilité politique ou économique. Ces risques comprennent, notamment, le terrorisme, la répression militaire, les entraves arbitraires aux droits contractuels privés, les fluctuations extrêmes des taux de change, les taux d'inflation élevés, les contrôles de change, les lois ou politiques fiscales et les autres lois ou politiques concernant le commerce extérieur, d'investissements ou l'imposition. Les modifications des règlements et des politiques en matière de pétrole et de gaz et des investissements ou un changement des attitudes politiques en Tunisie ou en Égypte sont indépendants de la volonté de Centurion et ont une influence défavorable sur son entreprise et ses résultats d'exploitation futurs. Les activités de la société peuvent être touchées par des facteurs comme la réglementation gouvernementale concernant les restrictions à la production, les contrôles des prix, les contrôles des exportations, les impôts sur le revenu, l'expropriation de biens, les lois en matière environnementale, l'utilisation des terres, l'utilisation de l'eau, les revendications territoriales des gens du pays et la sécurité en milieu de travail. Il n'est pas possible de prédire avec précision l'incidence de ces facteurs sur les résultats d'exploitation futurs de Centurion.

L'aménagement des infrastructures est limité en Tunisie et en Égypte. En outre, un certain nombre des terrains de Centurion sont situés dans des régions éloignées qui sont difficiles d'accès. Ces facteurs peuvent avoir une incidence sur la capacité de Centurion à explorer et à mettre en valeur des terrains et à stocker et à transporter sa production de pétrole et de gaz. Rien ne garantit qu'une instabilité future dans un ou plusieurs pays dans lesquels Centurion exerce ses activités, les mesures prises par des sociétés qui y font des affaires ou les mesures prises par la communauté internationale n'auront pas une incidence défavorable importante sur les pays en question et, par ricochet, sur la situation financière ou les activités de Centurion. En raison de la présence limitée des infrastructures dans certains des pays dans lesquels Centurion exerce ses activités, les régimes d'inscription des titres fonciers ne sont pas aussi élaborés que dans nombre de pays industrialisés. Bien que Centurion estime qu'elle possède un titre valable à l'égard de ses terrains pétroliers et gaziers, les mesures qu'elle peut prendre pour contrôler ce risque sont très limitées.

Concurrence

Un certain nombre d'autres sociétés pétrolières et gazières exploitent une entreprise dans les pays où Centurion exploite la sienne et sont autorisées à y présenter des soumissions en vue de l'obtention de licences d'exploration et de production ou d'autres services, faisant donc concurrence à Centurion. De grandes sociétés étrangères, notamment, pourraient avoir accès à des ressources supérieures à celles de Centurion, pourraient avoir plus de succès à recruter et à fidéliser des employés compétents et pourraient exercer eux-mêmes des activités de raffinage et de commercialisation du pétrole, ce qui pourrait leur conférer un avantage concurrentiel. En outre, des concurrents actuels ou éventuels pourraient se renforcer par l'acquisition d'actifs et de participations supplémentaires.

Inquiétudes concernant les titres

Centurion a fait des enquêtes concernant les droits d'exploration des divers terrains pétroliers et gaziers qu'elle détient ou dans lesquels elle se propose de participer et, à sa connaissance, ces droits sont en règle. Toutefois, rien ne garantit que les gouvernements pertinents ne révoqueront pas ni ne modifieront pas de façon importante les conditions des autorisations d'exploration et de mise en valeur ni que ces autorisations ne seront pas contestées ou attaquées par des tiers. Rien ne garantit que ces droits ou les droits supplémentaires faisant l'objet d'une demande seront accordés ou renouvelés selon des modalités satisfaisantes pour Centurion. Rien ne garantit qu'il n'y aura pas ultérieurement d'autres réclamations de tiers alléguées à l'égard des terrains de Centurion.

Exigences à l'égard des permis et de licences : exceptions en droit

Les activités de Centurion exigent des licences, des permis et, dans certains cas, le renouvellement de licences et de permis existants auprès des autorités gouvernementales. À l'heure actuelle, Centurion estime qu'elle détient ou a demandé la totalité des licences et permis nécessaires aux activités qu'elle exerce actuellement aux termes des lois et des règlements applicables visant ses terrains et estime également qu'elle en respecte à tous égards importants les modalités. Toutefois, la capacité de Centurion d'obtenir, de conserver ou de renouveler ses licences et permis selon des modalités acceptables est sujette à la modification des règlements et des politiques et aux décisions prises à la discrétion des gouvernements applicables.

Appareil judiciaire

Les territoires dans lesquels Centurion exerce ses activités peuvent avoir des appareils judiciaires moins élaborés que ceux d'économies établies, ce qui peut entraîner des risques tels que les suivants : i) il pourrait être plus difficile d'obtenir un redressement juridique dans les tribunaux de ces territoires, que ce soit à l'égard d'une violation d'une loi ou d'un règlement ou d'un différend quant à un droit de propriété; ii) les autorités gouvernementales disposent d'un pouvoir discrétionnaire plus étendu; iii) l'absence de lignes directrices juridiques ou administratives permettant d'interpréter les règles et règlements applicables; iv) les incohérences et les conflits dans les divers lois, règlements, décrets, ordonnances et résolutions ou entre ceux-ci ou v) l'inexpérience relative de l'appareil judiciaire et des tribunaux à l'égard des questions susmentionnées. Dans certains territoires, l'engagement des gens d'affaires locaux, des fonctionnaires et des organismes gouvernementaux et du système judiciaire à respecter les exigences juridiques et les règlements négociés pourrait être incertain, provoquant ainsi des inquiétudes particulières quant aux licences et aux ententes commerciales. Ces licences et ententes peuvent être révisées ou annulées, et le redressement judiciaire pourrait être incertain ou retardé. Rien ne garantit que les coentreprises, les licences, les demandes de licences ou les autres dispositions d'ordre juridique ne subiront pas l'influence défavorable des mesures des autorités gouvernementales; l'efficacité et la mise en application de telles ententes dans de tels territoires ne peuvent être garanties.

Risques de financement

Centurion dispose d'une facilité d'emprunt à terme de quatre ans s'élevant à 30 millions de dollars américains auprès de Standard Bank London Limited (la « facilité de crédit de Standard Bank »), sur laquelle elle a emprunté à ce jour une somme d'environ 10 millions de dollars américains, qui demeure impayée. Le prêt constitue une facilité de crédit renouvelable et les emprunts permis sur la facilité dépendent du revenu prévu tiré des réserves de la société. Si Centurion fait face à des problèmes liés à la production à l'un de ses puits importants, que ce soit en raison d'une baisse prématurée des gisements, un cas de force majeure ou d'un autre problème important, cette situation pourrait entraîner une réduction

importante des fonds à la disposition de la société et pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la société et sa capacité de poursuivre l'exploitation de son entreprise.

Besoins supplémentaires de capitaux

À l'heure actuelle, Centurion n'a pas les ressources financières suffisantes pour entreprendre la totalité de ses programmes d'exploration et de mise en valeur prévus, bien que la majorité de ses programmes soient discrétionnaires et soient susceptibles d'être exécutés à une échelle réduite ou retardés si elle ne dispose pas du financement suffisant. La mise en valeur des réserves découvertes sur les terrains d'exploration de Centurion pourrait dépendre de la capacité de Centurion à obtenir du financement par l'un ou l'autre des moyens suivants : la création d'une coentreprise, le financement par emprunt, le financement par capitaux propres ou d'autres moyens. Rien ne garantit que Centurion réussira à obtenir le financement nécessaire. L'emplacement des terrains pétroliers et gaziers de Centurion dans des pays en voie de développement pourrait faire en sorte qu'elle ait plus de difficulté à obtenir ce financement. L'impossibilité d'obtenir le financement additionnel en temps opportun pourrait obliger Centurion à abandonner sa participation dans ces terrains et à réduire ses activités ou à y mettre fin. Une baisse des produits d'exploitation de Centurion en raison d'une réduction des prix du pétrole et du gaz naturel ou d'un autre facteur aura une incidence sur la capacité de Centurion d'engager le capital nécessaire pour remplacer ses réserves ou pour maintenir la production aux niveaux actuels. Si les flux de trésorerie tirés de l'exploitation de Centurion ne suffisent pas à satisfaire ses besoins au titre des dépenses en immobilisations, rien ne garantit qu'elle pourra obtenir du financement par emprunt ou par capitaux propres supplémentaire pour combler ces besoins.

Risques liés à la fiscalité

Centurion est tenue de verser des taxes et des impôts et des redevances sur sa production de pétrole et de gaz en Tunisie et de fournir une quote-part de sa production remplacement des taxes, des impôts et des redevances sur la production du pétrole et du gaz en Égypte. Une variation future de sa répartition de la production entre le pétrole et le gaz ou une variation de sa forme de la production entre la Tunisie et l'Égypte pourrait avoir une incidence importante sur les taxes et impôts payables par la société. En outre, les taxes et impôts tunisiens sont calculés en fonction de chaque champ, et les pertes fiscales prospectives à l'égard d'un champ ne peuvent servir à diminuer les profits imposables réalisés dans d'autres champs. Les taxes et impôts perçus à l'avenir en Tunisie pourraient être fortement influencés par le caractère profitable des champs tunisiens et la disponibilité de pertes fiscales en vue de réduire les profits.

Centurion n'a pas produit toutes les déclarations d'impôt requises à la Barbade où un certain nombre de ses filiales sont constituées en société. Centurion doit environ 450 000 \$ CA à l'égard de cette responsabilité fiscale, montant qui représente sa meilleure estimation du montant dû. Toutefois, si l'impôt réel demandé est plus élevé que l'estimation de Centurion, l'augmentation pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la société.

Dépendance envers les relations stratégiques

L'entreprise actuelle de Centurion s'appuie sur des relations stratégiques sous forme de coentreprises avec des organismes gouvernementaux locaux, d'autres sociétés pétrolières et gazières et d'autres sociétés étrangères. Rien ne garantit que ces relations stratégiques se poursuivront, bien qu'à l'heure actuelle la direction n'ait connaissance d'aucun problème à cet égard.

Recrutement et fidélisation de membres du personnel clé y compris des administrateurs

Centurion compte une petite équipe de gestion, et la perte d'une personne clé ou l'incapacité de recruter du personnel convenablement compétent pourrait avoir une incidence défavorable importante sur

l'entreprise. Dans certains territoires, il pourrait également être difficile d'obtenir du personnel convenablement compétent et à fidéliser un personnel désireux de travailler dans de tels territoires. Le succès de Centurion est tributaire de la capacité des administrateurs à interpréter correctement les données sur le marché et les données géologiques et à interpréter la situation économique, l'état du marché et d'autres situations et d'y réagir afin de repérer et d'adopter des occasions d'investissement adéquates, à surveiller ces investissements et, en fin de compte, s'il est nécessaire, à réussir à s'en départir. En outre, rien ne garantit que les stratégies de Centurion seront couronnées de succès à l'avenir ni que les personnes dotées des compétences requises continueront d'être associées à Centurion ou qu'il sera possible de trouver du personnel de remplacement ayant des compétences comparables. Centurion a cherché à s'assurer que ses administrateurs et ses employés clés soient stimulés de façon adéquate et continuera de le faire; toutefois, les services de ces personnes ne sont pas garantis.

Exécution de recours en responsabilité civile

Puisqu'un nombre important des actifs de Centurion est situé à l'extérieur du Canada, il pourrait être difficile ou impossible de faire valoir des jugements rendus par un tribunal canadien à l'égard de ses actifs, filiales ou administrateurs et dirigeants qui résident à l'extérieur du Canada.

PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES

Informations financières annuelles

Les tableaux suivants présentent les principales informations financières de la société pour les périodes indiquées.

Poste ¹⁾	Exercices terminés les 31 décembre		
	2003	2002	2001
	(en milliers de dollars, sauf les montants par action)		
Ventes de pétrole et de gaz naturel (déduction faite des redevances)	51 727 \$	34 304 \$	14 664 \$
Bénéfice avant impôts sur le revenu	19 976	10 876	5 902
Résultat de base par action	0,31	0,17	0,09
Résultat dilué par action	0,30	0,17	0,09
Bénéfice net	11 005	6 488	3 326
Résultat de base par action	0,17	0,10	0,05
Résultat dilué par action	0,16	0,10	0,05
Total de l'actif	146 881	140 644	129 292
Passif à long terme	28 946	30 226	9 106
Dividende en espèces par action	-	-	-

Note :

- 1) Les principales données financières dont il est fait mention ci-après sont tirées des états financiers vérifiés de Centurion pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003, y compris les notes y afférentes, et doivent être lues à la lumière de ceux-ci.

Information financière trimestrielle

	2003				2002			
	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
	(en milliers de dollars, sauf les montants par action)							
Ventes de pétrole et de gaz naturel (déduction faite des redevances)	17 644	7 826	11 291	14 966	9 630	10 131	9 851	4 692
Bénéfice avant impôts sur le revenu	5 550	2 719	3 767	7 740	2 700	3 714	3 172	1 290
Résultat de base par action	0,09	0,04	0,06	0,12	0,04	0,06	0,05	0,02
Résultat dilué par action	0,08	0,04	0,06	0,12	0,04	0,06	0,05	0,02
Bénéfice net	3 065	1 454	2 311	4 175	2 080	1 936	1 972	500
Résultat de base par action	0,05	0,02	0,04	0,06	0,03	0,03	0,03	0,01
Résultat dilué par action	0,04	0,02	0,04	0,06	0,03	0,03	0,03	0,01
Total de l'actif	146 881	134 119	130 691	139 699	140 644	140 675	141 164	133 765
Passif à long terme	28 946	28 857	29 040	31 295	30 226	15 924	14 168	11 050
Dividendes	-	-	-	-	-	-	-	-

RELEVÉ DES DIVIDENDES ET POLITIQUE EN MATIÈRE DE DIVIDENDES

Centurion n'a versé aucun dividendes sur ses actions depuis sa constitution et n'a actuellement pas l'intention de verser des dividendes dans un avenir prévisible. Le versement futur de dividendes sera fonction des besoins financiers de Centurion en vue de financer sa croissance future, sa situation financière, y compris l'état de ses instruments d'emprunt en circulation ainsi que d'autres facteurs que les membres du conseil d'administration de Centurion peuvent juger appropriés dans les circonstances.

DESCRIPTION DU CAPITAL-ACTIONS

Centurion est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires et un nombre illimité d'actions privilégiées pouvant être émises en séries. À la date d'effet, Centurion avait au total 74 817 794 actions ordinaires émises et en circulation. La société n'a aucune action privilégiée émise et en circulation. En outre, à la date d'effet, Centurion avait mis de côté 6 093 334 actions ordinaires aux fins d'émission aux termes de levées d'options d'achat d'actions en vigueur.

Le texte qui suit constitue une description générale des droits, des privilèges, des restrictions et des conditions d'importance rattachés à chaque catégorie d'actions.

Actions ordinaires

Les porteurs d'actions ordinaires de Centurion ont le droit de recevoir l'avis de convocation à toute assemblée des actionnaires de Centurion, d'assister à l'assemblée et d'y voter, de recevoir les dividendes déclarés par le conseil d'administration de Centurion et de recevoir les biens résiduels de Centurion à sa dissolution après l'acquittement des réclamations des créanciers et des porteurs d'actions privilégiées en circulation.

Actions privilégiées

Centurion est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions privilégiées pouvant être émises en séries, chaque série comportant le nombre d'actions et les droits, les privilèges, les restrictions et les conditions pouvant être établis par le conseil d'administration de Centurion au moment de leur émission. Pour ce qui est du versement des dividendes et de la distribution des actifs en cas de liquidation ou de dissolution de Centurion, qu'elle soit volontaire ou involontaire, les actions privilégiées ont priorité sur les actions ordinaires de Centurion et les autres actions ayant un rang inférieur aux actions privilégiées et peuvent également être assorties d'autres privilèges par rapport aux actions ordinaires de Centurion et aux autres

actions ayant un rang inférieur aux actions privilégiées telles qu'elles sont établies au moment de la création de la série d'actions privilégiées en question.

MARCHÉ POUR LES TITRES

Les actions ordinaires de Centurion sont inscrites aux fins de négociation à la Bourse de Toronto sous le symbole « CUX » et à l'AIM sous le symbole « CUX.L ».

Cours et volume

Le tableau suivant présente la fourchette des cours et les volumes de négociation des actions ordinaires de Centurion à la Bourse de Toronto et à l'AIM au cours du dernier exercice financier révolu de Centurion et au cours des périodes ultérieures jusqu'à la date de la présente notice annuelle.

	Bourse de Toronto			AIM¹⁾		
	Fourchette des cours		Volume	Fourchette des cours		Volume
	Haut	Bas		Haut	Bas	
	(en dollars canadiens)			(en livres Sterling)		
2004						
Avril	3,55	2,87	2 812 730	144,00	115,00	251 600
Mars	3,70	2,53	4 916 700	148,00	113,50	710 234
Février	3,85	2,90	4 082 300	151,00	120,00	1 199 365
Janvier	3,04	2,21	2 881 700	122,50	99,50	562 765
2003						
Décembre	2,33	1,55	4 485 000	99,50	82,00	1 113 485
Novembre	2,64	2,02	2 407 200	113,00	93,50	297 247
Octobre	2,39	1,68	6 848 000	103,00	78,50	290 500
Septembre	1,95	1,56	2 556 300	83,00	73,00	25 443
Août	1,87	1,20	4 267 400	78,50	57,00	17 991
Juillet	1,30	1,12	931 100	59,50	52,50	70 506
Juin	1,36	0,96	2 643 000	58,50	52,50	27 000
Mai	1,38	0,80	3 909 500	-	-	-
Avril	0,93	0,67	1 995 200	-	-	-
Mars	0,72	0,63	1 903 600	-	-	-
Février	0,71	0,62	2 008 900	-	-	-
Janvier	0,75	0,64	1 494 300	-	-	-

Note :

1) Les actions de Centurion ont commencé à être négociées à l'AIM le 12 juin 2003.

TITRES EN MAINS TIERCES

À l'heure actuelle, Centurion n'a aucun titre détenu en mains tierces ou faisant l'objet d'une convention de vote ou autre entente analogue.

ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS

Le tableau suivant indique le nom et la province de résidence des administrateurs de Centurion, les postes qu'ils occupent présentement au sein de la société ainsi que leur occupation principale présentement et au cours des cinq dernières années et la date à laquelle ils ont commencé à agir en tant d'administrateur.

Nom et lieu de résidence	Poste	Occupation principale au cours des cinq dernières années	Administrateur depuis
Said S. Arrata Calgary (Alberta)	Administrateur, président et chef de la direction	Administrateur, président et chef de la direction de la société depuis juin 1997.	1997
Barry W. Swan Calgary (Alberta)	Administrateur, vice-président principal et chef des finances	Administrateur, vice-président et chef des finances de la société depuis mai 1997.	1997
Michael Miller ²⁾³⁾ Calgary (Alberta)	Administrateur	Président du conseil d'administration de Safety Boss International Ltd. depuis 1991.	1997
Derrick R. Armstrong ¹⁾³⁾ Calgary (Alberta)	Administrateur	Avocat, associé chez Borden Ladner Gervais s.r.l. depuis le 1 ^{er} juillet 2002; auparavant, associé chez Armstrong Perkins Hudson LLP du 1 ^{er} janvier 1999 au 30 juin 2002.	1998
Gary V. Awad ¹⁾ La Canada (Californie)	Administrateur	Président du conseil et directeur général de ThreeG Capital LLC. Conseiller de Delta Oil Company. Vice-président de l'expansion mondiale de Fluor Corporation. Auparavant, vice-président directeur de Unocal International Energy Ventures, Ltd., filiale d'Unocal Corp.	2001
Robert C. Cook ¹⁾²⁾⁴⁾ Calgary (Alberta)	Administrateur	Analyste en placement principal (groupe d'exploration et de production) d'ARC Financial Corporation depuis mars 2000; auparavant, de 1988 à 2000, ingénieur-conseil des gisements de Shell Canada Limitée et de Shell International.	2003

Notes:

- 1) Membre du comité de vérification et du comité des réserves de la société.
- 2) Membre du comité de rémunération de la société.
- 3) Membre du comité de régie d'entreprise de la société.
- 4) Robert C. Cook est administrateur de la société à la directive d'ARC Financial Corporation (« ARC ») aux termes d'une entente de représentation en date du 11 décembre 2000.

À la date d'effet, les administrateurs, dirigeants et membres de la haute direction de Centurion, en tant que groupe, étaient propriétaires véritables, directement ou indirectement, de 3 259 037 actions ordinaires représentant environ 4,3 % des actions émises et en circulation de la société.

Le mandat de chaque administrateur prendra fin à la prochaine assemblée générale annuelle des actionnaires.

CONFLITS D'INTÉRÊTS

Certains dirigeants et administrateurs de Centurion sont également des dirigeants ou des administrateurs d'autres sociétés qui exploitent une entreprise pétrolière et gazière de façon générale. Par conséquent, il survient des situations où les intérêts de ces administrateurs et dirigeants viennent en conflit avec leurs intérêts d'administrateurs et de dirigeants d'autres sociétés. Le règlement de tels conflits est régi par le droit des sociétés applicable, qui oblige les administrateurs à agir honnêtement, de bonne foi et dans l'intérêt fondamental de Centurion et, dans le cas de la loi ABCA et des statuts de constitution de Centurion, oblige les administrateurs à déclarer toutes questions à l'égard desquelles ils pourraient être en conflit d'intérêts et à s'abstenir de voter à ce propos.

LITIGES

Centurion n'est partie à aucune litige concernant une réclamation en dommages-intérêts dont le montant, à l'exclusion de l'intérêt et des dépens, est supérieur à 10 % des actifs actuels de Centurion.

MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES

La société n'a connaissance d'aucune opération importante concernant un administrateur, un membre de la haute direction, un candidat proposé à l'élection à titre d'administrateur, un actionnaire détenant plus de 10 % des droits de vote rattachés aux actions ordinaires ni un membre du groupe ou une personne ayant des liens avec de telles personnes, à l'exception de ce qui est présenté aux présentes ou de ce qui a été divulgué précédemment.

AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES ET AGENT DES TRANSFERTS

L'agent chargé de la tenue des registres et agent des transferts de Centurion au Canada est Valiant Trust Company, 510, 550 – 6th Avenue SW, Calgary (Alberta). L'agent chargé de la tenue des registres et agent des transferts de Centurion au Royaume-Uni est Capital Registrars, 7th Floor, Phoenix House, 18 King William Street, London, EC4N 7HE.

CONTRATS IMPORTANTS

À l'exception des contrats conclus dans le cours normal des activités, Centurion n'a conclu aucun contrat au cours de son dernier exercice financier révolu ou depuis le 1^{er} janvier 2002 qui est encore en vigueur, sauf ceux indiqués ci-après :

- a) l'entente d'admission datée du 5 juin 2003 intervenue entre Centurion et Williams De Bröe PLC concernant l'admission des actions ordinaires de Centurion au AIM;
- b) le mandat daté du 24 septembre 2003 intervenu entre Centurion et Williams De Bröe PLC concernant un placement privé relatif aux actions ordinaires de Centurion d'un montant d'au plus 10,0 millions de dollars américains;
- c) l'entente de représentation datée du 15 octobre 2003 intervenue entre Centurion, Octagon Capital Corporation et Maison Placements Canada Inc. concernant le placement privé d'actions ordinaires de Centurion d'un montant d'au plus 10,0 millions de dollars canadiens.

EXPERTS INTÉRESSÉS

APA Petroleum Engineering Inc. a rédigé le rapport d'APA de 2003. À la connaissance de Centurion, les administrateurs, dirigeants et employés d'APA sont propriétaires de moins de un pour cent (1 %) des titres en circulation de Centurion.

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

Il est possible d'obtenir des renseignements supplémentaires concernant Centurion sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

Il est possible d'obtenir des renseignements supplémentaires, y compris des renseignements concernant la rémunération des administrateurs et des dirigeants et les prêts qui leur ont été consentis, sur les principaux porteurs d'actions ordinaires, les options d'achat d'actions ordinaires et la participation d'initiés dans des opérations importantes, le cas échéant, dans la circulaire d'information de Centurion datée du 10 mai 2004 se rapportant à l'assemblée générale annuelle des actionnaires devant avoir lieu le

16 juin 2004. Il est possible d'obtenir des renseignements financiers supplémentaires dans les états financiers de Centurion et le rapport de gestion portant sur le dernier exercice financier révolu.

Lorsque les titres de Centurion font l'objet d'un placement aux termes d'un prospectus simplifié provisoire ou d'un prospectus simplifié, sur demande adressée au chef des finances de la société, aux bureaux de Centurion situés au 800, 205-5th Avenue SW, Calgary (Alberta) T2P 4H2 ou par téléphone au (403) 263-6002 ou par télécopieur au (403) 263-5998, Centurion fournira des exemplaires supplémentaires i) de la présente notice annuelle, accompagnée d'exemplaires de tous documents ou des pages pertinentes de tous documents intégrés par renvoi dans la présente notice annuelle, ii) des états financiers consolidés comparatifs pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003 accompagnés du rapport des vérificateurs connexe et des états financiers intermédiaires qui ont été produits par la société après la fin de son dernier exercice révolu, iii) de la circulaire de sollicitation de procurations de la société datée du 10 mai 2004 relativement à l'assemblée générale annuelle et extraordinaire des actionnaires tenue le 23 juin 2004 et iv) de tous autres documents qui sont intégrés par renvoi dans le prospectus simplifié provisoire ou le prospectus simplifié et qui ne sont pas tenus d'être fournis aux termes des points i), ii) ou iii), et, à tout autre moment, fournira un exemplaire de tout document dont il est question aux points i), ii) ou iii), pourvu que la société puisse demander des frais raisonnables si la demande est faite par une personne ou une société qui n'est pas un porteur de titres de la société.

ANNEXE A
RAPPORT SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES DE L'ÉVALUATEUR DE
RÉSERVES QUALIFIÉ INDÉPENDANT

Le 15 avril 2004

Le conseil d'administration
Centurion Energy International Inc.
800 Bow Valley Square II
205 – 5th Avenue SW
Calgary (Alberta)
T2P 2V7

1. Nous avons évalué les données relatives aux réserves de Centurion Energy International Inc. (la « société ») en date du 31 décembre 2003. Les données relatives aux réserves comprennent :
 - a)
 - i) les réserves prouvées et la somme des réserves prouvées et des réserves probables de pétrole et de gaz estimées en date du 31 décembre 2003 au moyen de prix et de coûts prévisionnels;
 - ii) les produits d'exploitation nets futurs estimatifs correspondants;
 - b)
 - i) les réserves prouvées de pétrole et de gaz estimées en date du 31 décembre 2003 au moyen de prix et de coûts constants;
 - ii) les produits d'exploitation nets futurs estimatifs correspondants.
2. La responsabilité des données relatives aux réserves incombe à la direction de Centurion. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les données relatives aux réserves en nous fondant sur notre évaluation.

Nous avons effectué notre évaluation et notre examen conformément aux normes exposées dans le manuel COGE (« *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* » établi en collaboration par la Society of Petroleum Evaluation Engineers (section de Calgary) et l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole (Société du pétrole).
3. Ces normes exigent que notre évaluation soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les données relatives aux réserves sont exemptes d'inexactitudes importantes. L'évaluation et l'examen comprennent également l'appréciation de la conformité des données relatives aux réserves aux principes et aux définitions exposés dans le manuel COGE.
4. Le tableau suivant présente les produits d'exploitation nets futurs estimatifs (avant déduction des impôts) attribués aux réserves prouvées et probables, estimés au moyen de prix et de coûts prévisionnels et actualisés au moyen d'un taux de 10 pour cent, qui sont compris dans les données relatives aux réserves de la société que nous avons évaluées pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003, et indique les parties que nous avons évaluées et examinées et sur lesquelles nous avons fait rapport au conseil d'administration de Centurion.

Évaluateur de réserves qualifié indépendant	Description et date d'établissement du rapport d'évaluation	Emplacement des réserves (pays ou zones géographiques étrangères)	Valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs (avant impôts, taux d'actualisation de 10 %) (en millions de \$ CA)		
			Évaluation	Examen	Vérification
APA Petroleum Engineering Inc.	Évaluation des réserves de pétrole et de gaz tunisiennes et égyptiennes au 31 décembre 2003; établissement, le 15 avril 2004	Tunisie et Égypte	146,9	néant	néant
		Total	146,9	néant	néant

5. À notre avis, les données relatives aux réserves que nous avons évaluées ont été établies, à tous les égards importants, conformément au manuel COGE et sont conformes à celui-ci.
6. Nous n'avons pas la responsabilité de mettre à jour nos rapports dont il est question au paragraphe 4 pour tenir compte de faits et de circonstances postérieurs à leur date d'établissement.
7. Les données relatives aux réserves étant fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront de ceux qui sont présentés, et les écarts pourraient être importants.

Nous apposons notre signature au rapport précédent :

APA Petroleum Engineering Inc.

Par : « Signé »
Brian D. Weatherill, ing.

Fait le 15 avril 2004

ANNEXE B
RAPPORT DE LA DIRECTION ET DES ADMINISTRATEURS CONCERNANT LES
DONNÉES RELATIVES AUX PÉTROLE ET GAZ ET AUTRE INFORMATION

La direction de la société a la responsabilité d'établir et de fournir l'information concernant les activités pétrolières et gazières de la société conformément à la réglementation en valeurs mobilières. Cette information inclut les données relatives aux réserves, qui comprennent ce qui suit :

- a) i) les réserves prouvées et la somme des réserves prouvées et des réserves probables de pétrole et de gaz estimées en date du 31 décembre 2003 au moyen de prix et de coûts prévisionnels;
- ii) les produits d'exploitation nets futurs estimatifs correspondants;
- b) i) les réserves prouvées de pétrole et de gaz estimées en date du 31 décembre 2003 au moyen de prix et de coûts constants;
- ii) les produits d'exploitation nets futurs estimatifs correspondants.

APA Petroleum Engineering Inc., un évaluateur de réserves qualifié indépendant, a évalué et examiné les données relatives aux réserves de Centurion. Le rapport de l'évaluateur de réserves qualifié indépendant est présenté aux présentes.

Le comité des réserves du conseil d'administration :

- a) a examiné les procédures suivies par Centurion pour fournir l'information à l'évaluateur de réserves qualifié indépendant;
- b) a rencontré l'évaluateur de réserves qualifié indépendant dans le but de déterminer si on lui a imposé des restrictions limitant sa capacité de fournir un rapport sans restriction.
- c) a examiné les données relatives aux réserves avec la direction et l'évaluateur de réserves qualifié indépendant.

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

- a) le contenu des données relatives aux réserves de Centurion et de toute autre information concernant le pétrole et le gaz et leur dépôt auprès des autorités en valeurs mobilières;
- b) le dépôt du rapport de l'évaluateur de réserves qualifié indépendant sur les données relatives aux réserves;
- c) le contenu du présent rapport et son dépôt.

Les données relatives aux réserves de Centurion étant fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront de ceux qui sont présentés, et les écarts peuvent être importants.

« *Signé* »

Said S. Arrata
Président et chef de la direction

« *Signé* »

Barry W. Swan
Vice-président et chef des finances

« *Signé* »

Derrick R. Armstrong
Administrateur

« *Signé* »

Robert Cook
Administrateur