

TransCanada PipeLines est une société canadienne qui possède et exploite le principal réseau de transport de gaz naturel du Canada, de l'Alberta au Québec, et qui détient des intérêts dans deux autres gazoducs canadiens en cours de construction. Outre le fait qu'elle est un important acheteur de gaz naturel de l'Ouest destiné aux marchés de l'Est du Canada, TransCanada est un important exportateur de gaz naturel canadien sur les marchés des États-Unis. La Société transporte également du gaz naturel pour le compte d'autres compagnies. Les intérêts que TransCanada détient dans des gisements de pétrole et de gaz la placent au quinzième rang des compagnies d'exploration pétrolière et gazière au Canada; elle participe également de manière soutenue à l'un des plus vastes programmes d'exploration pétrolière et gazière du Canada. TransCanada possède des investissements importants et sans cesse croissants dans divers pipelines aux États-Unis, ainsi que dans le secteur de l'exploration pétrolière et gazière et détient, à ce titre, des intérêts dans vingt-cinq états. Son actif dépasse maintenant 4,5 milliards de dollars.

### Table des matières

Points saillants	2
Rapport aux actionnaires	3
Activités de la Société au Canada	7
Division de l'Alberta	7
Division des Gazoducs	8
Gazoduc Trans Québec & Maritimes	16
Projets spéciaux	18
Activités de la Société aux États-Unis	20
Division Pétrole et gaz	24
Division des Finances	26
Division des Affaires de la Société	28
Commentaire financier	29
Rapport de la Direction	29
États financiers	34

Couverture:  
Appareil de forage à Ferrier,  
en Alberta

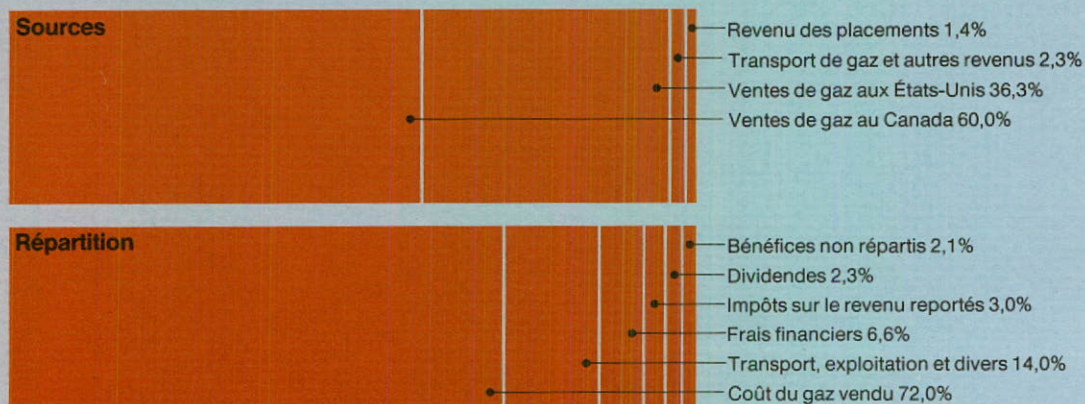
Page 2 de la couverture:  
Entretien de puits produisant  
du pétrole lourd près de  
Lloydminster, en Alberta

You may obtain an English copy of this report by sending a request to the Secretary of TransCanada PipeLines, P.O. Box 54, Commerce Court West, Toronto, Ontario M5L 1C2.

## Points saillants

	1981	1980
<b>Exploitation</b>	<b>(\$000)</b>	<b>(\$000)</b>
Revenus	3 404 897	3 123 057
Bénéfice net revenant aux actions ordinaires	125 573	93 435
Fonds provenant de l'exploitation	275 742	241 073
Dividendes déclarés		
Actions privilégiées	30 171	9 762
Actions ordinaires	51 170	49 985
<b>Statistiques relatives aux actions ordinaires</b>		
Bénéfice net par action	\$ 2,85	\$ 2,18
Fonds provenant de l'exploitation	6,26	5,64
Dividendes déclarés	1,16	1,16
Dépenses totales en immobilisations	24,56	19,08
<b>Dépenses en immobilisations</b>	<b>(\$000)</b>	<b>(\$000)</b>
Constructions, terrains et équipement	533 417	127 373
Investissements		
Gazoducs	239 226	16 273
Pétrole et gaz	128 429	206 520
Paiements à valoir sur approvisionnement en gaz	181 226	465 786

## Revenus de 1981



En 1981, TransCanada PipeLines a, une fois de plus, fait la preuve de la solidité de ses assises financières, et la tendance à l'élargissement de sa base bénéficiaire s'est confirmée. La poursuite de l'expansion de la Société pendant l'année écoulée s'explique notamment par l'importance de ses investissements et la diversification toujours plus poussée de ses activités.

### Résultats financiers pour 1981

Les résultats d'exploitation de la Société se sont encore améliorés:

- ▶ Les revenus ont atteint 3 405 000 000 de dollars, contre 3 123 000 000 en 1980. Toujours par rapport à 1980, le bénéfice revenant aux actions ordinaires est passé de 93 435 000 dollars à 125 573 000 dollars.
- ▶ Le bénéfice net par action ordinaire a atteint 2,85 dollars en 1981, contre 2,18 dollars en 1980, et le nombre moyen des actions en circulation a augmenté de 3 pour cent.
- ▶ Le montant total des dépenses en immobilisations s'est chiffré en 1981 à 1,082 milliard de dollars, contre 816 millions de dollars en 1980.
- ▶ Les dividendes payés en 1981 se sont chiffrés à 1,16 dollars par action.

Pour l'exercice 1981, certaines modifications ont été apportées à la présentation des comptes de la Société, modifications qui ont consisté à étendre l'utilisation de la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation des investissements de la Société dans des coentreprises (pétrole, gaz et gazoducs). L'ajustement des états financiers de 1980 opéré pour tenir compte de ce changement de méthode n'a pas eu d'incidence sur les chiffres concernant le bénéfice net, qui demeure celui indiqué dans le rapport de l'an dernier.

### Programme énergétique national

Les pouvoirs publics ont pris en 1981 de nombreuses décisions qui revêtent une importance capitale pour la croissance future de TransCanada PipeLines. Les accords sur la fixation des prix conclus entre le Gouvernement fédéral et le Gouvernement de l'Alberta en septembre 1981 devraient contribuer au développement de l'industrie canadienne du gaz naturel au cours des prochaines années.

### Activités de la Société au Canada en 1981

La Division des gazoducs a mené à bien le plus ambitieux des programmes de construction entrepris depuis la création de la Société, pour lui permettre de faire face à l'accroissement du volume de gaz à transporter et à l'augmentation des ventes sur le marché intérieur prévue pour 1982. Les ventes de gaz au Canada ont progressé en 1981 de 4 pour cent, tandis que le volume des exportations vers les États-Unis accusait un recul de 12,5 pour cent.

Les tarifs de la Société ont été relevés en 1981 par l'Office national de l'énergie pour tenir compte de la hausse des taux d'intérêt et de l'augmentation des frais d'exploitation, et aussi d'une amélioration du rendement des actions.

La société TCPL Resources Ltd., qui est une filiale en propriété exclusive de TransCanada PipeLines, a porté en 1981 sa production journalière moyenne de pétrole et de gaz à l'équivalent de 4 100 barils de pétrole. En mars 1982, TCPL Resources a acheté à Dome Petroleum Limited, pour environ 560 millions de dollars, une participation de 12,5 pour cent dans des gisements pétrolifères et gazéifères situés au Canada et à l'étranger qui appartenaient à la société Hudson's Bay Oil and Gas Company Limited, ainsi que dans Cyprus Anvil Mines Corporation. Cette prise de participation devrait permettre à la Société de porter au cours de l'été 1982 sa production journalière moyenne de pétrole et de liquides du gaz naturel à plus de 12 000 barils d'équivalent-pétrole. Grâce à cet achat, la Société dispose de réserves de pétrole et de gaz qui sont près de deux fois celles de l'an dernier, et son patrimoine foncier a plus que doublé.

La société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc., contrôlée à 50 pour



John M. Beddome,  
Président du Conseil d'administration

cent par TransCanada PipeLines, a achevé la construction de canalisations s'étendant du gazoduc principal de TransCanada jusqu'à Boisbriand, au Québec, et a commencé en février 1982 à assurer la distribution de gaz naturel dans la région située au nord de Montréal, qui n'était pas précédemment desservie.

Le projet réalisé par la société Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd., projet auquel la Société participe à raison de 44 pour cent et qui prévoit la construction d'un gazoduc reliant Empress (Alberta) à Monchy (Saskatchewan), était en bonne voie d'achèvement à la fin de 1981.

### **Activités de la Société aux États-Unis en 1981**

TCPL Resources USA Ltd., filiale en propriété exclusive de la Société, qui mène depuis 1980 des travaux de prospection pétrolière et gazière aux États-Unis, a continué d'accroître son patrimoine de gisements pétrolifères et gazifères en 1981.

La Great Lakes Gas Transmission Company, contrôlée à 50 pour cent par la Société, a enregistré en 1981 un bénéfice net de 21,4 millions de dollars É.-U., en progression marquée par rapport à celui de 1980 (16,9 millions de dollars É.-U.).

Les travaux menés dans le cadre de la première phase du projet Northern Border, auquel la Société participe à raison de 30 pour cent, ont permis de construire plus de 1 000 kilomètres de gazoduc, dans les délais prévus et sans dépassement des devis. Quant aux perspectives de financement du tronçon Alaska de l'Alaska Natural Gas Transportation System (Réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska), elles ont été nettement améliorées par la décision du Congrès des États-Unis d'accorder les dérogations demandées par les promoteurs du projet.

### **Vente de titres de la Société en 1981**

La Société a vendu en 1981 pour 1,3 milliards de dollars de titres. Les ventes effectuées au Canada ont représenté 500 millions de dollars, celles effectuées aux États-Unis 507 millions de dollars et celles effectuées sur les places européennes 304 millions de dollars.

À la fin du premier trimestre de 1982, le montant des ventes de titres effectuées par la Société aux États-Unis, ainsi qu'en Grande-Bretagne et sur diverses autres places financières d'Europe, se chiffrait à 304 millions de dollars.

### **Perspectives pour 1982**

Le Conseil d'administration de TransCanada PipeLines s'attend à ce que la Société atteigne ses objectifs de croissance sur le plan interne pour 1982, aussi bien au Canada qu'aux États-Unis, et il a de bonnes raisons de penser que le bénéfice net par action augmentera dans une mesure notable.

L'Office national de l'énergie a déjà approuvé des demandes présentées par TransCanada en vue de l'extension de son réseau de gazoducs au Canada en 1982, notamment grâce à la construction d'un gazoduc reliant North Bay à Morrisburg (Ontario), dont le coût est estimé à 468 millions de dollars. Le permis de construire demandé en 1981 pour des installations supplémentaires d'un coût total de 227 millions de dollars, dont la construction était prévue pour 1982, n'a cependant pas encore été accordé. L'Office national de l'énergie a ouvert, à la mi-mars 1982, une audience d'ensemble pour examiner les demandes portant sur l'exportation de gaz naturel. Si ses demandes sont approuvées, la Société pourra augmenter de 28 millions de mètres cubes le volume journalier moyen de ses exportations de gaz. Il ne fait pas de doute que la progression des exportations de gaz naturel est de nature à contribuer au raffermissement du dollar canadien, à

améliorer la balance canadienne des paiements et à stimuler l'exploration et le développement des gisements de gaz naturel.

La société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. compte achever en 1982 la construction du tronçon de gazoduc entre Boisbriand et Trois-Rivières.

Les investissements consacrés par la Société à l'exploration pétrolière et gazière au Canada et aux États-Unis devraient se chiffrer au total, fin 1982, à 1,3 milliards de dollars, en comptant le coût de la prise de participation dans Hudson's Bay Oil and Gas.

TransCanada a accepté de collaborer avec la société NOVA, an Alberta Corporation, à l'expansion des installations d'extraction d'éthane et de liquides du gaz naturel à la tête de puits d'Empress (Alberta). La Société procède également à des négociations en vue de participer à un projet prévoyant la construction en Colombie-Britannique d'installations de liquéfaction pour l'exportation de gaz naturel vers le Japon.

On constatera probablement en 1982 une réduction des activités d'exploration et de développement menées au Canada, du fait de la mise en œuvre du Programme énergétique national et des répercussions du budget fédéral présenté en 1981. Pour qu'une reprise puisse s'amorcer dans le secteur de l'énergie, il est indispensable que le Gouvernement fédéral et les gouvernements provinciaux redoublent d'efforts pour en améliorer la situation financière.

Il faut certes s'attendre à ce que le financement de grands programmes d'investissement demeure difficile en 1982, mais la Société a prouvé qu'elle savait tirer le meilleur parti des possibilités offertes par les marchés financiers nord-américains et européens. TransCanada estime avoir besoin pour 1982 d'un apport de capitaux de 1,7 milliard de dollars, et ses besoins de financements pour la période allant jusqu'à 1985 pourraient atteindre 4 milliards de dollars.

L'expansion des activités de la Société aux États-Unis se poursuivra en 1982. La première phase du projet Northern Border s'achèvera vers la fin de l'année, et le réseau Northern Border commencera alors d'être alimenté en gaz naturel de l'Alberta. Les travaux d'exploration de gisements pétrolifères et gazéifères menés aux États-Unis devraient permettre la mise en exploitation d'un certain nombre de gisements en 1982.

### Départ à la retraite de M. J.H. Coleman

M. J.H. Coleman, Membre du Conseil d'administration depuis 1970, qui a atteint l'âge de la retraite, va cesser de siéger au Conseil. Au nom de ses collègues du Conseil d'administration et de tous les actionnaires, nous tenons à lui rendre hommage pour sa contribution inestimable aux travaux du Conseil d'administration, et à le remercier tout particulièrement pour les avis et conseils précieux qu'il nous a donnés en matière financière.

### Remerciements au personnel

Au nom de tous les actionnaires, nous tenons aussi à exprimer notre gratitude à tout le personnel de la Société qui, ne ménageant pas ses efforts, nous a permis d'atteindre en 1981 les objectifs que nous avions assignés à TransCanada.

Pour le Conseil d'administration



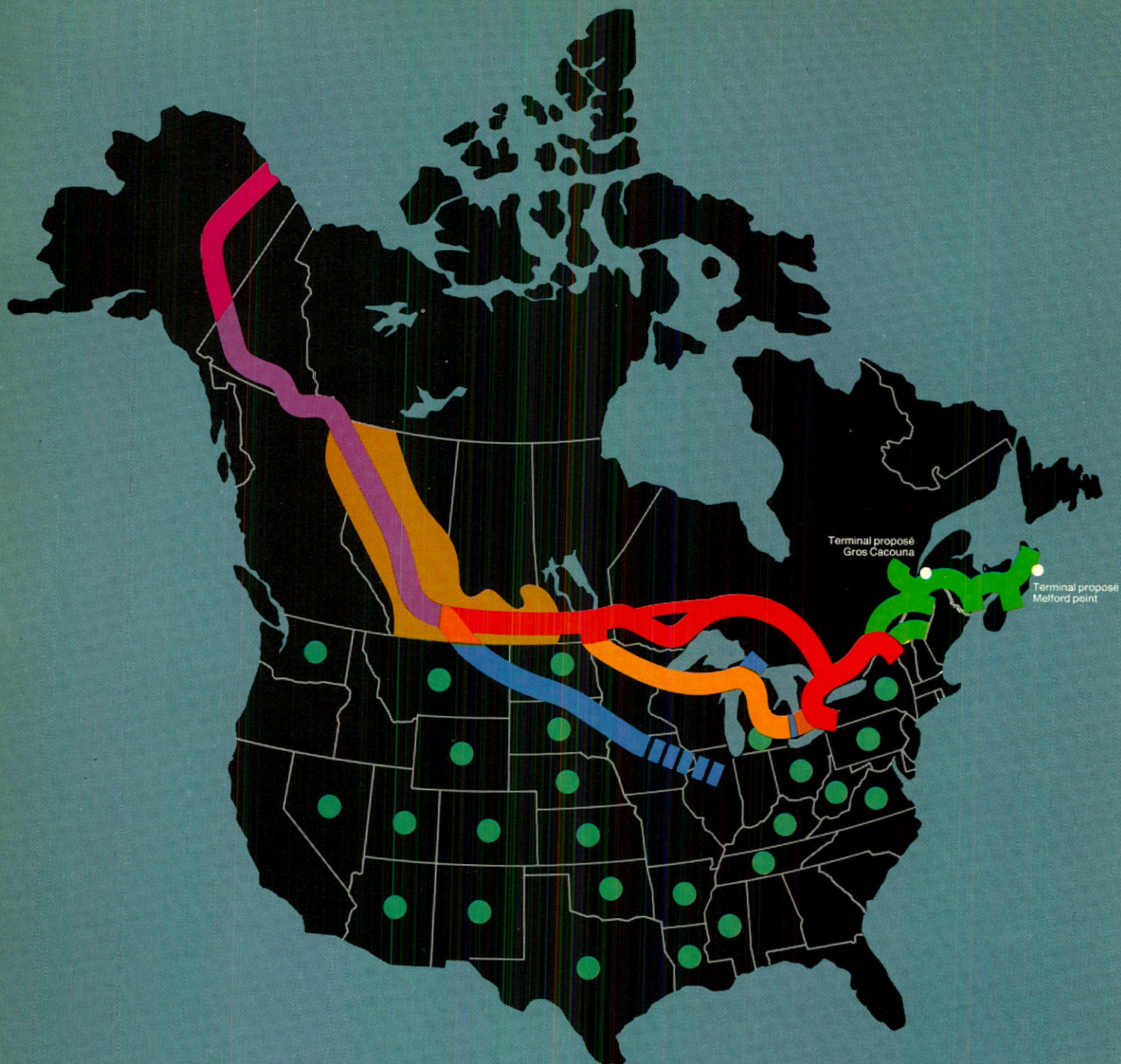
Président du Conseil d'administration  
Toronto, Canada, le 19 mars 1982



Président directeur général



Radcliffe R. Latimer,  
Président-Directeur général



### Activités au Canada

- TransCanada PipeLines  
Propriété exclusive

---

- Gazoduc Trans Québec & Maritimes  
Participation de 50%

---

- Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.  
Participation de 44%

---

- TCPL Resources Ltd.  
Terrains pétrolières et gazéifères  
Participation de 12½%

---

- Réseau raccordé <sup>11</sup>

### Activités aux États-Unis

- Great Lakes Transmission Company  
Participation de 50%

---

- TCPL Resources U.S.A. Ltd.  
Terrains pétrolières et gazéifères  
Participation de 17-20%  
25 États

---

- Réseau de gazoducs de l'Alaska**

---

- TransCanada PipeLine Alaska Ltd.  
Participation de 7% dans le tronçon Alaska

---

- Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.  
(Réseau raccordé)

---

- TransCanada Border PipeLine Ltd.  
Phase 1 – Tronçon Northern Border, particip. 30%
- Phase 2 – Tronçon Northern Border, particip. 17%

### Tableau de conversion du système métrique au système britannique

TransCanada emploie le Système international SI pour rendre compte de ses résultats d'exploitation. Le tableau de conversion ci-après donne des équivalences approximatives qui permettront de convertir en unités du système britannique les chiffres figurant dans le présent rapport.

Pour convertir des	En	Multiplier par
milliers de mètres cubes	Mpc	35,3
millions de mètres cubes	MMpc	35,3
milliards de mètres cubes	Bpc	35,3
kilomètres	milles	0,62
millimètres	pouces	0,04
gigajoules	MMBtu	0,95
kilowatts	HP	1,34
kilopascals	lb.po. <sup>2</sup>	0,15



# Compte rendu des activités de l'année / Activités de la Société au Canada

## Division de l'Alberta

La Division de l'Alberta a continué en 1981 à diriger l'ensemble des opérations d'approvisionnement en gaz de la Société, et a en outre élargi le champ de ses activités à la pétrochimie et à la vente à terme de gaz naturel liquéfié (GNL), domaines auxquels la Société s'intéresse de plus en plus.

### Réserves de gaz de la Société et acquisition de nouvelles réserves

Pour l'année 1981, la production de gaz naturel au titre de tous les contrats d'achat de gaz passés par la Société s'est chiffrée à 36,3 milliards de mètres cubes. Au 31 décembre 1981, le total cumulatif des réserves contractuelles de la Société dans l'Ouest du Canada s'élevait à environ 1 436 milliards de mètres cubes de gaz, chiffre dont il faut déduire les quelque 500 milliards de mètres cubes de gaz déjà extraits. Bien qu'il y ait eu en 1981, du fait du Programme énergétique national, une baisse générale du nombre des nouveaux forages entrepris en Alberta, les producteurs avec lesquels la Société a passé des contrats d'achat de gaz ont poursuivi activement leurs activités de développement, grâce à quoi le chiffre net des réserves (après déduction des quantités extraites en vertu des contrats en vigueur) a pu être relevé au 31 décembre 1981 de 86 milliards de mètres cubes, soit environ 10 pour cent.

La Société a négocié un certain nombre de nouveaux contrats d'exportation de gaz au titre desquels elle compte vendre environ 28 millions de mètres cubes de gaz par jour. Pour honorer ces contrats, TransCanada a prévu de puiser dans ses réserves existantes, mais estime qu'elles sont à long terme insuffisantes. La Société a donc acquis des réserves supplémentaires de gaz représentant environ 80 milliards de mètres cubes qui, s'ajoutant aux 1 436 milliards de mètres cubes mentionnés plus haut, devraient lui permettre d'honorer ses nouveaux contrats d'exportation.

Aux termes des nouveaux contrats d'approvisionnement, la Société s'est engagée à prendre livraison, dans toute la mesure du possible, des volumes fournis jusqu'en 1986. Par la suite, ses obligations se limiteront à 60 pour cent des volumes annuels prévus par les contrats. Si la Société n'est pas en mesure de prendre livraison de la quantité de gaz convenue, le producteur pourra demander la résiliation du contrat.

La Société a demandé à l'Office pour la conservation des ressources énergétiques de l'Alberta l'autorisation de retirer de l'Alberta une quantité supplémentaire de 336 milliards de mètres cubes de gaz, consistant en 126 milliards de mètres cubes, qui lui permettront d'accroître ses exportations vers les États-Unis en vertu des contrats actuels ou futurs, et 210 milliards de mètres cubes destinés à desservir plus largement les marchés de l'Est canadien jusqu'en 1997. Elle a également demandé à cet Office l'autorisation de prendre livraison de certains volumes de gaz albertain à la frontière de la Colombie-Britannique, pour le vendre à Dome Petroleum Limited, qui en assurera la liquéfaction et livrera le GNL ainsi produit à des sociétés japonaises de service public.

### Programme d'allocation des achats de gaz naturel

La plupart des contrats d'achat de gaz passés par TransCanada stipulent que la Société est tenue, si elle ne se fait pas livrer les quantités minimales spécifiées de gaz (gaz à prendre ou à payer), de faire certains versements aux producteurs.

Pour les exercices contractuels se terminant les 31 octobre 1981 et 31 octobre 1982, la livraison de 20 pour cent du volume annuel de gaz que la Société s'est engagée à acheter a été différée (pratique du "gaz différé"), avec l'accord de la grande majorité des producteurs. Compte tenu de cette décision, le volume total de gaz que la Société avait "à prendre ou à payer" pour l'exercice contractuel terminé le 31 octobre 1981 s'est élevé à 19,4 milliards de mètres cubes, et l'on estimait, à la mi-mars 1982, que viendront s'ajouter à ce chiffre 4,5 milliards de mètres cubes de gaz à prendre ou à payer pour l'exercice se terminant le 31 octobre 1982.

En mars 1982, TransCanada a offert aux producteurs de remettre en vigueur ses obligations d'achat précédemment différées et de leur payer la valeur des quantités minimum de gaz dont elle s'était initialement engagée à prendre livraison pour les exercices contractuels se terminant les 31 octobre 1981 et 1982. En contrepartie de ces paiements, les obligations minimales de prise de livraison pour les exercices contractuels ultérieurs seraient annulées. Si cette offre est acceptée, toutes les sommes payées pour du gaz "à prendre ou à payer" seront remboursées à la Société par un consortium bancaire avec lequel la Société a conclu un arrangement spécial.

## Division des Gazoducs

### Procédure de réglementation en 1981

L'Office national de l'énergie (ONE) a autorisé la Société à relever ses tarifs avec effet au 1er septembre 1981. L'Office a estimé qu'un taux de rendement sur base de tarification de 12,63 pour cent par an était juste et raisonnable. Avant cette décision, le taux de rendement sur base de tarification autorisé était de 11,1 pour cent.

La Société, en janvier 1982, a demandé l'autorisation de réviser ses tarifs avec effet au 1er août 1982. Les nouveaux tarifs devraient permettre de faire face à l'augmentation prévue des coûts et ont été établis sur la base d'un taux de rendement sur base de tarification de 13,93 pour cent, contre 12,63 pour cent actuellement.

En plus d'accomplir les formalités nécessaires chaque année pour l'approbation de ses tarifs et de prendre part aux audiences concernant diverses installations mentionnées ailleurs dans le présent rapport, la Société a participé à plusieurs études générales touchant la réglementation. Elle a déposé divers dossiers dans le cadre de l'enquête "Énergie tous azimuts" menée par l'Office national de l'énergie, pour laquelle des audiences ont été tenues à partir de novembre 1980, et qui a abouti à la publication, en septembre 1981, d'un rapport intitulé "L'Énergie au Canada: Offre et demande". La Société a également participé à l'enquête que l'ONE a menée sur la tarification dans le secteur du gaz à la suite de la demande de révision tarifaire présentée par TransCanada. Elle a encore participé aux audiences organisées en avril 1981 par le Conseil pour la conservation des ressources énergétiques de l'Alberta sur le thème des besoins énergétiques de cette province pour la période de 25 ans allant de 1981 à 2005. La Société a enfin fourni des contributions à diverses études menées aux États-Unis par la Federal Energy Regulatory Commission.

### Évolution future des tarifs du gaz

Par un accord conclu le 1er septembre 1981, le Gouvernement fédéral et le Gouvernement de l'Alberta ont fixé le prix que la Société doit payer pour le gaz extrait des gisements de l'Alberta. Cet accord prévoit que ce prix sera relevé de 25 cents par millier de pieds cubes le 1er février et le 1er août de chaque année jusqu'à l'expiration de l'accord en 1986. Afin d'encourager l'utilisation du gaz naturel, le prix du gaz destiné au marché intérieur sera fixé à environ 65 pour cent de la moyenne pondérée des prix du pétrole canadien et du pétrole importé pratiqués à Toronto.

Des principes directeurs pour la fixation du prix du gaz naturel canadien ont été publiés le 13 janvier 1982; ils prévoient l'application de tarifs promotionnels dans les régions nouvellement desservies par le réseau de la société Gazoduc Trans Québec & Maritimes, afin de stimuler au maximum l'expansion du marché du gaz naturel.

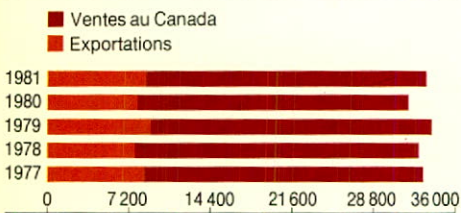
### Commercialisation

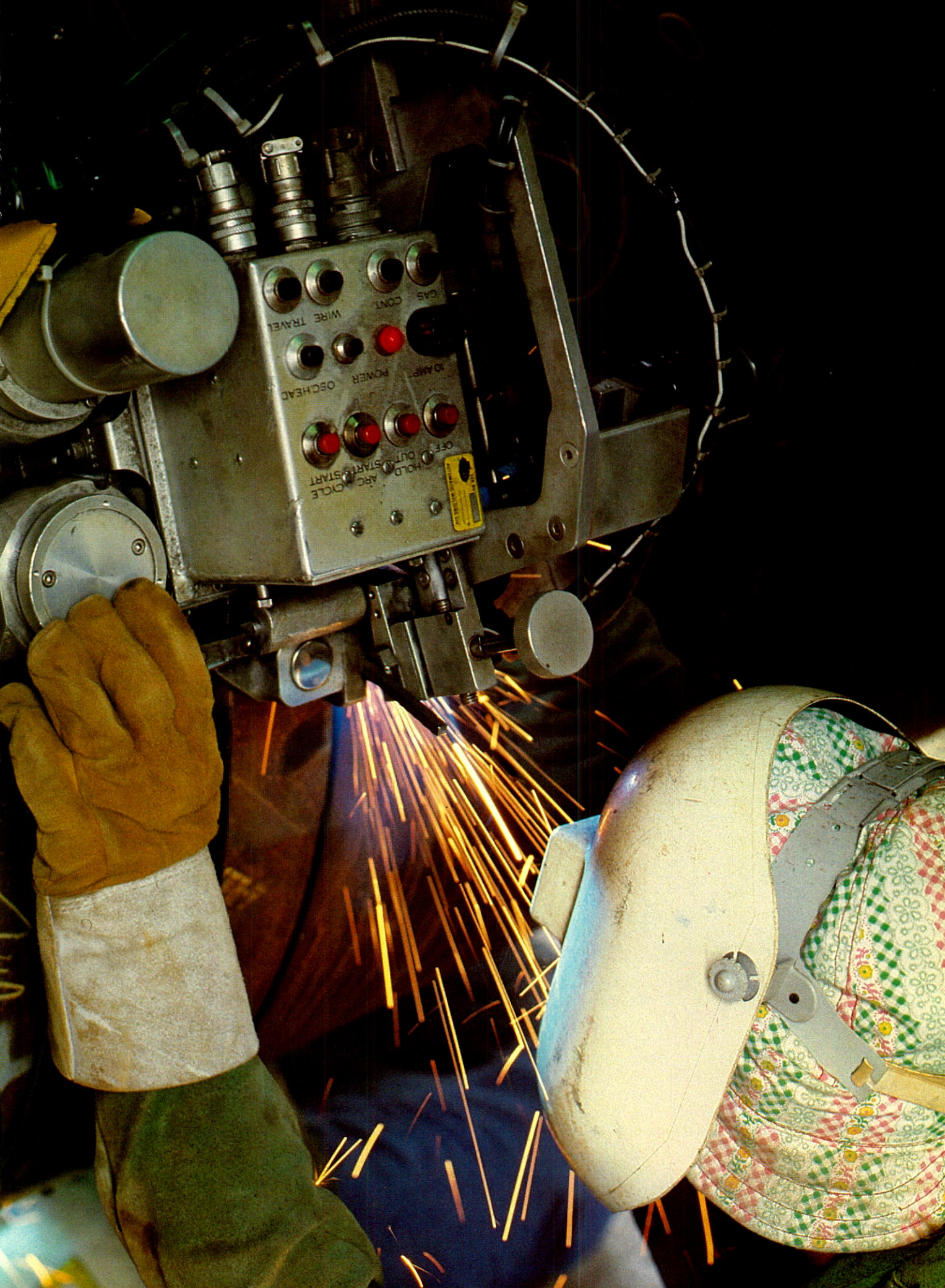
En 1981, TransCanada a poursuivi ses efforts pour élargir les débouchés qui s'offrent au gaz canadien sur le marché intérieur et sur les marchés d'exportation.

Un soudeur actionne les commandes d'une machine à souder automatique pendant l'installation d'une canalisation de 1 219 mm de diamètre près de Portage la Prairie, au Manitoba.

## Livraisons de gaz pour la vente et le transport

Millions de mètres cubes





Le volume total des livraisons de gaz (vente et transport) de la Société sur le marché canadien a augmenté en 1981 de 4 pour cent par rapport à 1980; le volume des exportations vers les États-Unis a en revanche accusé un recul de 12,5 pour cent.

La progression des livraisons sur le marché intérieur s'explique entièrement par l'augmentation de la consommation dans l'Est canadien, qui elle-même est due à la fois à la rigueur de l'hiver et à la tendance à substituer le gaz naturel au mazout. Le déclin des exportations tient au ralentissement de l'activité économique aux États-Unis et à une augmentation de l'offre à court terme de gaz naturel dans ce pays.

Le volume de gaz transporté par la Société pour le compte d'autres exportateurs a fortement augmenté en 1981, du fait essentiellement de l'octroi par l'ONE de licences d'exportation à ProGas Limited, Consolidated Natural Gas Company et Sulpetro Limited. TransCanada a fourni, en 1981, 17 pour cent de la quantité de gaz transportée pour le compte de ProGas. La licence d'exportation de Sulpetro a été prorogée.

TransCanada a soumis à l'ONE, en 1981, des demandes de licences d'exportation de gaz naturel qui lui permettraient de traiter avec cinq sociétés américaines. L'ONE a entamé le 16 mars 1982 une série d'audiences conjointes pour l'examen des demandes de licences d'exportation de TransCanada et de diverses autres sociétés pour 1982. Une décision devrait être prise avant la fin de l'année. Les demandes de licences de TransCanada portent sur une période de 10 ans et prévoient l'exportation annuelle de 7 098 millions de mètres cubes de gaz. Une part importante du gaz qui serait exporté en vertu de ces nouvelles licences serait acheminée vers le Nord-Est des États-Unis, et un vaste marché s'ouvrirait ainsi au gaz canadien. TransCanada a en outre conclu avec une société américaine qui est déjà sa cliente un accord prévoyant la prorogation du contrat existant pour une durée de 10 ans à compter de 1985, sans modification du volume annuel à livrer. La demande de licence d'exportation demandée à la suite de cet accord sera également examinée pendant la série d'audiences conjointes.

Ces derniers temps, un certain nombre d'importateurs des États-Unis ont acheté des quantités de gaz naturel inférieures au volume annuel prévu par leur contrat et dont l'exportation était permise. Or, étant donné que les licences d'exportation spécifient le volume maximal des livraisons journalières et annuelles, il est impossible de remettre à une date ultérieure celles qui n'ont pas été effectuées. En conséquence, TransCanada a conclu avec ces importateurs des contrats aux termes desquels ils se sont engagés à acheter d'ici l'expiration des contrats initiaux un volume de gaz égal au total des livraisons non effectuées, soit 5 716 millions de mètres cubes. TransCanada a demandé à l'ONE les licences d'exportation nécessaires. La Société a obtenu des autorisations lui permettant de poursuivre jusqu'au 31 octobre 1982 ses exportations interruptibles vers les États-Unis.

### Progression des ventes sur le marché intérieur en 1982

La Société prévoit que la progression des ventes sur le marché intérieur se poursuivra en 1982.

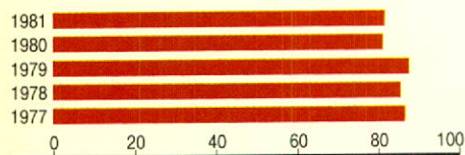
La construction par TransCanada d'une canalisation reliant North Bay à Morrisburg (Ontario) permettra d'assurer la desserte de plusieurs agglomérations situées dans la Vallée de l'Outaouais et fournira une capacité additionnelle pour desservir le Québec et les provinces maritimes.

La construction par la société Gazoduc Trans Québec & Maritimes (TQM) de canalisations reliant Boisbriand, au nord de Montréal, à Trois-Rivières permettra également

Billette d'acier incandescente à la sortie d'un four chauffé au gaz aux aciéries Sidbec-Dosco, à Montréal, Qué.

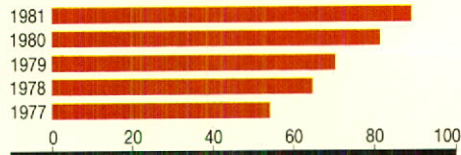
### Volume moyen vendu par jour

Millions de mètres cubes



### Prix moyen du gaz vendu au Canada

Dollars par millier de mètres cubes

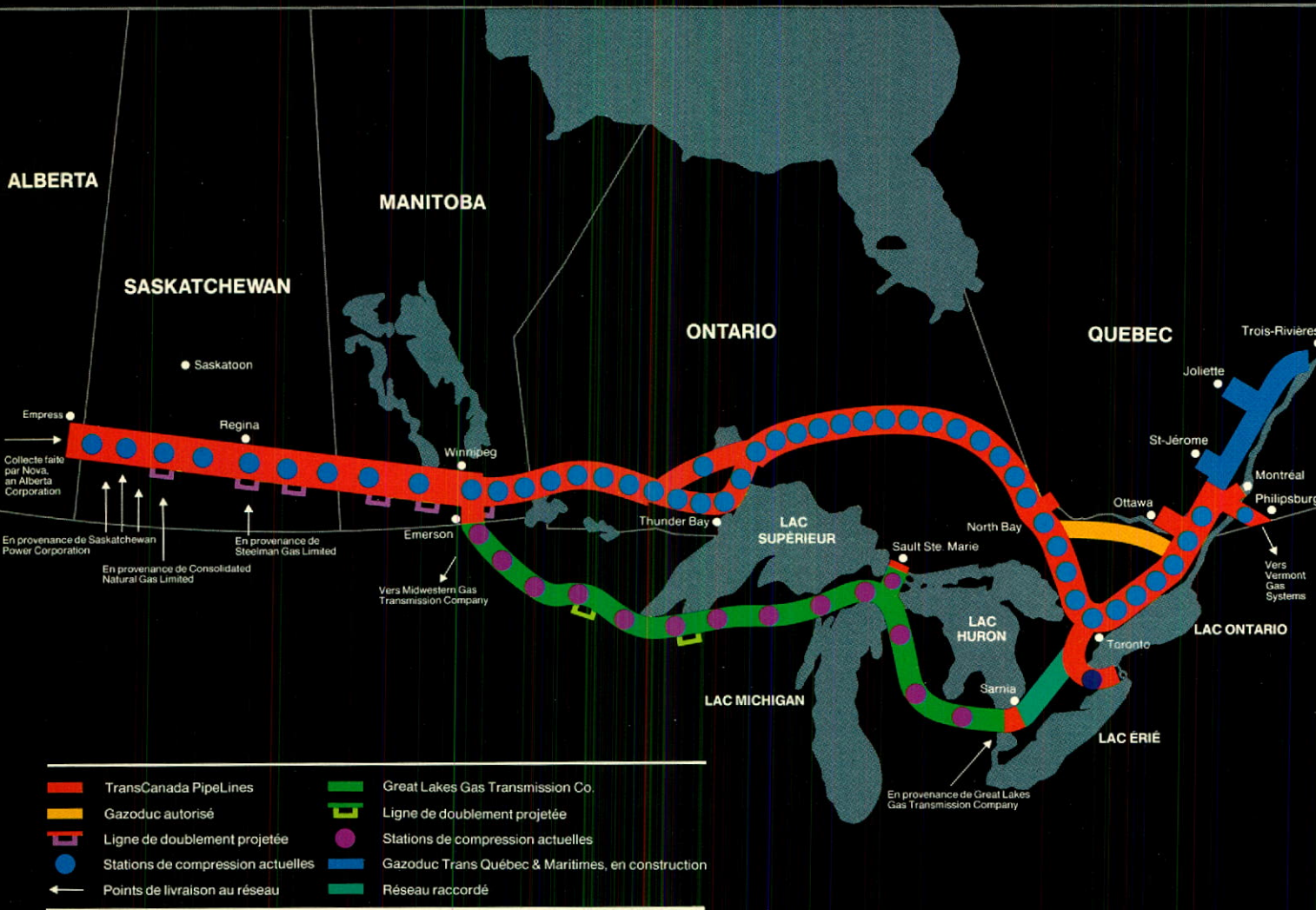




## Volumes de gaz vendus et transportés, par an

(en milliers de mètres cubes)

Ventes	1981	1980	1979	1978	1977
Saskatchewan Power Corporation	35 560	166 706	444 824	514 967	550 655
Plains-Western Gas (Manitoba) Ltd.	238 243	251 994	260 014	246 252	240 991
Inter-City Gas Corporation	216 440	238 057	250 637	236 324	232 031
Greater Winnipeg Gas	1 332 688	1 413 725	1 508 782	1 470 968	1 288 716
Northern & Central Gas Corporation Limited					
Division de l'Ontario	3 449 209	3 483 152	3 546 983	3 465 416	3 474 161
The Consumers' Gas Company Ltd.	8 247 993	8 025 751	8 151 365	8 821 619	8 847 078
Union Gas Limited	7 141 439	6 407 173	6 840 115	6 826 009	6 607 154
Kingston Public Utilities Commission	84 933	79 813	74 731	69 544	67 236
Gaz Métropolitain, inc.	2 622 884	2 330 752	2 220 273	2 127 757	1 895 441
<b>Total pour le Canada</b>	<b>23 369 389</b>	<b>22 397 123</b>	<b>23 297 724</b>	<b>23 778 856</b>	<b>23 203 463</b>
Michigan Wisconsin Pipe Line Company	372 997	383 020	516 986	516 983	516 983
Midwestern Gas Transmission Company	2 868 160	3 713 995	4 273 792	3 297 931	3 325 949
Great Lakes Gas Transmission Company	2 616 861	2 663 417	3 206 072	3 033 437	3 017 627
Inter-City Gas Limited	157 585	169 441	188 078	190 634	205 889
Niagara Gas Transmission Limited	179 699	183 003	186 033	176 516	168 704
Vermont Gas Systems, Inc.	130 001	119 566	128 740	119 644	120 771
Autres exportations	—	—	60 174	—	903 635
<b>Total pour les États-Unis</b>	<b>6 325 303</b>	<b>7 232 442</b>	<b>8 559 875</b>	<b>7 335 145</b>	<b>8 259 558</b>
<b>Volume total vendu</b>	<b>29 694 692</b>	<b>29 629 565</b>	<b>31 857 599</b>	<b>31 114 001</b>	<b>31 463 021</b>
<b>Volume transporté</b>	<b>3 753 127</b>	<b>2 167 927</b>	<b>1 994 348</b>	<b>1 693 994</b>	<b>1 690 258</b>



de desservir dès 1982 un certain nombre d'agglomérations du Québec non encore approvisionnées en gaz naturel. Les tarifs promotionnels approuvés par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources du Canada, qui entreront en vigueur en novembre 1982, devraient stimuler la croissance de l'utilisation du gaz naturel au Québec.

### Études de commercialisation

La Société, en étroite collaboration avec les sociétés distributrices canadiennes qui sont ses clientes, a réalisé des dossiers à l'intention des gouvernements fédéral et provinciaux afin de promouvoir les utilisations nouvelles du gaz naturel et l'expansion des réseaux actuels de distribution de gaz naturel. Elle a participé à des études sur l'utilisation du gaz naturel comprimé (GNC) comme carburant pour les moteurs à explosion et à une étude des possibilités de raffinage du fuel-oil lourd dans l'Est du Canada.

### Ingénierie et exploitation

#### Travaux de construction effectués en 1981

La Société a consacré, en 1981, 533 millions de dollars au développement et à l'amélioration de son réseau de transport de gaz, afin d'en accroître la capacité et d'en améliorer l'efficacité et la sécurité d'exploitation. Jamais encore la Société n'avait lancé un programme annuel d'investissement aussi ambitieux.

La construction d'un cinquième gazoduc a été entreprise en Saskatchewan et au Manitoba; une conduite de 1 219 millimètres de diamètre est en cours d'installation sur un parcours de 291 kilomètres. On n'avait encore jamais construit au Canada un gazoduc d'un tel diamètre. Le second gazoduc reliant Toronto à Niagara (Ontario) a été prolongé grâce à l'installation sur 44 kilomètres d'une conduite de 914 millimètres de diamètre. Au Québec, le doublement de l'antenne de Saint-Mathieu a été entrepris, et une conduite de 508 millimètres de diamètre a été installée sur un parcours de 19 kilomètres.

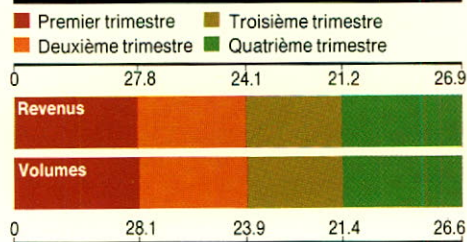
Cinq unités de compression à grande capacité et à haut rendement énergétique ont été installées dans des stations de compression existantes de la Saskatchewan et du Manitoba. En comptant les quatre unités de moins grande capacité dont ont été équipées des stations existantes de l'Ontario, la capacité de compression disponible sur le réseau de TransCanada a été accrue de 117 800 kilowatts.

Par la suite de l'augmentation de la densité de population dans trois agglomérations situées à proximité du gazoduc, il fallu, pour des raisons de sécurité, installer sur 17 kilomètres une conduite à parois plus épaisses.

Dans le cadre du programme continu d'entretien que la Société exécute pour s'assurer que ses gazoducs sont convenablement protégés contre la corrosion, 3 400 kilomètres de conduites ont été inspectées et, le cas échéant, remises en état. La Société étant toujours soucieuse d'éviter le gaspillage de gaz et d'améliorer l'efficacité d'exploitation de son

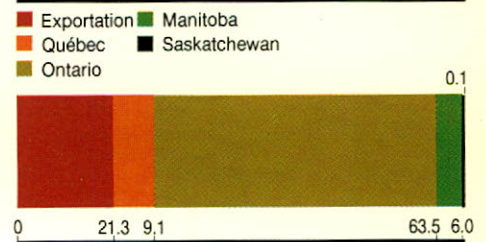
#### Répartition des revenus tirés des ventes, et des volumes

Pourcentages par trimestre de l'année civile



#### Les marchés du gaz en 1981

Répartition des volumes vendus



réseau, les unités de compression ont été testées régulièrement, et certaines modifications ont été apportées aux installations.

### Travaux de construction prévus pour 1982

Dans le courant de l'été 1981, la Société a reçu de l'ONE l'autorisation d'entreprendre la construction des installations nécessaires au transport du gaz qui doit être exporté par ProGas. Il s'agit de construire, entre des points situés à l'est de Winnipeg (Manitoba) et la région nord de l'Ontario, un troisième gazoduc, d'une longueur de 206,9 kilomètres et d'un diamètre de 1 067 millimètres, et d'installer des unités de compression supplémentaires d'une capacité totale de 107 600 kilowatts dans les cinq stations existantes du Nord de l'Ontario et dans une nouvelle station qui y sera construite. Les travaux ont commencé en 1981, et les nouvelles installations devraient être mises en service dans le courant de cette année.

Parmi les travaux entrepris en 1981 et qui doivent être achevés en 1982, il faut aussi citer la mise en place, sur une section de 12,7 kilomètres du parcours Toronto-Montréal, d'une troisième conduite, d'un diamètre de 914 millimètres, ainsi que l'installation d'une seconde conduite, de 508 millimètres de diamètre, sur une section de 13,6 kilomètres du parcours suivi par l'antenne de Saint-Mathieu.

En décembre 1980, TransCanada a demandé à l'ONE l'autorisation de construire un gazoduc qui relierait une station de compression existante, installée à North Bay, au gazoduc qui passe par Morrisburg (Ontario); le parcours prévu pour cette ligne de doublement suit en gros le cours de l'Outaouais. La construction de ce gazoduc, qui aura pour nom le Raccourci de North Bay, doit permettre de développer le réseau de distribution au Québec et dans les provinces maritimes; cette solution est moins coûteuse que celle qui consisterait à accroître la capacité des installations existant déjà entre North Bay et Morrisburg. L'autorisation a été accordée le 15 janvier 1982, et la Société va construire sur un parcours de 420 kilomètres un gazoduc de 914 millimètres de diamètre, dont la mise en service est prévue pour décembre 1982; le coût total des travaux est estimé à 468 millions de dollars. TransCanada entend également continuer à modifier et améliorer son réseau afin d'en assurer l'efficacité et la sécurité d'exploitation.

### Autres travaux de construction envisagés

La Société a également demandé à l'ONE l'autorisation de construire en 1982, en Saskatchewan et au Manitoba, des lignes de doublement supplémentaires d'une longueur totale de 210,9 kilomètres, constituées de conduites de gros diamètre. Ces travaux, dont le coût total est estimé à 227 millions de dollars, sont nécessités par l'augmentation de la demande et doivent aussi permettre de disposer d'une certaine capacité de réserve pour 1982-1983. L'ONE n'a pas encore accordé l'autorisation requise.

### Volume des livraisons: record journalier pour 1981

En 1980, le volume record enregistré pour les livraisons journalières était de 113 382 000 mètres cubes; un nouveau record a été établi en 1981, avec 117 364 000 mètres cubes, et a lui-même été battu en février 1982, lorsque le chiffre de 124 200 000 mètres cubes a été atteint.

Inspection de soudures exécutées sur une canalisation de 1 219 mm de diamètre près de Brookdale (Manitoba) avec, à l'arrière-plan, des abris pour opérations de soudage automatique.

### Volume maximum de gaz livré en une journée, opérations de vente et de transport

Millions de mètres cubes







### Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.

TransCanada PipeLines détient une participation indivise de 50 pour cent dans la société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (TQM), qui construit actuellement un gazoduc qui sera raccordé au réseau de TransCanada à proximité de Montréal et desservira des réseaux de distribution au Québec, au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse.

Les travaux de construction du Gazoduc Trans Québec & Maritimes ont commencé au Québec en 1981, après délivrance par l'Office national de l'énergie, en 1980, d'un permis portant sur le tronçon Montréal-Québec. Les premières livraisons de gaz prélevé sur le nouveau tronçon à Boisbriand, au nord de Montréal, ont été effectuées en février 1982. Le tronçon s'étendant vers Trois-Rivières et Québec est actuellement en construction. Une autorisation conditionnelle a été accordée en décembre 1981 pour la construction d'un gazoduc reliant Québec aux provinces maritimes.

Le réseau TQM comprendra au total environ 3 375 km de gazoducs et sera équipé de 14 stations de compression. Le gazoduc principal, d'une longueur de 1 152 km aura un diamètre variant de 762 mm à 457 mm et sera raccordé à un réseau d'antennes et de bretelles d'une longueur totale de 2 223 km, avec des conduites dont le diamètre extérieur variera de 457 mm à 114 mm. Il est également prévu de créer une installation souterraine de stockage dans des cavités salines du Sud du Nouveau-Brunswick, ce qui permettra de faire face aux pointes de consommation dans toutes les zones desservies par le réseau.






Le coût total des travaux de construction de ce réseau, ajusté en fonction de l'échelonnement des travaux sur les différents exercices, est maintenant estimé à 2,01 milliards de dollars. Divers facteurs expliquent la révision à la hausse des prévisions initiales, notamment la forte augmentation du coût de la construction et du prix des terrains, ainsi que la hausse des frais d'ingénierie et de gestion. En gros, le coût des travaux se répartit comme suit entre les trois provinces: 1,2 milliards de dollars au Québec, 500 millions de dollars au Nouveau-Brunswick et 300 millions de dollars en Nouvelle-Écosse.

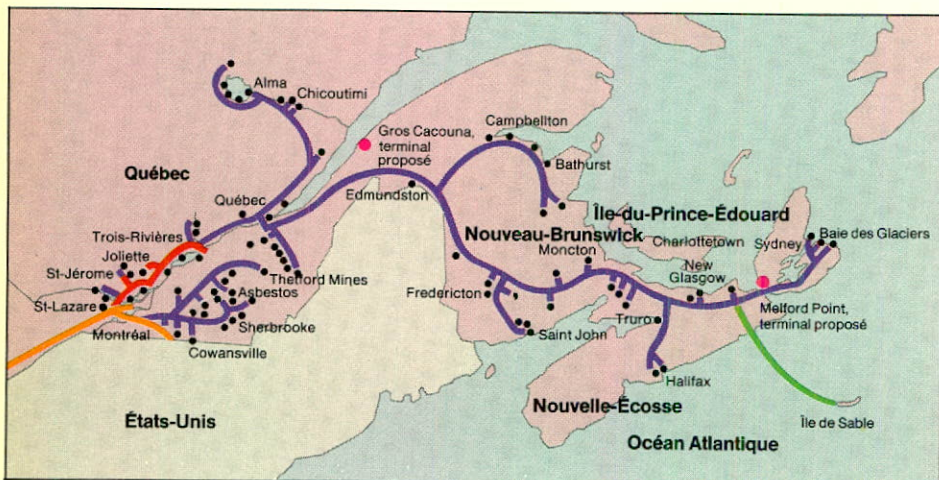
### Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.

La Société a acquis en 1981 une participation de 44 pour cent dans la société Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd., qui a construit un gazoduc de 257 kilomètres traversant la partie sud-ouest de la Saskatchewan et aboutissant à Monchy, où il sera raccordé au réseau du projet Northern Border. Le coût total des travaux est estimé à environ 276 millions de dollars. La conduite est déjà en place, et la construction des installations de compression et de contrôle doit être achevée à temps pour que le gazoduc entre en service dans le courant de l'automne 1982. Les dépenses engagées par TransCanada au titre de sa prise de participation dans Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd. se sont chiffrées à environ 28 millions de dollars en 1981, et devraient être de l'ordre de 5 millions de dollars en 1982. TransCanada assurera l'exploitation du nouveau gazoduc.

Une drague recouvre un tronçon immergé dans le Lac des Deux Montagnes, près de Como, Qué.

### Gazoduc Trans Québec & Maritimes

-  TransCanada Pipelines
-  TQM en cours de construction
-  TQM en 1983 et après la construction
-  Conduite d'alimentation en gaz naturel, à l'étude
-  Points de livraison





## Projets spéciaux

### Projet Arctic Pilot

Le projet Arctic Pilot, réalisé conjointement par Petro-Canada, NOVA, an Alberta Corporation, Dome Petroleum Limited et Melville Shipping, prévoit la construction d'installations de liquéfaction du gaz naturel et la desserte par méthaniers des marchés du Sud.

Dans le cadre ce projet, TransCanada doit construire des installations de réception soit à Gros Cacouna (Québec), soit à Melford Point, dans le détroit de Canso; ces installations serviront au stockage du GNL, qui y sera également regazéifié, puis livré à des distributeurs de l'Est canadien grâce au réseau de Gazoduc Trans Québec & Maritimes.

Le projet Arctic Pilot prévoit aussi l'acheminement d'un volume équivalent de gaz provenant de l'Alberta qui sera livré à Emerson (Manitoba) et Niagara Falls (Ontario), pour être exporté vers les États-Unis.

Les audiences de l'ONE sur le projet Arctic Pilot ont commencé en février 1982; les autorités provinciales du Québec et de la Nouvelle-Écosse avaient organisé en 1981 des audiences consacrées aux incidences écologiques du projet.

### Projet Western LNG (exportation de GNL vers le Japon)

TransCanada a l'intention d'acquiescer des intérêts dans le Projet Western LNG, qui prévoit la fourniture d'un volume annuel de quelque 4 milliards de mètres cubes de gaz naturel liquéfié à cinq sociétés japonaises de distribution.

Le gaz naturel, extrait de gisements de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, sera acheminé jusqu'à l'usine de liquéfaction installée à Grassy Point, près de Prince Rupert (Colombie-Britannique). Le GNL sera ensuite transporté par méthanier jusqu'au Japon, où six installations de réception sont prévues.

Le total des investissements requis pour le Projet Western LNG est évalué à 6 milliards de dollars, y compris le coût de cinq méthaniers. TransCanada a accepté en principe de fournir le gaz naturel pour ce projet. Le 30 décembre 1981, une demande d'autorisation d'extraction a été présentée portant sur les quantités de gaz à retirer de l'Alberta pour le projet Western LNG; d'autres demandes d'autorisation seront présentées prochainement.

### Projet King Christian Island (transport de GNL)

La Société a poursuivi l'étude du projet King Christian Island, aux termes duquel elle envisage de transporter par méthaniers brise-glace du GNL provenant des gisements de l'île Roi-Christian, dans le Haut Arctique.

### Projet Polar Gas

La Société a poursuivi en 1981, à une échelle moins ambitieuse, l'étude du projet Polar Gas. Les participants à ce projet envisagent actuellement les remaniements à apporter à celui-ci compte tenu de l'évolution des paramètres d'approvisionnement et de commercialisation.

### Cancarb

TCPL Resources Ltd., filiale en propriété exclusive de TransCanada PipeLines, a acquis en octobre 1981 la société Cancarb Limited. Celle-ci exploite depuis 1974 à Medicine Hat (Alberta) une usine de noir thermique qui compte parmi les plus modernes du monde. Sa production annuelle de 18 millions de kilogrammes est essentiellement destinée à la fabrication de caoutchouc industriel. Ses produits sont commercialisés en Amérique du Nord et ailleurs sous les marques Thermax et Therblac.

Un plongeur s'apprête à inspecter une canalisation nouvellement posée dans une tranchée creusée au fond du Lac des Deux Montagnes



Bernache Montreal

## Compte rendu des activités de l'année/Activités de la Société aux États-Unis

### Great Lakes Gas Transmission Company

TransCanada PipeLines détient une participation de 50% dans la Great Lakes Gas Transmission Company, dont le gazoduc relie un point de la frontière canado-américaine situé au voisinage d'Emerson (Manitoba) à divers points situés sur cette même frontière à proximité de Sault-Ste-Marie et de Sarnia (Ontario), en passant par le Minnesota, le Wisconsin et le Michigan. Le réseau de gazoducs de Great Lakes comprend 2 051 km de canalisations, et il est équipé de 14 stations de compression dont la capacité totale atteint 264 000 kilowatts.

#### Activités en 1981

En 1981, Great Lakes a retiré de ses activités un bénéfice net de 21 357 000 dollars, contre 16 893 000 dollars en 1980. Le volume des livraisons de gaz naturel (ventes ou transport) assurées par Great Lakes s'est chiffré à 13,16 milliards de mètres cubes. Sur cette quantité, Great Lakes a livré 8,07 milliards de mètres cubes de gaz (61% de son volume total) à TransCanada, qui a vendu ce gaz dans l'Est du Canada; le restant du gaz livré par Great Lakes (5,09 milliards de mètres cubes) a été écoulé sur le marché des États-Unis.

#### Tarifs

En juillet 1981, Great Lakes a soumis à la Federal Energy Regulatory Commission un projet de révision tarifaire qui prévoyait des augmentations reflétant la hausse des coûts de service. La FERC a différé l'entrée en vigueur du nouveau tarif jusqu'au 1er février 1982.

### TransCanada Border Pipeline Ltd.

Le projet Northern Border Pipeline, réalisé par Northern Border Pipeline Company, comprend deux phases. La première phase consiste à construire un gazoduc de 1 325 kilomètres de longueur et 1 067 millimètres de diamètre entre Monchy (Saskatchewan) et Ventura (Iowa). La seconde phase prévoit la construction d'un gazoduc de 496 kilomètres entre Ventura et Dwight (Illinois).

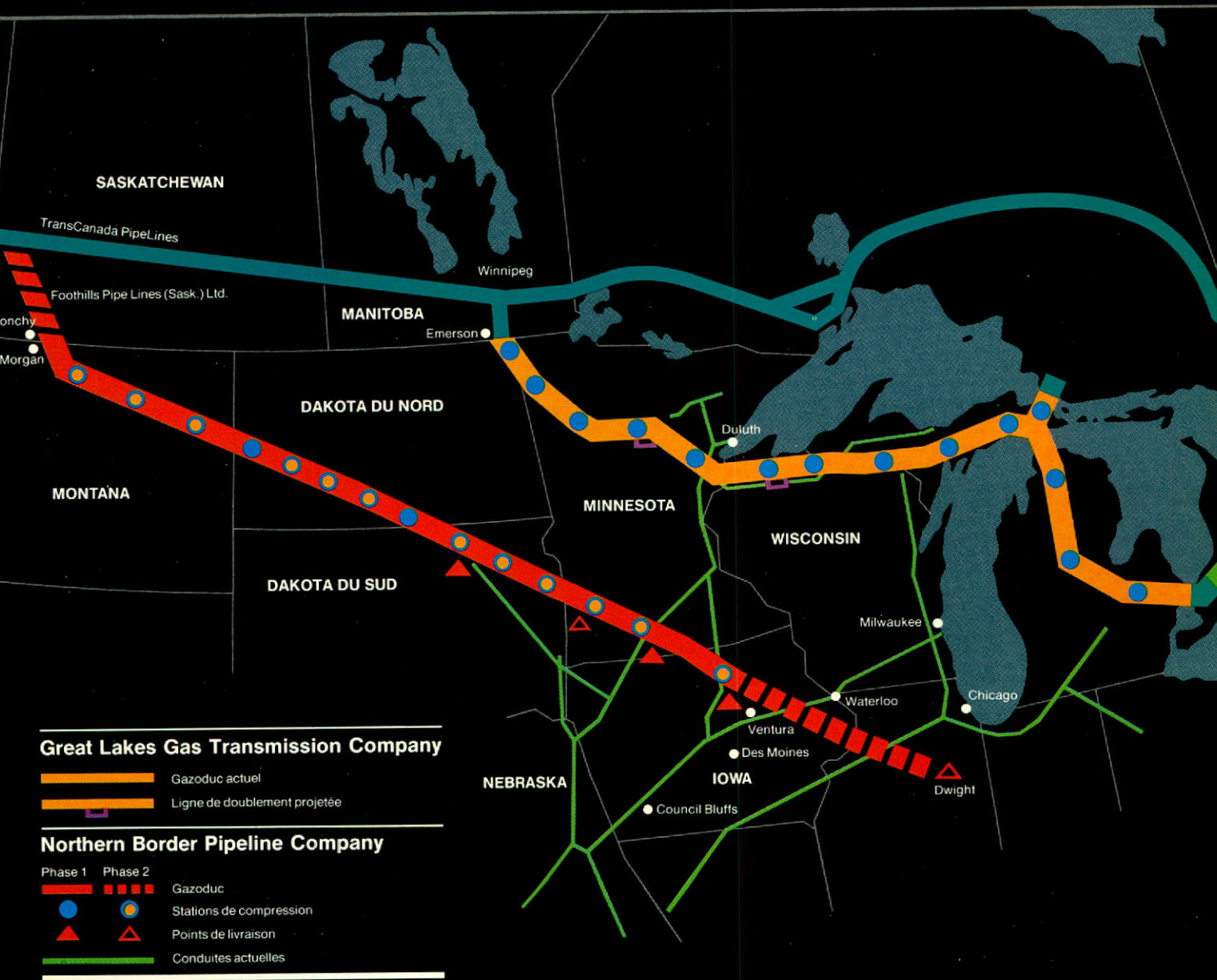
Par l'intermédiaire de TransCanada Border Pipeline Ltd., filiale en propriété exclusive, la Société a une participation de 30 pour cent dans la première phase du projet; elle a en outre une option de participation d'au moins 17,5 pour cent dans la seconde phase.

Les gazoducs dont la construction est prévue par le projet feront partie de la branche Est du Réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska. Les travaux ont commencé en 1980, et le gazoduc prévu par la première phase est déjà en place à plus de 75 pour cent. En outre, les travaux de construction de trois ouvrages de franchissement de cours d'eau à double conduite, d'une station de compression, d'installations de contrôle et du système de télécommunications sont en bonne voie d'achèvement. Les installations prévues dans le cadre de la première phase devraient entrer en service dans le courant de l'automne de 1982; le coût total de la première phase est estimé à 1,3 milliard de dollars É.-U.

La société Northern Border Pipelines entreprendra en 1982 des levés et des études techniques détaillées en vue de la seconde phase du projet, qui sera réalisée parallèlement aux travaux de construction du Réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska.

Les dépenses consacrées par la Société au projet Northern Border jusqu'à la fin de 1981 se chiffrent à 117 millions de dollars É.-U.; sa part des dépenses pour 1982 est estimée à 9 millions de dollars É.-U.

Lorsque les installations mises en place dans le cadre de la première phase du projet seront pleinement opérationnelles, elles permettront de transporter annuellement 10 milliards de mètres cubes de gaz canadien. Elles pourront aussi servir, dans certaines circonstances, au transport de gaz canadien destiné aux marchés de l'Est canadien. Une fois que le tronçon Alaska et le tronçon canadien du Réseau de transport du gaz naturel de



SASKATCHEWAN

TransCanada PipeLines

Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.

MANITOBA

Winnipeg

Emerson

DAKOTA DU NORD

Duluth

MONTANA

MINNESOTA

WISCONSIN

DAKOTA DU SUD

Milwaukee

Waterloo

Chicago

NEBRASKA

IOWA

Dwight

Council Bluffs

Ventura

Des Moines

l'Alaska auront été mis en place, le gaz de l'Alaska commencera à être acheminé par le gazoduc Northern Border jusqu'aux marchés du Centre Ouest et de l'Est des États-Unis.

La mise en service des installations prévues dans le cadre de la première phase du projet ouvrira au gaz naturel canadien de vastes débouchés sur le marché des États-Unis et permettra aux producteurs de gaz de l'Alberta d'accroître leurs recettes.

#### **TransCanada PipeLine Alaska Ltd.**

Par l'intermédiaire de TransCanada PipeLine Alaska Ltd., filiale en propriété exclusive, la Société compte acquérir une participation d'au moins 7 pour cent dans le projet de l'Alaska, qui porte sur le tronçon Alaska du Réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska et prévoit la construction d'une usine de conditionnement du gaz dans la Baie Prudhoe. Le tronçon Alaska s'étendra sur environ 1 199 kilomètres de la Baie Prudhoe à Beaver Creek, sur la frontière séparant l'Alaska du Yukon, où il sera raccordé au tronçon canadien du réseau.

En décembre 1981, le Congrès des États-Unis a autorisé la série de dérogations demandées par le Président Reagan. Ces dérogations vont permettre d'éliminer les difficultés que soulevait le financement du projet. Des recours ont été introduits aux États-Unis devant les tribunaux pour obtenir l'annulation des dérogations, mais la direction de TransCanada ne pense pas qu'ils aient des chances d'aboutir. Trois gros producteurs de pétrole et de gaz qui possèdent des gisements de gaz à la Baie Prudhoe participeront, avec dix grandes sociétés d'exploitation de gazoducs, au financement du tronçon Alaska du réseau.

Les dépenses engagées par TransCanada jusqu'à la fin de 1981 au titre de sa participation au projet de l'Alaska se chiffrent à environ 12 millions de dollars É.-U.

#### **TCPL Resources U.S.A. Ltd.**

TCPL Resources U.S.A. Ltd. (Resources U.S.A.), filiale en propriété exclusive de TransCanada, a achevé en 1981 sa première année complète d'exploration. Au 31 décembre 1981, les dépenses engagées par Resources U.S.A. au titre de l'achat de terrains, des travaux d'exploration et des travaux de mise en valeur se chiffraient à 57 millions de dollars É.-U.

Resources U.S.A. a conclu un accord de coentreprise avec Dome Petroleum Corp. (Dome Corp.), compagnie affiliée à la société Dome. En août 1980, Resources U.S.A. a acquis une part indivise de 17½ pour cent des gisements pétrolifères et gazéifères non productifs possédés par Dome Corp. sur le territoire des États-Unis (y compris des propriétés au large des côtes). Resources U.S.A. a une option de participation indivise de 17½ pour cent (qui pourrait être dans certaines circonstances portée à 20 pour cent) dans les acquisitions futures de Dome Corp.; cette participation s'étend aux activités d'exploration et de mise en valeur qui sont entreprises à la suite de ces acquisitions. Resources U.S.A. a participé à une acquisition effectuée par Dome Corp. en 1981, s'assurant d'une participation de 20 pour cent dans la société Lynco Oil Corporation, qui opère au Nouveau-Mexique et au Colorado. Durant la même année, Resources U.S.A. a obtenu une option de participation à une autre acquisition de Dome Corp. En vertu de cette option, Resources U.S.A. a acquis le 15 janvier 1982, pour 12 726 000 dollars É.-U., une part du gisement de Fields Field, à Beauregard Parish (Louisiane).

Au 31 décembre 1981, la part du patrimoine foncier de la coentreprise revenant à Resources U.S.A. se chiffrait à 316 882 acres (superficie nette), répartis entre 25 États. Resources U.S.A. a participé en 1981 à 246 opérations de forage (exploration et développement). Les réserves prouvées restantes de Resources U.S.A. se chiffrent à un million de barils pour le pétrole et les liquides du gaz naturel, et à 397 millions de mètres cubes pour le gaz naturel.

Un membre d'une équipe d'exploitation remonte une à une les tiges du trou de forage et les range sur leurs supports.

#### **Propriétés foncières de TCPL Resources U.S.A. Ltd.** (au 31 décembre 1981)

États	Superficie nette, en acres
Arizona	13,855
Arkansas	2,015
Colorado	5,061
Kansas	1,935
Kentucky	4,033
Louisiane	4,979
Michigan	17,094
Mississippi	5,206
Montana	41,854
Nebraska	1,404
Nevada	24,686
Nouveau-Mexique	13,172
New York	4,945
Dakota du Nord	20,401
Ohio	139
Oklahoma	7,132
Pennsylvanie	5,393
Dakota du Sud	10,859
Tennessee	138
Texas	13,591
Utah	32,541
Virginie	4,763
Washington	50,847
Virginie occidentale	146
Wyoming	30,693
Total	316 882





### TCPL Resources Ltd.

TCPL Resources Ltd. (Resources), filiale en propriété exclusive de la Société, a achevé en 1981 sa deuxième année complète d'activités.

Les ventes de pétrole et de gaz ont rapporté à Resources 36 766 000 dollars, contre 15 510 000 dollars en 1980. Sa production de pétrole brut ordinaire s'est chiffrée à 1,4 million de barils, soit 4,7 fois sa production de 1980 (296 030 barils). Resources a produit, en 1981, 294 230 000 mètres cubes de gaz naturel, chiffre qui est en progression de 75 pour cent par rapport à celui de 1980 (168 424 000 mètres cubes). Au 31 décembre 1981, les fonds investis par Resources dans l'Ouest canadien pour l'acquisition de terrains, pour des travaux d'exploration et pour des opérations de développement se chiffraient à 631 millions de dollars.

La forte progression des ventes et de la production enregistrée en 1981 tient à deux facteurs. Le premier est l'acquisition par Resources auprès de Dome, le 31 décembre 1980, d'une participation de 12½ pour cent dans l'actif de la société Kaiser Petroleum Ltd. Le second est la participation de Resources au programme d'exploration et de développement que Dome mène avec beaucoup de succès sur d'autres terrains dans lesquels Resources détient un intérêt. Resources a participé pendant l'année à 842 (chiffre brut) opérations de forage à des fins d'exploration et développement. Les forages de développement ont représenté 71 pour cent du nombre total d'opérations. En vertu de contrats de participation conclus précédemment entre TCPL Resources Ltd. et d'autres sociétés, 218 forages exploratoires ont en outre été réalisés sans qu'il en coûte rien à Resources.

Au 31 décembre 1981, Resources détenait des intérêts dans des terrains d'une superficie brute de 21,7 millions d'acres (superficie nette de l'ordre de 1,6 millions d'acres). Resources détient en outre des participations aux redevances sur environ 2,3 millions d'acres. Ses propriétés se trouvent pour l'essentiel en Alberta, en Saskatchewan, en Colombie-Britannique, au Manitoba et dans les Territoires du Nord-Ouest. Les nouvelles acquisitions de 1981 ayant été contrebalancées par le non-renouvellement de baux qui portaient sur des terrains à faible potentiel en hydrocarbures, le patrimoine foncier net de Resources, qui est considérable, ne s'est pas accru.

Le tableau ci-contre indique le volume des réserves restantes prouvées dont la Société disposait au 31 décembre 1981 et au 31 décembre 1980. Les réserves nettes de pétrole et de gaz de Resources, évaluées en tenant compte de la production de l'année, ont augmenté en 1981.

### Activités prévues pour 1982

En décembre 1981, en vertu d'un accord de principe conclu avec Dome Petroleum Limited, Resources s'est engagée à prendre, pour 560 millions de dollars environ, une participation indivise de 12½ pour cent portant sur la quasi-totalité de l'actif d'Hudson's Bay Oil and Gas Company Limited (HBOG). Grâce à cette acquisition, menée à bien en mars 1982, Resources se hisse au 15ème rang des sociétés détentrices de propriétés pétrolières et gazéifères dans l'Ouest canadien. L'acquisition des propriétés de l'HBOG au Canada et à l'étranger va permettre à Resources de porter en 1982 sa production journalière de pétrole et de liquides du gaz naturel à environ 12 000 barils, et sa production journalière de gaz à environ 1 840 000 mètres cubes. À la suite de ses récentes acquisitions, Resources dispose de réserves évaluées à 79,5 millions de barils pour le pétrole et les liquides du gaz naturel, et à 25 600 millions de mètres cubes pour le gaz naturel. Le patrimoine foncier de Resources sera porté à quelque 4,4 millions d'acres.

Le total des fonds investis par la Société dans Resources devrait dépasser 1,3 milliards de dollars d'ici la fin de 1982.

### Puits d'exploration et de développement, 1981

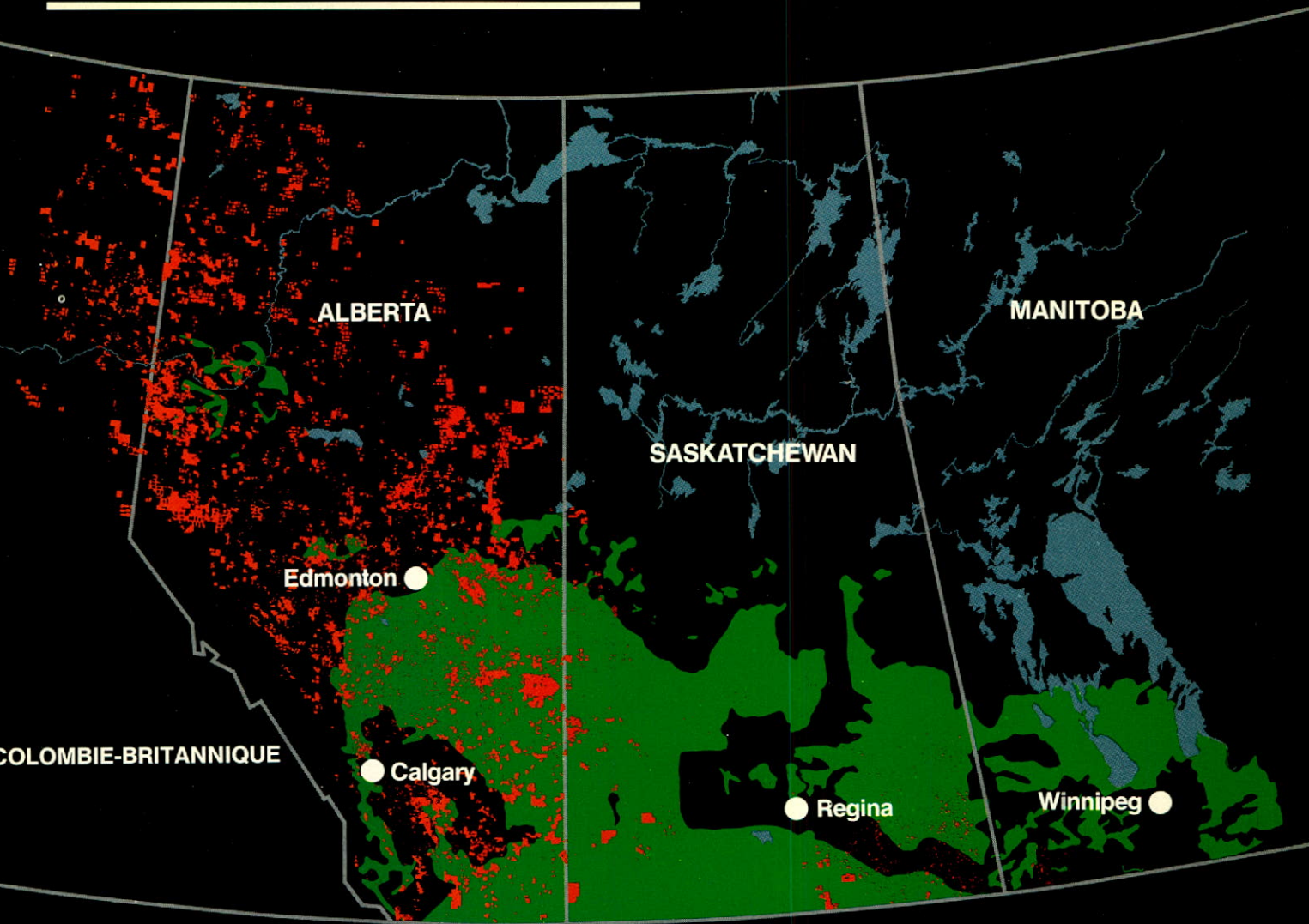
	Exploration		Développement	
	Nombre brut	net	Nombre brut	net
Pétrole	43	4	301	30
Gaz	124	11	252	13
Puits secs	74	6	48	4
Total	241	21	601	47

### Réserves restantes prouvées

	Pétrole brut et liquides du gaz naturel	Gaz naturel
	(mmbbl)	(m <sup>3</sup> )
Au 31 décembre 1980	31.6	13 144 10 <sup>6</sup>
Au 31 décembre 1981	36.5	13 371 10 <sup>6</sup>

# TCPL Resources Ltd.

Propriétés/intérêt économique direct      Régions/titres miniers



Intérêts fonciers  
Propriétés de Hudson's Bay  
Oil and Gas

### Trésorerie

La Société a fait appel en 1981 à des sources extérieures de financement pour un total d'environ 1,3 milliards de dollars, notamment près de 250 millions de dollars pour le remboursement de la dette à long terme. Elle a procédé à 10 émissions d'instruments de dette et deux émissions d'actions sur des marchés financiers fluctuants et assez incertains.

La principale opération de financement de la Société a consisté en 1981 en un placement privé d'obligations de première hypothèque sur le pipeline pour un montant total de 400 millions de dollars É.-U. Au 31 décembre 1981, le montant prélevé se chiffrait à 283 millions de dollars É.-U.; l'émission du solde (117 millions de dollars É.-U.) a eu lieu le 16 mars 1982.

Le marché financier canadien des moyens de financement à long terme était pratiquement fermé pour les sociétés en 1981, les institutions financières et les autres investisseurs préférant d'une manière générale effectuer des placements à court terme et à rendement élevé. La Société a néanmoins réussi à vendre, en décembre 1981, grâce à un placement privé, pour 75 millions de dollars de débentures à fonds d'amortissement échéant en 15 ans. Elle a également procédé en 1981 à deux émissions de billets échéant en 5 ans à intérêt variable, d'un montant total de 145 millions, qui ont été vendus à un certain nombre d'institutions financières.

La Société a, en 1981, émis deux séries d'actions privilégiées de premier rang encaissables par anticipation, émissions dont le produit (155 millions de dollars au total) a servi à rembourser des emprunts bancaires à terme consentis pour le financement des paiements au titre des futurs approvisionnements en gaz.

La Société a fait son entrée en 1981 sur le marché des eurodollars, avec deux émissions, pour 75 millions de dollars É.-U. et 100 millions de dollars É.-U. respectivement. Ces émissions ont été effectuées selon des conditions et modalités plus avantageuses que celles alors en vigueur sur les marchés financiers canadiens et américains.

En janvier 1981, la Société a procédé à une émission publique de billets pour un montant total de 100 millions de francs suisses, soit environ 65 millions de dollars canadiens. Au début de février 1981, elle a vendu pour 50 millions de francs suisses de billets (soit environ 31 millions de dollars canadiens) dans le cadre d'un placement privé. Le produit de ces émissions a servi à rembourser des emprunts bancaires à terme contractés pour financer des investissements dans les secteurs pétrolier et gazier.

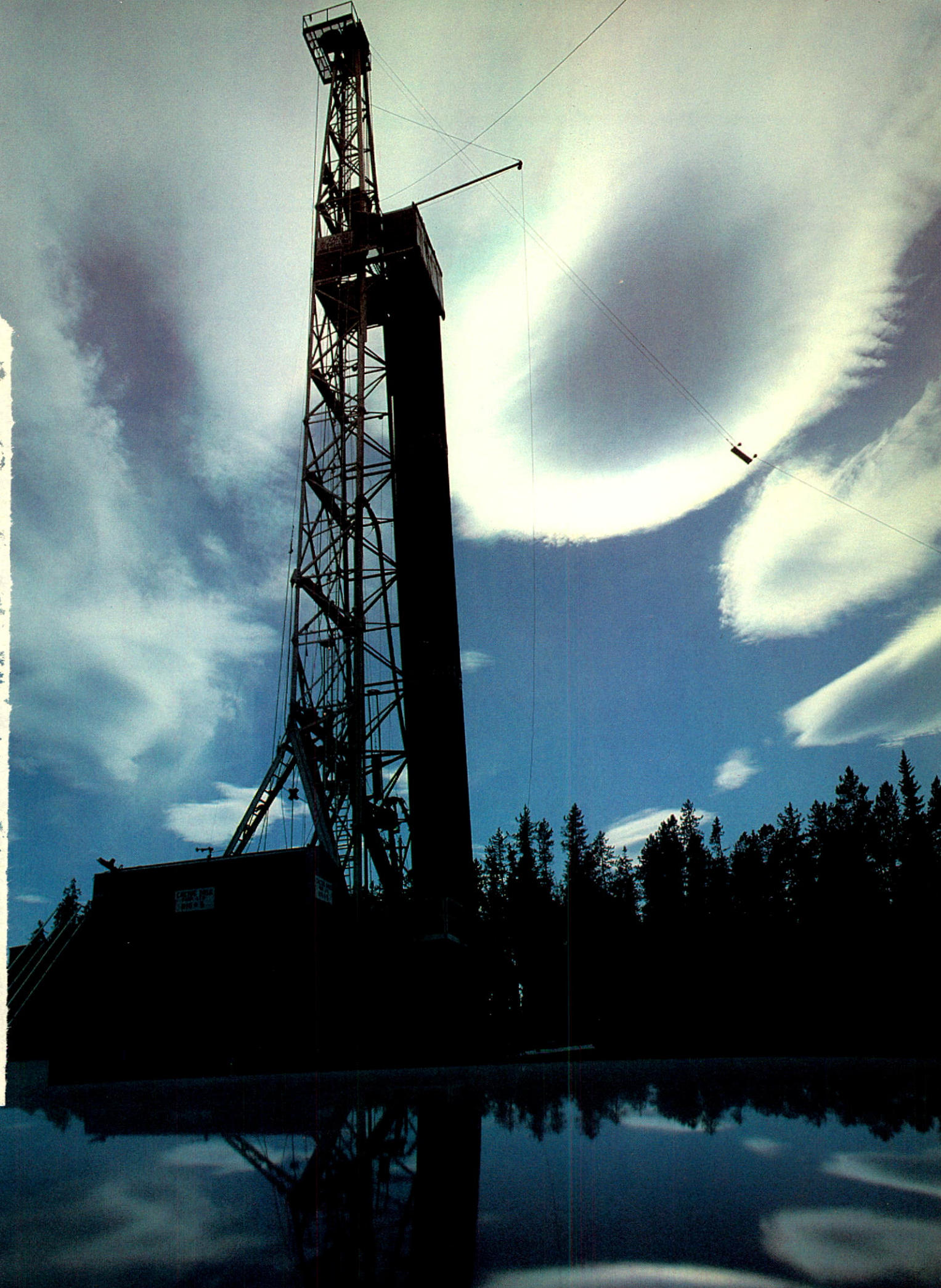
Le 30 décembre 1981, la Société a payé environ 186 millions de dollars pour du gaz dont la livraison a été remise à plus tard. Cette dépense a été couverte par des emprunts bancaires à terme et par l'émission d'une des séries de billets à taux variable décrites plus haut. Au 31 décembre 1981, le total cumulatif des paiements anticipés de futures livraisons de gaz se chiffrait à environ 1,013 milliard de dollars. Les frais de financement encourus au titre de la dette ainsi contractée et de l'émission des actions privilégiées sont actuellement imputés sur les coûts de service de l'Alberta. La Société envisage d'effectuer d'importants investissements en 1982. Elle devrait consacrer plus de 900 millions de dollars à des projets de construction de gazoducs au Canada. On prévoit que les prises de participation dans d'autres projets de gazoducs représenteront un total de 40 millions de dollars.

En mars 1982, la Société, par l'intermédiaire de TCPL Resources, a acquis pour 560 millions de dollars environ une participation indivise de 12½ pour cent portant sur la quasi-totalité de l'actif de la société Hudson's Bay Oil and Gas Limited. TCPL Resources a obtenu des prêts bancaires sans recours couvrant la totalité du coût de cette opération.

En janvier 1982, la Société, dans le cadre d'une transaction privée, a vendu pour 50 millions de francs suisses de billets (soit 32,6 millions de dollars canadiens); cette opération a permis de rembourser des prêts bancaires consentis au titre d'investissements (gaz et pétrole) effectués en 1981. Au début de février 1982, une émission publique de billets se chiffrant à 100 millions de francs suisses (soit 64,3 millions de dollars canadiens) a été menée à bien, et son produit a également servi à financer des investissements dans les secteurs pétroliers et gaziers. Une transaction portant sur l'émission de billets à ordre pour un montant de 25 millions de dollars É.-U. a également été conclue au début de février.

À la fin de février 1982, la Société a fait son entrée sur le marché des capitaux du Royaume-Uni, avec une émission de billets non garantis portant sur un montant de 25 millions de livres sterling. Ces billets sont automatiquement échangeables le 21 mai 1982 contre des obligations de première hypothèque sur le pipeline, échéant le 1er septembre 2007. En mars 1982, la Société a procédé sur le marché des eurodollars à une émission de billets à 10 ans, pour un montant de 100 millions de dollars É.-U.

Installation de forage à la tombée de la nuit



## Division des Affaires de la société

### Actionnaires

Dome Canada Limited, qui a son siège à Calgary (Alberta) était en 1981 le principal actionnaire de la Société, avec 23,2% de ses actions en circulation, et était suivie de Dome Investments Ltd., filiale en propriété exclusive de Dome, avec 11,9%, et de Dome Petroleum Limited, avec 11,3%. Au 31 décembre 1981, 98,6% des actions en circulation étaient aux mains d'actionnaires résidant au Canada. Pendant l'année écoulée, le cours le plus bas de l'action ordinaire a été de 18 dollars, et son cours le plus élevé de 27,50 dollars. En 1980, les cours extrêmes de l'action ordinaire avaient été de 20,50 dollars et 27,50 dollars.

Les actions ordinaires de TransCanada sont inscrites à la cote des bourses de Vancouver, Calgary, Winnipeg, Toronto et Montréal.

### Personnel

L'effectif moyen du personnel de TransCanada PipeLines s'est élevé en 1981 à 1 856 employés et employées, dont 394 étudiants inscrits à des universités, des collèges et des écoles secondaires recrutés par la Société dans le cadre de son programme annuel de stages d'été.

Afin que son personnel soit à même de suivre l'évolution rapide de la technologie et des méthodes de gestion, la Société a fait bénéficier en 1981 plus de 400 de ses employés, à tous les niveaux et dans tous les services, de stages de formation et de perfectionnement. En outre, 109 employés qui ont bénéficié du programme de remboursement des frais d'études mis sur pied par la Société ont pu suivre des cycles de cours qui leur ont permis de se perfectionner dans les méthodes de gestion et dans divers domaines techniques. En août 1981, le programme de remboursement des frais d'études a été modifié de manière à permettre le remboursement intégral de leurs frais d'études aux employés qui réussissent aux épreuves sanctionnant la fin d'un cycle d'études approuvé.

Tous les employés participent au Régime d'épargne-actions; à la fin de 1981, un total de 245 413 actions ordinaires avaient été achetées au titre de ce régime.

### Organisation

Les cadres dont les noms suivent ont été nommés à des postes de haut niveau en 1981 et au début de 1982:

#### Division des Gazoducs

G.M. Hugh, Vice-président principal, Ingénierie et exploitation  
R.D. Walker, Vice-président principal, Commercialisation et administration  
B.M. Escoffery, Vice-président, Commercialisation  
D.E. Henwood, Vice-président, Ingénierie et exploitation  
R.J. Reid, Vice-président, Ingénierie et exploitation  
R.S. Smith, Vice-président et Contrôleur

#### Division des Finances

H.N. Nichols, Vice-président principal, Finances de la Société  
M.T.G. Graye, Vice-président et Trésorier

#### Division des Affaires de la Société

L.H. Pilon, Vice-président, Affaires juridiques  
J.W.S. McQuat, Conseil juridique principal

#### TransCan Holdings Ltd.

A. Bercovici, Vice-président exécutif et Directeur général

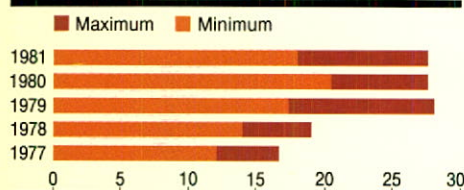
### Répartition géographique des actions

(Au 31 décembre 1981)

	Nombre d'actionnaires	Nombre d'actions
Terre-Neuve	45	28 279
Nouvelle-Écosse	660	445 908
Île-du-Prince-Édouard	82	25 061
Nouveau-Brunswick	359	111 290
Québec	2 719	4 835 359
Ontario	10 365	13 290 127
Manitoba	988	1 847 272
Saskatchewan	614	168 888
Alberta	2 454	21 719 856
Colombie-Britannique	3 405	1 258 425
Territoires du Nord-Ouest	3	1 500
Territoires du Yukon	4	123
Total pour le Canada	21 698	43 732 088
États-Unis	2 022	509 514
Autres pays	187	108 301
Total pour l'étranger	2 209	617 815
Total général	23 907	44 349 903

### Cours maximum/minimum des actions

Dollars



### Rapport de la Direction

Les états financiers consolidés ci-joints, ainsi que la totalité des informations figurant dans le présent Rapport annuel, sont publiés sous la responsabilité de la Direction et ont été approuvés par le Conseil d'administration de la Société. Les états financiers consolidés de la Société ont été établis par la Direction sur une base cohérente, conformément aux principes comptables généralement reconnus au Canada; établis sur la base des coûts historiques, il sont pour l'essentiel conformes aux normes comptables internationales. Les autres informations financières contenues dans le Rapport annuel sont en concordance avec les données figurant aux états financiers.

Le Conseil d'administration a constitué un Comité de vérification des comptes chargé d'examiner les états financiers annuels de la Société avec la Direction et les vérificateurs des comptes avant que ces états ne soient soumis au Conseil d'administration pour approbation finale. Le Comité de vérification des comptes tient en outre dans le courant de l'année un certain nombre de réunions auxquelles participent, individuellement ou en groupe, des représentants de la Direction et les vérificateurs des comptes. Les vérificateurs internes et externes ont librement accès au Comité de vérification des comptes, sans l'autorisation préalable de la Direction.

Les vérificateurs indépendants, Peat, Marwick, Mitchell & Cie, ont été chargés par les actionnaires d'émettre une opinion sur la question de savoir si les états financiers figurant aux pages 34 à 37 présentent fidèlement la situation financière de la Société, ses résultats d'exploitation et la source des fonds pour dépenses en immobilisations, conformément aux principes comptables généralement reconnus appliqués de façon uniforme.

Leur rapport, reproduit à la page 47, indique de façon succincte sur quels points a porté leur examen des états financiers et résume leur opinion.

### Aperçu de la situation financière en 1981

Commentaire financier	29
États financiers consolidés	34
Sommaire des conventions comptables importantes	39
Notes des états financiers consolidés	41
Rapport des vérificateurs aux actionnaires	47
Aperçu récapitulatif des six dernières années	48
Conseil d'administration et Direction	49
Renseignements sur la Société	50

En 1981, le bénéfice net revenant aux actions ordinaires a augmenté de 32 millions de dollars (34%) par rapport à l'année précédente. Le bénéfice net par action s'est établi à 2,85 dollars contre 2,18 dollars en 1980, soit une augmentation de 31%.

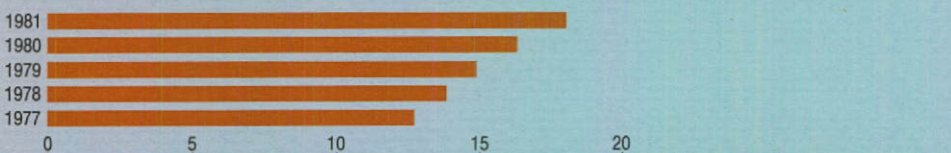
### Bénéfice net par action ordinaire

en dollars



### Avoir des actionnaires ordinaires par action en fin d'exercice

en dollars

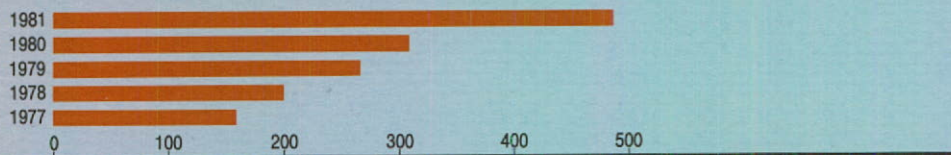


### Bénéfice avant charges financières, avant impôt sur le revenu et dividendes sur actions privilégiées

Le revenu de la Société avant imputation des charges financières et avant paiement de l'impôt sur le revenu et des dividendes sur les actions privilégiées s'est accru en 1981 de 178 millions de dollars. Sur ce montant, une somme de 111 millions de dollars, provenant du recouvrement de coûts de service de la Société dans l'Alberta, a été appliquée aux charges supplémentaires de financement du gaz "à prendre ou à payer". L'augmentation des bénéfices est en outre attribuable à raison de 33 millions de dollars environ aux

### Revenu avant charges financières, impôts sur le revenu et dividendes sur actions privilégiées

en millions de dollars



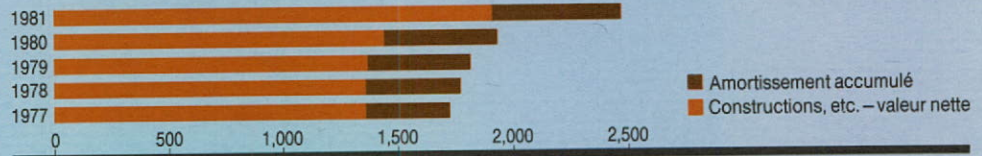
activités de distribution, de 18,5 millions de dollars aux investissements effectués par la Société dans d'autres gazoducs, et de 14,7 millions de dollars à ses investissements dans des coentreprises pétrolières et gazières.

La rentabilité accrue des activités de distribution s'explique par le relèvement, à partir du 1er septembre 1981, du taux de rendement sur la base tarifaire, qui est passé de 11,1 pour cent à 12,63 pour cent, et par le fait que d'importantes installations ont été construites pendant l'année. Une société de distribution est en outre autorisée, lorsqu'elle fait construire de nouvelles installations, à bénéficier d'une certaine marge de rendement sur l'investissement consacré au programme de construction. Cette marge, dite "provision pour fonds utilisés pendant la construction", est calculée à partir du taux approuvé de rendement sur la base tarifaire.



### Augmentation de valeur des constructions, terrains et équipements

en millions de dollars

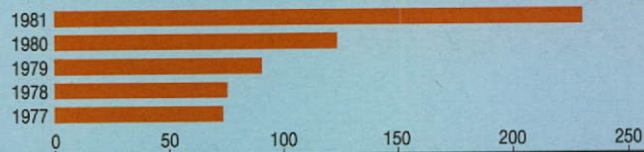


L'amélioration du revenu des investissements consacrés à d'autres gazoducs est principalement attribuable à la participation de la Société à la construction du tronçon Northern Border et du tronçon Alaska du Réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska. Ces revenus, représentant la "provision pour fonds utilisés pendant la construction", après impôts, ont été réalisés par la Société en 1981 suite à son apport de capitaux au Réseau de transport de gaz naturel de l'Alaska. La première phase du tronçon Northern Border, qui reliera Monchy (Saskatchewan) à Ventura (Iowa) doit entrer en service au cours du quatrième trimestre de 1982. La progression du rendement des investissements consacrés à d'autres gazoducs est en outre attribuable à la participation à 50 pour cent de la Société dans Great Lakes Gas Transmission Company ("Great Lakes"), dont l'autre moitié des parts est détenue par American Natural Resources Company. L'amélioration du revenu de Great Lakes s'explique par l'augmentation de ses recettes au titre du transport de gaz et par un recours plus large aux crédits d'impôt à l'investissement.

Bien qu'une grande partie des propriétés pétrolifères et gazifères que possède la Société au Canada fassent encore l'objet de travaux d'exploration et de développement, les revenus tirés des gisements en exploitation (avant impôts et charges financières) ont progressé de 14,7 millions de dollars par rapport à 1980. En 1981, la production de gaz a augmenté de 75 pour cent, tandis que les ventes de pétrole progressaient de 384 pour cent. Ces augmentations résultent de l'acquisition en décembre 1980 de propriétés de Kaiser Petroleum et de la mise en exploitation des gisements qui avaient fait l'objet du programme d'exploration et de développement de 1980. La progression des bénéfices a cependant été quelque peu contrariée par l'effet du nouvel impôt fédéral sur les revenus pétroliers qui, pour 1981, s'est élevé à 3,3 millions de dollars. Les activités menées par la Société aux États-Unis ont consisté exclusivement, en 1981, en des programmes d'exploration et de développement, et n'ont donc rapporté aucun bénéfice.

### Charges financières (nettes)

en millions de dollars



### Charges financières

Avant capitalisation des intérêts sur les propriétés pétrolifères et gazifères non productives et celles de la société Gazoduc Trans Québec & Maritimes, les charges de la Société au titre du service d'intérêt accusent une augmentation de 135 millions de dollars par rapport à 1980. Cette augmentation considérable s'explique par la hausse générale des taux d'intérêt enregistrée en 1981 et par les financements considérables qu'ont nécessité le programme de construction d'installations de distribution, la participation dans d'autres sociétés exploitant des gazoducs, les investissements dans des coentreprises pétrolières et gazières et l'exécution des obligations contractuelles concernant le gaz "à prendre ou à payer".

Les intérêts payés en 1981 au titre du financement de transactions portant sur du gaz naturel à prendre ou à payer se sont chiffrés à 120 millions de dollars, contre 49 millions de

dollars en 1980; cette dépense a été couverte par les sommes perçues par la Société au titre de ses coûts de service en Alberta. D'une manière générale, les frais d'intérêt occasionnés par le financement d'opérations réglementées sont récupérables par le jeu du mécanisme de fixation des tarifs.

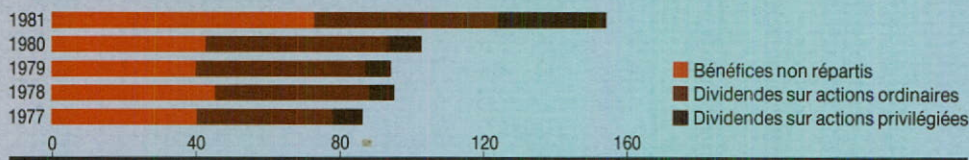
La capitalisation d'intérêts au titre des propriétés pétrolifères et gazifères a porté en 1981 sur un total de 59 millions de dollars.

### Provision pour dividendes sur actions privilégiées

La provision pour dividendes sur les actions privilégiées s'est accrue en 1981 de 19 millions de dollars. Cette augmentation tient à ce qu'une partie des obligations de la Société au titre du gaz "à prendre ou à payer" ont été réglées en émettant des actions privilégiées, dont les dividendes sont récupérables en vertu de la réglementation en vigueur.

### Répartition du bénéfice net

en millions de dollars

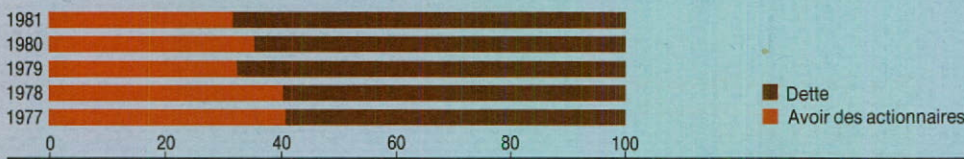


### Liquidités et ressources en capitaux

Les revenus provenant des opérations réglementées de la Société et de ses filiales en propriété exclusive, et par voie de conséquence sa marge brute d'autofinancement, dépendent essentiellement du taux de rendement sur la base tarifaire autorisé par l'Office national de l'énergie, y compris le rendement des actions ordinaires et les résultats obtenus par la Société au cours de la période pendant laquelle les tarifs sont en vigueur. Les tarifs de la Société pour la vente et le transport de gaz sont conçus de manière à lui permettre d'obtenir le rendement autorisé sur la base tarifaire. Ces tarifs sont établis en tenant compte notamment de l'évolution probable de la base tarifaire et de projections des frais

### Rapport dette/avoir des actionnaires

Pour cent

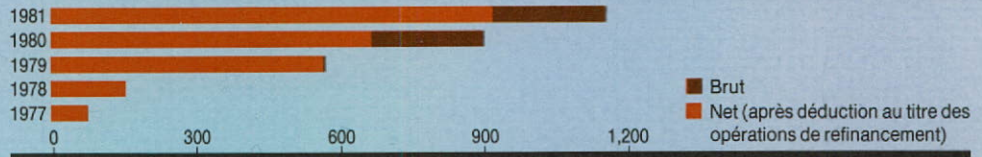


d'exploitation et de certaines charges financières. Si, pendant la période durant laquelle les tarifs sont en vigueur, les coûts réels dépassent les projections, il peut arriver que la Société n'atteigne pas son taux autorisé de rendement sur la base tarifaire.

En 1981, les fonds provenant de l'exploitation ont atteint 276 millions de dollars, contre 241 millions de dollars en 1980, et ont donc augmenté de 35 millions de dollars. L'ampleur du programme d'investissements de la Société pour 1981 l'a contraint à recourir largement au financement externe, principalement sous la forme de dette à long terme.

## Financement externe

en millions de dollars



Des préparatifs sont en cours pour placer un montant considérable de dette relative à des exploitations pétrolières et gazières dans une société apparentée, sans recours. Tous les investissements dans des coentreprises pour des projets réglementés de gazoducs seront financés par l'entremise de telles sociétés, quand elles auront reçu les apports de capital des participants. Après la mise en service des actifs relatifs aux investissements réglementés, la Société disposera pour longtemps d'une ressource sûre d'autofinancement, semblable à celle que représentent maintenant ses activités réglementées de distribution.

## Dépenses en immobilisations

en millions de dollars



Les dépenses en immobilisations de la Société ont, en 1981, dépassé pour la première fois le milliard de dollars. La moitié à peu près de ces dépenses (533 millions de dollars) ont été consacrées au programme de construction d'installations de distribution de 1981. Ce programme a été financé pour l'essentiel par l'émission d'obligations de première hypothèque sur le pipeline, pour un montant de 400 millions de dollars É.-U.; les montants requis sont prélevés progressivement, en fonction des besoins de financement. Les dépenses en immobilisations dans des coentreprises concernant des gazoducs ont également augmenté en 1981. Cette augmentation tient en grande partie à des dépenses en immobilisations de 105 millions de dollars É.-U. que la Société a consacré au tronçon Northern Border du Réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska. Les dépenses en immobilisations dans des coentreprises pétrolières et gazières ont en revanche diminué en 1981. Dans les dépenses pour 1980 étaient compris les 125 millions de dollars consacrés à l'acquisition d'actifs de Kaiser Petroleum. Si l'on déduit ce chiffre des dépenses en immobilisations pour 1980, on constate que les investissements pétroliers et gaziers ont en fait légèrement augmenté en 1981. Les investissements dans des coentreprises pétrolières et gazières ont été financés surtout grâce à des emprunts bancaires à terme et à la vente de billets émis en francs suisses.

Les versements nécessités par les contrats visant le gaz à prendre ou à payer, quoique d'un montant considérable, ont diminué en 1981 par rapport à l'année précédente.

## Modifications du mode de présentation des comptes

Certaines modifications ont été apportées à la présentation des comptes de la Société pour 1981, avec l'accord des vérificateurs des comptes. L'emploi de la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation a été étendu à la totalité des investissements dans des coentreprises pétrolières et gazières et dans des coentreprises concernant les gazoducs. Cette méthode est utilisée depuis de nombreuses années pour le traitement comptable des investissements de la Société dans la Great Lakes Gas Transmission, et on a jugé bon de l'étendre aux autres investissements du même type du fait de l'importance accrue de tels investissements en 1981, et pour tenir compte de la contribution de premier plan, en termes économiques, que ces investissements dans des coentreprises sont appelés à apporter.

## Résultats consolidés

TransCanada PipeLines Limited et ses filiales

Exercice terminé le 31 décembre 1981 (avec chiffres correspondants de 1980)

	1981	1980
	(\$000)	(\$000)
<b>Revenus</b>		
Ventes de gaz — au pays	2 082 199	1 819 121
— à l'exportation	1 261 546	1 267 923
Transport de gaz et autre	61 152	36 013
	<b>3 404 897</b>	<b>3 123 057</b>
<b>Coûts et dépenses</b>		
Coût du gaz vendu	2 502 670	2 446 058
Transport, exploitation et divers	485 171	390 912
	<b>2 987 841</b>	<b>2 836 970</b>
<b>Revenu des placements</b>		
Pipelines	28 445	9 894
Pétrole et gaz	20 781	6 104
	<b>49 226</b>	<b>15 998</b>
<b>Revenus divers</b>		
Provision pour fonds utilisés pendant la construction	15 025	2 066
Autres (montant net)	4 925	3 736
	<b>19 950</b>	<b>5 802</b>
Revenu avant les postes ci-dessous	<b>486 232</b>	<b>307 887</b>
<b>Frais financiers</b>		
Intérêts sur dette à long terme (nets)	216 225	120 862
Autres frais d'intérêt et de financement	13 446	2 311
	<b>229 671</b>	<b>123 173</b>
Bénéfice avant impôts sur le revenu	<b>256 561</b>	<b>184 714</b>
<b>Impôts sur le revenu — Reportés</b>	<b>102 489</b>	<b>82 254</b>
<b>Bénéfice net de l'exercice</b>	<b>154 072</b>	<b>102 460</b>
Moins provision pour dividendes sur actions privilégiées	28 499	9 025
<b>Bénéfice net revenant aux actions ordinaires</b>	<b>125 573</b>	<b>93 435</b>
<b>Bénéfice net par action ordinaire</b>	<b>\$2,85</b>	<b>\$2,18</b>

Voir ci-après le sommaire des conventions comptables importantes et les notes des états financiers consolidés.

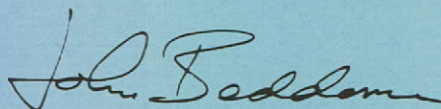
# Situation financière consolidée

31 décembre 1981 (avec chiffres correspondants de 1980)

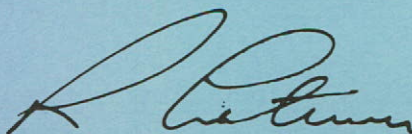
TransCanada PipeLines Limited et ses filiales

	1981	1980
	(\$000)	(\$000)
<b>Actif</b>		
<b>Actif à court terme</b>		
Encaisse et placements temporaires en espèces	35 763	3 398
Débiteurs	437 442	370 089
Stocks — au prix coûtant	89 560	100 471
Paiements anticipés et dépôts	4 150	2 091
	<b>566 915</b>	<b>476 049</b>
<b>Versements à valoir sur approvisionnement en gaz (note 1)</b>	<b>1 013 291</b>	<b>832 065</b>
<b>Investissements</b>		
Pipelines (note 2)	344 371	76 700
Pétrole et gaz (note 3)	687 597	538 387
	<b>1 031 968</b>	<b>615 087</b>
<b>Constructions, terrains et équipements — au prix coûtant</b>	<b>2 465 107</b>	<b>1 929 187</b>
Moins amortissement accumulé	544 769	490 269
	<b>1 920 338</b>	<b>1 438 918</b>
<b>Frais reportés</b>	<b>53 788</b>	<b>18 591</b>
	<b>4 586 300</b>	<b>3 380 710</b>
<b>Passif et avoir des actionnaires</b>		
<b>Passif à court terme</b>		
Billets à payer aux banques	106 200	95 000
Créditeurs	487 623	368 722
Intérêts courus	56 575	28 193
Dividendes à payer	21 730	16 446
Partie de la dette à long terme exigible en deçà d'un an	44 687	57 768
	<b>716 815</b>	<b>566 129</b>
<b>Dette à long terme (selon tableau et note 4)</b>	<b>2 458 772</b>	<b>1 706 772</b>
<b>Impôts sur le revenu reportés</b>	<b>246 569</b>	<b>141 046</b>
<b>Avoir des actionnaires</b>		
Capital-actions (note 5)	463 032	339 322
Surplus d'apport	274 711	273 771
Bénéfices non répartis	426 401	353 670
	<b>1 164 144</b>	<b>966 763</b>
	<b>4 586 300</b>	<b>3 380 710</b>

Au nom du conseil d'administration:



J. M. Beddome, administrateur



R. R. Latimer, administrateur

Voir ci-après le sommaire des conventions comptables importantes et les notes des états financiers consolidés.

**Surplus d'apport et bénéfices non répartis consolidés**

Exercice terminé le 31 décembre 1981 (avec chiffres correspondants de 1980)

TransCanada PipeLines Limited  
et ses filiales

	1981	1980
	(\$000)	(\$000)
<b>Surplus d'apport</b>		
Solde au début de l'exercice	273 771	276 143
Crédit provenant du rachat d'actions privilégiées	940	426
	274 711	276 569
Dépense relative au capital-actions	—	2 798
Solde à la fin de l'exercice	274 711	273 771
	1981	1980
	(\$000)	(\$000)
<b>Bénéfices non répartis</b>		
Solde au début de l'exercice	353 670	310 957
Bénéfice net de l'exercice	154 072	102 460
	507 742	413 417
<b>Dividendes déclarés</b>		
Actions privilégiées	30 171	9 762
Actions ordinaires	51 170	49 985
	81 341	59 747
Solde à la fin de l'exercice	426 401	353 670

Voir ci-après le sommaire des conventions comptables importantes et les notes des états financiers consolidés.

## Source consolidée des fonds pour dépenses en immobilisations

TransCanada PipeLines Limited  
et ses filiales

Exercice terminé le 31 décembre 1981 (avec chiffres correspondants de 1980)

	1981	1980
	(\$000)	(\$000)
<b>Fonds générés dans l'entreprise</b>		
Bénéfice net	154 072	102 460
Amortissement	58 276	54 879
Impôts sur le revenu reportés	102 489	82 254
Participation au revenu non distribué des placements	(49 226)	(9 608)
Divers	10 131	11 088
Fonds provenant de l'exploitation	275 742	241 073
Moins:		
Dividendes sur les actions privilégiées et ordinaires	81 341	59 747
Réduction de la dette à long terme	60 682	115 242
Fonds nets générés dans l'entreprise	133 719	66 084
<b>Fonds provenant du financement nouveau</b>		
Dette à long terme	996 325	674 000
Actions privilégiées	148 098	156 170
Actions ordinaires	7 208	69 952
	1 151 631	900 122
Moins refinancement	235 720	236 675
Fonds nets provenant du financement nouveau	915 911	663 447
<b>Fonds provenant de sources diverses (net)</b>		
Diminution du fonds de roulement	59 820	80 858
Frais reportés et autres	(27 152)	5 563
	32 668	86 421
<b>Fonds disponibles pour les dépenses en immobilisations</b>	<b>1 082 298</b>	<b>815 952</b>
<b>Dépenses en immobilisations</b>		
Constructions, terrains et équipement	533 417	127 373
Investissements — pipelines	239 226	16 273
— pétrole et gaz	128 429	206 520
Versements à valoir sur approvisionnement en gaz	181 226	465 786
<b>Total des dépenses en immobilisations</b>	<b>1 082 298</b>	<b>815 952</b>

Voir ci-après le sommaire des conventions comptables importantes et les notes des états financiers consolidés.

**Dettes à long terme consolidées**

TransCanada PipeLines Limited et ses filiales

31 décembre 1981 (avec chiffres correspondants de 1980)

	1981	1980
	(\$000)	(\$000)
<b>Obligations de première hypothèque sur le pipeline</b>		
Échéant en 1983 — 6¼%, série américaine — \$9 644 000 US	10 975	16 635
— 6¼%, série canadienne	4 647	7 157
Échéant en 1985 — 5½%, série américaine — \$8 644 000 US	9 564	12 004
Échéant en 1987 — 7½%, série américaine — \$42 720 000 US	46 764	54 064
Échéant en 1992 — 9¼%, série A canadienne	59 250	65 500
— 9¼%, série B canadienne	25 440	27 680
Échéant en 1993 — 8¾%, série A canadienne	41 910	45 815
— 8¾%, série B canadienne	6 640	7 200
Échéant en 1996 — 16%, série américaine — \$283 000 000 US	341 246	—
	<b>546 436</b>	<b>236 055</b>
<b>Débitures à fonds d'amortissement</b>		
Échéant en 1990 — 10%, séries A	33 278	37 400
— 9¼%, série B	41 216	45 972
Échéant en 1991 — 9%, série C	34 979	38 510
Échéant en 1992 — 8¾%, série D	71 432	80 800
Échéant en 1993 — 9%, série E	77 587	82 785
Échéant en 1995 — 11½%, série F	44 563	47 246
Échéant en 1997 — 9,60%, série G (fonds d'amortissement à partir de 1983)	66 844	69 750
Échéant en 1996 — 18%, série H (fonds d'amortissement à partir de 1987)	75 000	—
	<b>444 899</b>	<b>402 463</b>
<b>Billets</b>		
Échéant en 1986 — 5¼% — 100 000 000 de francs suisses	66 430	67 349
Échéant en 1987 — 6% — 50 000 000 de francs suisses	33 215	—
Échéant en 1991 — 5½% — 100 000 000 de francs suisses	66 430	—
Échéant en 1988 — 17¼% — \$75 000 000 US	89 965	—
Échéant en 1989 — 16% — \$100 000 000 US	118 078	—
	<b>374 118</b>	<b>67 349</b>
<b>Emprunts bancaires à terme</b>		
Échéant de 1982 à 1986	1 068 480	1 014 200
<b>Billets à terme à demande échéant en 1986</b>		
15½%, série américaine — \$20 000 000 US	24 113	—
15½%, série canadienne	5 000	—
	<b>29 113</b>	<b>—</b>
<b>Débitures subordonnées</b>		
Échéant en 1987 — 5,60%, série américaine — \$11 553 000 US	11 636	12 196
— 5,85%, série canadienne	28 777	32 277
	<b>40 413</b>	<b>44 473</b>
	<b>2 503 459</b>	<b>1 764 540</b>
Moins: partie de la dette à long terme exigible en deçà d'un an	44 687	57 768
	<b>2 458 772</b>	<b>1 706 772</b>

Voir la note 4 des états financiers consolidés.



La Société est propriétaire d'un réseau de transport de gaz naturel qui s'étend de l'Alberta au Québec et achète, transporte et vend du gaz naturel à des clients au Canada et aux États-Unis. La Société a aussi des placements de participation dans des coentreprises de réseau de transport de gaz et dans des coentreprises d'exploration et de production de pétrole et de gaz au Canada et aux États-Unis.

Les états financiers consolidés de la Société ont été préparés par la direction selon les principes comptables généralement reconnus au Canada, appliqués de façon uniforme. Ces principes sont conformes aux normes comptables internationales sous tous les aspects importants. Voici le résumé des conventions comptables importantes:

**Principes de consolidation** — Les états financiers consolidés englobent les comptes de la Société et de ses filiales. Ces dernières sont toutes détenues en propriété exclusive.

**Placements** — La Société utilise la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation pour ses placements dans des coentreprises constituées ou non constituées en société. En vertu de cette méthode, le placement est initialement inscrit au coût puis redressé pour tenir compte de la part de la Société dans le bénéfice de la coentreprise. Les dividendes déclarés au cours de la période réduisent la valeur comptable du placement.

La Société utilise la méthode de capitalisation du coût entier pour comptabiliser le coût de ses activités d'exploitation et de mise en valeur de gisements de pétrole, de gaz et d'autres réserves. Ces coûts comprennent les frais d'acquisition de terrains, les frais des études géologiques et géophysiques, les frais de possession et l'intérêt relatifs aux concessions inexploitées et les coûts de forage des puits productifs et improductifs.

En 1981, la Société a adopté la méthode d'épuisement selon le revenu; selon cette méthode, les provisions pour épuisement et amortissement des installations de production sont imputées aux diverses périodes dans la proportion que le revenu courant représente par rapport au revenu total estimatif des réserves de pétrole et de gaz prouvées. Cette modification de la méthode des unités de reproduction fut apportée suite aux changements dans la détermination du prix des hydrocarbures créés par le Programme énergétique national et finalisés lors de la signature des Ententes sur la fixation des prix et la taxation des ressources énergétiques conclues entre le gouvernement fédéral et les provinces productrices.

Les coûts des investissements inhabituellement importants dans des propriétés non productives sont inclus dans le calcul global de l'épuisement de façon linéaire sur la période prévue d'exploration.

La Société capitalise l'intérêt sur les investissements inhabituellement importants dans des propriétés de pétrole et de gaz non prouvées jusqu'à ce que les activités de mise en valeur aient procédé au point que l'on peut déterminer des réserves prouvées ou jusqu'à ce que l'on détermine que les

propriétés ne renferment aucune réserve prouvée ayant une valeur économique. L'intérêt est aussi capitalisé sur les investissements inhabituellement importants dans des propriétés qui en ont le potentiel mais où l'exploitation n'avait pas débuté à la date d'acquisition. La capitalisation sur ces propriétés prend fin dès que la production débute.

**Réglementation** — Les questions concernant les tarifs, la construction, l'exploitation et la comptabilité des activités liées au réseau de transport de gaz naturel de la Société sont du ressort de certains organismes de réglementation. Les tarifs des services publics sont établis par l'Office national de l'énergie ("ONE") sur la base des notions d'assiette de tarification, de taux de rendement et de coûts de service. L'ONE a autorisé une augmentation du taux de rendement de la base tarifaire de la Société de 11,1% à 12,63%, à compter du 1<sup>er</sup> septembre 1981.

**Constructions, terrains et équipements** — Les provisions constituées par la Société au titre de l'amortissement de son réseau de transport de gaz sont calculées selon la méthode linéaire à des taux tenant compte de la durée économique et matérielle des éléments d'actif en service. Les taux retenus sont ceux qu'a approuvés l'ONE et sont appliqués conformément à la politique de cet organisme qui consiste à permettre le recouvrement du coût non amorti des installations sur le reste de leur durée de vie utile, selon l'évaluation qui en est faite de temps à autre. Ainsi, l'amortissement a été calculé aux taux de 2,75% pour le pipeline, de 3,5% pour les stations de compression et autres installations de transport, et à des taux divers pour l'équipement général.

Tel que l'ont approuvé divers organismes de réglementation, une provision pour fonds utilisés pendant la construction est capitalisée sur les projets de pipeline au Canada et aux États-Unis. Le taux utilisé pour cette provision est redressé de temps à autre pour tenir compte du coût estimatif du capital utilisé.

**Conversion des devises étrangères** — Les transactions en devises étrangères de la Société liées à ses activités de service au Canada sont en devises US et ont été converties à leur contre-valeur en monnaie canadienne en appliquant, pour l'actif et le passif à court terme, les taux de clôture de l'exercice et pour la dette échéant à plus d'un an, le plus élevé soit du pair ou du taux à la date d'émission de la dette à long terme échéant après plus d'un an. Les gains et les pertes sur le change portant sur la dette à long terme relative aux services publics sont récupérés au moyen du processus de tarification. Ces pratiques comptables sont conformes au cadre de tarification prescrit par l'ONE pour les activités de service réglementées de la Société.

Lors de la conversion des autres activités de la Société, on utilise les taux en vigueur à la date du bilan pour l'actif et le

passif à court terme et l'actif et le passif monétaire à long terme. Les autres éléments d'actif et de passif sont convertis aux taux en vigueur aux dates respectives des transactions. Les revenus et les frais sont convertis au taux moyen en vigueur au cours de l'exercice à l'exception de l'épuisement et de l'amortissement qui sont convertis aux taux d'origine utilisés pour l'actif pertinent. Les gains et les pertes sur le change sont inclus au revenu net de l'exercice en cours à l'exception des gains et pertes non réalisés sur le change qui ont trait à la conversion des éléments d'actif et de passif monétaire à long terme qui sont amortis sur la durée restante de ces éléments d'actif et de passif.

**Impôts sur le revenu** — La Société applique la méthode du report d'impôt, en vertu de laquelle la provision pour impôts sur le revenu est calculée sur la base du bénéfice déclaré dans les comptes. Suivant cette méthode, la Société établit une provision entière pour le montant intégral des impôts sur le revenu dont le report résulte de certaines déductions fiscales sur le revenu qui dépassent les montants imputés aux résultats à des fins comptables.

La pertinence de cette méthode pour les activités de services courantes de la Société a été reconnue par l'ONE, le 1<sup>er</sup> août 1978, lorsque cet organisme a prescrit à la Société de suivre, aux fins comptables et de tarification, la méthode du report d'impôt pour comptabiliser l'impôt sur le revenu et a confirmé cette prescription dans sa dernière décision concernant les tarifs de la Société.

Avant le 1<sup>er</sup> août 1978, la Société suivait la méthode de l'impôt exigible pour inscrire les impôts sur le revenu tant aux fins de tarification que de comptabilité et, comme le permettent les règlements et dispositions pertinents de l'impôt sur le revenu, réclamait certaines déductions dont le montant global dépassait ceux qui étaient imputés aux résultats à des fins comptables. Tant qu'elle suivait cette méthode, la Société ne prévoyait dans ses comptes ni ne récupérait dans ses tarifs aucune provision pour impôt sur le revenu antérieurement au 1<sup>er</sup> août 1978. Si les règlements et les dispositions pertinents de l'impôt sur le revenu n'avaient pas permis ces déductions, des impôts sur le revenu d'un montant accumulé de \$263 800 000 auraient été payables au 31 juillet 1978.

En prescrivant la méthode du report d'impôt pour les revenus de service gagnés après le 1<sup>er</sup> août 1978, l'ONE a aussi tenu compte de la dette dont la Société pourrait être passible à l'égard des impôts reportés dans le passé. Dans sa décision de juillet 1978, l'ONE a indiqué que dans le cas où les impôts à payer dépasseraient le montant de la provision pour impôts reportés, la Société devrait soit revenir à la méthode de l'impôt exigible, soit amortir, à partir d'une certaine date, la dette d'impôts reportés non inscrite, en la répercutant dans le coût de service. Suite à cette décision, comme il est vraisemblable que tous les coûts d'impôts reportés seront recouverts, à l'avenir, par le biais du coût de service, la Société n'a constitué dans ses comptes aucun passif en ce qui concerne les impôts reportés avant le 1<sup>er</sup> août 1978.

**Chiffres comparatifs** — Certains chiffres donnés pour fins de comparaison ont été redressés en conformité avec la présentation adoptée cette année pour les états financiers.

### 1. Versements à valoir sur fourniture de gaz

La Société s'approvisionne auprès d'environ 600 producteurs, auxquels elle est liée par quelque 2 300 contrats d'achat de gaz. Ces contrats s'assortissent généralement de dispositions selon lesquelles la Société est tenue d'effectuer des paiements lorsqu'elle n'est pas en mesure de prendre livraison de certaines quantités de gaz minimales spécifiées et comme, au cours des dernières années, les quantités spécifiées dans les contrats ont excédé la demande du marché, des versements ont été nécessaires. En ce qui a trait aux obligations des trois années contractuelles se terminant le 31 octobre 1980, la Société a mis en application, avec l'approbation des producteurs, un plan de répartition en vertu duquel ces derniers se verront attribuer une juste part des achats de la Société correspondant à ses débouchés. En ce qui a trait aux années contractuelles terminées les 31 octobre 1981 et 1982, la Société a mis en vigueur un programme prolongé qui modifie le plan actuel de répartition et qui prévoit le report de 20% des obligations annuelles d'achat de la Société en vertu des ses contrats d'achat de gaz pour ces deux années contractuelles (le "gaz reporté"). Le programme prolongé prévoit aussi que la Société prendra livraison du gaz reporté et du gaz payé mais non pris en charge ("gaz à prendre ou à payer") également sur une période s'étendant présentement sur dix ans. Après avoir donné effet au programme prolongé, la Société estimait qu'elle sera liée pour 4 000 000 000 de mètres cubes (141 000 000 000 de pied cubes) de gaz à prendre ou à payer dans l'année contractuelle se terminant le 31 octobre 1982. Les volumes de gaz à prendre ou à payer encourus après le 31 octobre 1982 seront fonction (a) de la capacité d'approvisionnement des réserves contractuelles actuelles et des obligations en résultant de prendre du gaz en

vertu des contrats d'achat de gaz actuels, et (b) du volume de gaz devant être pris par les clients actuels et des nouveaux débouchés. Sur la base de ses estimations en matière d'approvisionnement et de ses pronostics quant aux débouchés, la Société compte être à même de prendre livraison de tout le gaz qu'elle est tenue de payer mais non de prendre en charge et de tout le gaz reporté.

Au 31 décembre 1981, la Société a payé \$1 013 000 000 à l'égard de gaz payé mais non livré au 31 octobre 1981. La Société a le droit de prendre livraison du gaz payé mais non livré, dont le volume équivalait à 19 400 000 000 de mètres cubes (689 100 000 000 de pieds cubes) au 31 décembre 1981, au cours d'une période s'étendant présentement sur au moins 10 ans aux prix rajustés en vigueur au moment où elle le prend en charge.

Comme permis par l'Alberta Petroleum Marketing Commission, la Société peut récupérer des coûts du service en Alberta l'intérêt sur les emprunts bancaires à terme et les dividendes sur les actions privilégiées en ce qui concerne le financement du gaz payé mais non livré. Ces récupérations ont été déduites du "Coût du gaz vendu" à l'état consolidé des résultats. L'intérêt sur les emprunts à terme récupéré se chiffrait à \$119 500 000 et à \$49 100 000 pour les exercices terminés les 31 décembre 1981 et 1980 respectivement. Au cours des exercices terminés les 31 décembre 1981 et 1980, on a récupéré \$22 000 000 et \$2 300 000 respectivement, y compris les impôts sur le revenu afférents, de dividendes privilégiés par l'entremise du coût du service en Alberta. La première émission d'actions privilégiées ayant trait au financement du gaz à prendre ou à payer fut vendue en septembre 1980.

### 2. Placement — Pipelines

Le placement au 31 décembre et le bénéfice de participation d'entreprises en participation réglementées, constituées pour exploiter des pipelines, pour les douze mois terminés le 31 décembre, sont présentés ci-dessous:

	1981		1980	
	Placement	Bénéfice de participation (en milliers de dollars)	Placement	Bénéfice de participation
Great Lakes Gas Transmission Company	61 420	12 072	49 348	8 919
Réseau de gazoducs de l'Alaska:				
—Tronçon Northern Border	153 873	12 659	14 902	975
—Tronçon Alaska	32 672	3 488	802	—
—Tronçon canadien (section Saskatchewan)	28 000	226	—	—
Gazoduc Trans-Québec & Maritimes	68 406	—	11 648	—
	<b>344 371</b>	<b>28 445</b>	76 700	9 894

**Great Lakes Gas Transmission Company (la "Great Lakes")**  
La Société participe à part égale avec l'American Natural Resources Company à la Great Lakes, société constituée aux États-Unis. La Great Lakes achemine d'importantes quantités de gaz aux États-Unis pour le compte de la Société, qui vend ce gaz à ses clients dans l'Est du Canada, et la Great Lakes achète du gaz naturel de la Société qu'elle vend à des clients aux États-Unis.

Le tableau suivant résume, en milliers de dollars US, des renseignements financiers concernant la Great Lakes:

Installations de transport de gaz naturel (montant net)	307 873
Passif à court terme moins actif à court terme	(34 376)
Crédits reportés (montant net)	(27 074)
Dettes à long terme	(127 204)
Avoir des actionnaires	119 219
Revenus	522 434
Dépenses	501 077
Bénéfice net	21 357

### Réseau de gazoducs de l'Alaska ("RGA")

Le projet de RGA prévoit la construction d'un pipeline qui s'étend de Prudhoe Bay, sur le versant septentrional de l'Alaska, passant par l'Alaska et le Canada, jusqu'aux États-Unis. Le pipeline se diviserait en deux branches dans le Sud de l'Alberta. La branche ouest acheminerait le gaz vers les marchés de l'Ouest des États-Unis et se terminerait près de San Francisco (Californie). La branche est traverserait l'Alberta et le Sud-ouest de la Saskatchewan pour alimenter en gaz les marchés du Centre-ouest, de l'Est et du Sud des États-Unis, et se terminerait près de Dwight (Illinois). Le projet RGA prévoit également la construction d'une importante usine de traitement du gaz à Prudhoe Bay.

La réalisation du projet RGA comprend la construction de quatre tronçons de pipeline distincts quoique intégrés appelés ci-après le "tronçon Alaska", le "tronçon canadien", le "tronçon Northern Border" et le "tronçon ouest". Lorsqu'il sera terminé, entre le milieu et la fin des années 1980, le RGA s'étendra sur environ 7 719 kilomètres. La Société ne possède aucune participation dans le tronçon ouest.

Toutes les autorisations nécessaires à l'exportation et à l'importation de gaz naturel et à la construction de la section sud du tronçon canadien et du tronçon Northern Border ont été obtenues. En décembre 1981, le président des États-Unis a ratifié certaines renonciations qui permettraient d'expédier la réalisation du projet RGA. Ces mesures législatives facilitent la prise d'arrangements de financement du projet. Grâce à ces renonciations, le tronçon Alaska ne nécessitera aucune autorisation, de la part des États-Unis, autre que l'approbation initiale donnée par la Federal Energy Regulatory Commission.

La participation de la Société dans le projet RGA est présentée ci-dessous:

#### (a) Tronçon Northern Border

La Société participe à raison de 30% à la société en nom collectif formée en vue de la réalisation de la première phase d'un gazoduc qui s'étendra de Monchy (Saskatchewan) jusqu'à un point situé près de Ventura (Iowa) (la "première étape"). La mise en chantier de ce tronçon a eu lieu en août 1980, les travaux progressent selon les prévisions et l'achèvement est prévu pour l'automne 1982.

La Société a le droit d'acquérir un intérêt maximum de 17,5% dans la deuxième étape, qui prolongera le pipeline jusqu'à un endroit à proximité de Dwight (Illinois) (la "deuxième étape").

En vertu de l'entente d'acquisition de sa participation à la première étape, la Société a conclu une entente de services de transport prévoyant la livraison de quantités suffisantes de gaz canadien pour financer la première étape. L'entente stipule que la Société a le droit, sous réserve des droits antérieurs d'autres expéditeurs, d'acheminer du gaz du Canada ou de l'Alaska afin de le vendre aux États-Unis, de faire transporter jusqu'à 8 000 000 000 de mètres cubes de gaz annuellement pour son compte, mais elle sera tenue de verser des droits minimum fixes mensuellement, peu importe le volume de gaz expédié. Une fois terminées les exportations autorisées, les frais minimums que la Société aura à assumer pourront faire en sorte qu'elle supporte les frais du service de la première étape. Si au terme de la dixième année d'exploitation de la première étape, la décision de réaliser la deuxième étape n'a pas été prise et si le seul gaz acheminé par voie de la première étape est alors du gaz canadien destiné aux clients de la Société dans l'Est du Canada, la société sera dans l'obligation, et aura le droit, d'acheter la première étape à la juste valeur marchande de celle-ci à ce moment-là.

Un syndicat de banques a consenti à financer, par voie de prêt, 70% du coût de la première étape jusqu'à concurrence d'un montant total de \$1 055 000 000 US. En ce qui concerne ce financement, la Société a conclu deux ententes de nantissement en vertu desquelles elle pourra être tenue de verser à la Société en nom collectif (i) sa quote-part de tous les frais de construction excédant les fonds disponibles en vertu de la convention de prêt; (ii) sa quote-part du déficit de fonds de roulement si l'achèvement de la première étape est retardé; (iii) dans le cas de certains événements, des fonds pour l'achat de sa quote-part de l'entreprise et de l'actif de la société en nom collectif pour un montant égal à leur coût amorti; (iv) des fonds permettant à la société en nom collectif de réduire le solde de l'emprunt à environ \$400 000 000 US à l'échéance finale en 1992 si, après six années d'exploitation de la première étape, la Société est incapable d'obtenir des volumes de gaz additionnels afin de produire des revenus destinés à rembourser l'emprunt dans la même mesure; (v) si l'emprunt n'est pas entièrement remboursé à échéance, ou lorsque surviennent certains événements avant l'échéance, un montant égal au solde du prêt ou au coût amorti de l'entreprise et de l'actif de la société en nom collectif, selon le plus élevé des deux.

La Société estime à \$9 000 000 US sa part de l'apport en capital nécessaire à la réalisation de la première étape.

Le tableau ci-dessous résume, en milliers de dollars US, des renseignements financiers concernant la société en nom collectif du tronçon Northern Border:

Installations de transport de gaz naturel	
en construction	937 673
Passif à court terme moins actif à court terme	(46 574)
Charges reportées	4 824
Dette à long terme	(473 900)
Avoir des associés	422 023

### (b) Tronçon Alaska

La Société prévoit acquérir une participation d'eau moins 7% dans le tronçon Alaska et l'usine de traitement du gaz. Sur la base des prévisions actuelles, une participation de cet ordre exigerait de la Société une mise de fonds d'environ \$525 000 000 US. Le tronçon Alaska s'étendra de Prudhoe Bay (Alaska) jusqu'à Beaver Creek, sur la frontière Alaska-Yukon, où il se raccordera au tronçon canadien du réseau.

Le tableau ci-dessous résume, en milliers de dollars US, des renseignements financiers concernant la société en nom collectif chargée du tronçon Alaska:

Installations de transport de gaz naturel	
en construction	401 340
Passif à court terme moins actif à court terme	(1 584)
Crédit reportés	(8 946)
<b>Avoir des associés</b>	<b>390 810</b>

La part de la Société au bénéfice des tronçons Northern Border et Alaska, calculée à raison de 13% et 14% respectivement, représente une provision pour fonds de participation employés à la construction.

### (c) Tronçon canadien (section Saskatchewan)

En décembre 1981, la Société a acquis une participation de 44% dans la Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd. (la "Foothills (Sask.)"), laquelle a été constituée en vue de la construction de la section Saskatchewan du tronçon canadien du projet de pipeline de l'Alaska. Le pipeline en question s'étendra de la frontière Alberta-Saskatchewan, près d'Empress (Alberta), jusqu'à la frontière canado-américaine, près de Monchy (Saskatchewan), où il sera raccordé au tronçon Northern Border.

La société estime à \$5 000 000 sa quote-part des capitaux nécessaires à l'achèvement du projet en 1982.

Le tableau ci-dessous résume, en milliers de dollars, des renseignements financiers sur la Foothills (Sask.):

Installations de transport de gaz naturel	
en construction	260 700
Passif à court terme moins actif à court terme	1 400
Charges reportées	800
Dette à long terme	(195 000)
<b>Avoir des associés</b>	<b>67 900</b>

### Gazoduc Trans-Québec & Maritimes

La Société et la Q & M Pipelines Ltd. (la "Q & M"), filiale de Nova, an Alberta Corporation (la "Nova") ont chacune une participation de 50% dans une société en nom collectif qui se propose de construire, de détenir et d'exploiter un réseau de transport de gaz naturel (le "gazoduc TQM") pour expédier du gaz naturel des environs de Montréal aux principaux marchés du Québec, du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse. Le Gazoduc Trans-Québec & Maritimes Inc., (la "TQM"), société détenue à parts égales par chacun des associés, se chargera de construire et d'exploiter le gazoduc TQM, en qualité d'agent de la société en nom collectif.

Il est prévu actuellement que le financement par actions du gazoduc TQM sera supporté à parts égales par la Société et la Q & M, la part de la Société étant estimée à \$250 000 000, tandis que le financement par emprunt sera obtenu selon une formule de financement de projets, sans recours aux associés.

Les dépenses engagées au titre du gazoduc TQM ont totalisé environ \$140 000.

En 1981 et 1980, la Société a capitalisé \$8 209 000 et \$1 376 000 respectivement des frais de possession occasionnés par le projet.

## 3. Placement — pétrole et gaz

On trouvera ci-dessous les détails des placements de la Société dans les concessions pétrolières et gazières productives et improductives présentés en milliers de dollars. Ces placements sont comptabilisés à la valeur de consolidation, méthode qui a été adoptée en 1981 pour les placements en pétrole et en gaz au lieu de la méthode de consolidation proportionnelle:

	1981		1980	
	Placement	Bénéfice de participation	Placement	Bénéfice de participation
	(\$000)	(\$000)	(\$000)	(\$000)
Exploitation au Canada	630 778	20 781	522 344	6 104
Exploitation aux États-Unis	56 819	—	16 043	—
	<b>687 597</b>	<b>20 781</b>	<b>538 387</b>	<b>6 104</b>

### Exploitation au Canada

En décembre 1979, la Société s'est rendue acquéreur d'une participation indivise de 50% dans les concessions pétrolières et gazières de la Maligne Resources Limited (la "Maligne"), filiale en propriété exclusive de la Dow Chemical of Canada, Limited. A la date de l'achat, la Maligne avait une participation indivise de 25% dans une partie des concessions pétrolières et gazières continentales de la Dome Petroleum Limited (la "Dome") en vertu des conditions d'une entente conclue en 1974, et elle avait exercé, suite à cette entente, le droit d'acquérir une participation semblable dans d'autres concessions acquises subséquemment par la Dome. La majorité des concessions acquises se trouvent dans la province de l'Alberta.

La Société a acheté de la Dome, en 1980, un intérêt de 12,5% dans les concessions productives et improductives de la Kaiser Petroleum Ltd., que la Dome avait acquises plus tôt dans l'exercice.

La plupart des concessions canadiennes acquises étaient détenues au 31 décembre 1981 par une société en nom collectif formée par la Société et la Maligne pour l'administration et le contrôle en commun. Chaque société a des droits et des obligations en vertu d'une entente de participation datée du 1<sup>er</sup> décembre 1979 avec la Dome. Cette entente prévoit, entre autres choses, une participation de 25% par la Société en nom collectif aux acquisitions par la Dome de concessions continentales dans une région délimitée qui comprend surtout les quatre provinces de l'ouest, le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest.

### Exploitation aux États-Unis

En août 1980, la Société a conclu une entente avec la Dome Petroleum Corp. (la "Dome Corp."), une société affiliée à la Dome, en vertu de laquelle la Société a acheté une participation indivise de 17,33% dans toutes les concessions pétrolières et gazières improductives détenues à cette date par la Dome Corp. dans les territoires des États-Unis. La Société a convenu, sous réserve de certaines conditions, de participer de façon semblable aux acquisitions futures de la Dome Corp.

On trouvera ci-dessous des renseignements financiers résumés présentant la quote-part de la Société à des coentreprises pétrolières et gazières, au Canada et aux États-Unis, en milliers de dollars

	1981	1980
	(\$000)	(\$000)
Passif à court terme moins actif à court terme	(11 565)	(9 628)
Concessions pétrolières et gazières — au prix coûtant	712 773	555 037
Moins amortissement et épuisement accumulés	13 611	7 022
Placement net	687 597	538 387
Revenu net	36 766	15 510
Frais d'exploitation	15 985	9 406
Revenu provenant de l'exploitation	20 781	6 104

Le revenu provenant de l'exploitation est présenté avant la déduction des frais de financement et des impôts sur le

revenu qui sont inscrits séparément par la Société. En 1981 et 1980 l'intérêt relatif aux concessions pétrolières et gazières a été capitalisé, se montant à \$58 654 000 et \$37 000 000 respectivement.

En décembre 1981, la Société a convenu d'acheter de la Dome contre environ \$555 000 000 une participation indivise de 12,5% dans presque tous les éléments d'actif de la Hudson's Bay Oil & Gas Company Limited (La "HBOG"). Cette entente est soumise à l'obtention de financement satisfaisant et à l'achat de toutes les actions de la HBOG par la Dome.

### 4. Dette à long terme

L'acte de fiducie et d'hypothèque relatif aux obligations de première hypothèque sur le pipeline prévoit une charge prioritaire sur tous les biens et droits immobiliers et fixes de la Société et sur essentiellement tous les contrats de transport, d'achat et de vente de gaz et les contrats de vente de produits gaziers de la Société. L'acte prévoit aussi une première charge flottante sur tous les autres éléments d'actif. Toutes les séries d'obligations sont sujettes à des dispositions de fonds d'amortissement obligatoire, dispositions qui exigent que la Société rachète des montants stipulés pour chaque série au cours de périodes prescrites avant l'échéance.

En vertu de conventions d'achat d'obligations datées du 27 mai 1981, telles que modifiées, la Société a convenu d'émettre pour \$400 000 000 (US), montant principal, d'obligations de première hypothèque sur le pipeline à certains investisseurs institutionnels. Au 31 décembre 1981, \$283 000 000 (US) de ces obligations avaient été émises. On prévoit l'émission du solde des obligations le 16 mars 1982.

Toutes les séries de débentures à fonds d'amortissement sont aussi sujettes à des dispositions de fonds d'amortissement obligatoire. Les modalités des obligations à fonds d'amortissement séries A à G ont été modifiées en 1981 pour prévoir un fonds de rachat annuel équivalent à 3% du montant en principal global en circulation le 10 juillet 1981. En conséquence, les achats de débentures se font dans la mesure de leur disponibilité, à des prix, frais d'achat compris, ne dépassant pas le montant en principal plus les intérêts courus à la date d'achat. Les débentures achetées sont livrées au fiduciaire pour annulation.

Les emprunts à terme, les billets à ordre à terme, les billets à payer en fonds des États-Unis et les billets en francs suisses prennent rang égal aux débentures à fonds d'amortissement et ont priorité sur les débentures subordonnées. Ces titres de dette comportent certaines dispositions qui dans certains cas permettent le remboursement sans prime ni pénalité. Les emprunts à terme portent intérêt à des taux variables qui se rapprochent des taux préférentiels des banques à charte canadiennes.

Outre les exigences de fonds d'achat, les obligations de remboursement de la dette à long terme relatives aux échéances et aux fonds d'amortissement s'établissent à environ \$44 687 000 pour 1982, \$64 768 000 pour 1983, \$306 110 000 pour 1984, \$618 830 000 pour 1985 et \$420 590 000 pour 1986.

Au taux de change du 31 décembre 1981, l'acquittement de la tranche à long terme de la dette en devises étrangères en cours à cette date exigerait \$801 678 000. Cette date à long terme (moins les échéances courantes) est portée au tableau consolidé de la dette à long terme pour \$801 085 000 au 31 décembre 1981.

## 5. Capital-actions

Ce tableau présente le détail du capital-actions:

Au 31 décembre	1981	1980
	(\$000)	(\$000)
Actions privilégiées sans valeur nominale		
Actions privilégiées de premier rang, rachetables, à dividende cumulatif, autorisées et en circulation		
—série à \$2,80 (687 146 en 1981 et 722 411 en 1980)	34 357	36 120
Actions privilégiées de premier rang, encaissables par anticipation, rachetables, à dividende cumulatif, autorisées et en circulation		
— série B à \$4,50 (964 900 en 1981, 999 600 en 1980)	48 245	49 980
— série C (300 000 en 1981, 1 000 000 en 1980)	15 000	50 000
— série D (2 200 000 en 1981, 2 200 000 en 1980)	110 000	110 000
— série E (1 500 000 en 1981, néant en 1980)	75 000	—
— série F (1 600 000 en 1981, néant en 1980)	80 000	—
Actions privilégiées de second rang, convertibles, rachetables, à dividende cumulatif, autorisées et en circulation		
— série A à \$2,65 (38 701 en 1981, 51 038 en 1980)	1 935	2 552
	<b>364 537</b>	<b>248 652</b>
Actions ordinaires sans valeur nominale		
Autorisées — nombre illimité		
En circulation (44 349 903 en 1981, 43 968 977 en 1980)	98 495	90 670
	<b>463 032</b>	<b>339 322</b>

Le nombre autorisé d'actions privilégiées de premier rang et de second rang, rachetables, à dividende cumulatif pouvant être émises en séries est illimité.

Les changements intervenus dans le nombre d'actions au cours de 1981 sont exposés dans le tableau ci-dessous:

	Actions privilégiées de premier rang						Actions privilégiées de second rang	Actions ordinaires
	Série à \$2,80	Série B à \$4,50	Série C	Série D	Série E	Série F	Série A à \$2,65	
Nombre d'actions en circulation le 1 <sup>er</sup> janvier 1981	722 411	999 600	1 000 000	2 200 000	—	—	51 038	43 968 977
Émises contre espèces					1 500 000	1 600 000		340 225
Achat, encaissement par anticipation ou conversion d'actions privilégiées	(35 265)	(34 700)	(700 000)				(12 337)	40 701
Nombre d'actions en circulation le 31 décembre 1981	687 146	964 900	300 000	2 200 000	1 500 000	1 600 000	38 701	44 349 903

Les changements intervenus dans la valeur des actions en circulation au cours de 1981 sont exposés dans le tableau ci-dessous:

	Actions privilégiées de premier rang						Actions privilégiées de second rang	Actions ordinaires
	Série à \$2,80	Série B à \$4,50	Série C	Série D	Série E	Série F	Série A à \$2,65	
Nombre d'actions en circulation le 1 <sup>er</sup> janvier 1981								
Émises contre espèces					75 000	80 000		90 670
Achat, encaissement par anticipation ou conversion d'actions privilégiées	(1 763)	(1 735)	(35 000)				(617)	7 208
Nombre d'actions en circulation le 31 décembre 1981	34 357	48 245	15 000	110 000	75 000	80 000	1 935	98 495

En vertu d'une résolution du conseil d'administration, avec effet le 15 septembre 1981, la Société a augmenté le taux de dividende des actions privilégiées de premier rang encaissables par anticipation, rachetables, à dividende cumulatif, de la série C de \$4,25 par an à \$6,4375 par an. Ces actions comportent aussi une clause de rachat obligatoire qui oblige la Société, sous réserve de certaines restrictions, de racheter, au prorata, 3% du nombre total d'actions en circulation le 15 septembre 1982 à partir du 15 septembre 1983 et le 15 septembre de chaque année par la suite.

La Société est tenue de conserver des fonds d'achat pour les actions privilégiées de premier rang à dividende de \$2,80 et les actions privilégiées convertibles de second rang à dividende de \$2,65. Sous réserve de certaines conditions, ces fonds sont redressés une fois l'an, le 1<sup>er</sup> février, pour les ramener à un montant égal à 2% de la valeur de capital déclarée totale des actions en circulation le 31 décembre précédent.

Dans le cas des actions privilégiées de premier rang, encaissables par anticipation, à dividende de \$4,50, la Société est tenue d'imputer tous les 1<sup>er</sup> février jusqu'en 1984, à un fonds d'achat distinct le moindre de \$1 500 000 ou de la valeur de capital déclarée totale des actions en circulation le 31 décembre précédent. Par la suite, sous réserve de certaines conditions, le fonds d'achat est redressé une fois l'an, le 1<sup>er</sup> février, pour le ramener à un montant égal à 3% de la valeur de capital déclarée totale des actions en circulation le 31 décembre précédent.

Les fonds d'achat des actions privilégiées de série D, de série E et de série F commencent au plus tôt en 1984.

Ces divers fonds d'achat sont utilisés, sous réserve de certaines conditions, pour l'achat en vue de leur annulation des actions privilégiées dans la mesure où elles sont disponibles à un prix n'excédant pas \$50 par action plus les frais d'achat.

La Société a l'option de racheter les actions privilégiées aux primes suivantes:

- a) actions privilégiées de premier rang, \$2,80  
— à une prime de \$0,50 l'action
- b) actions privilégiées de premier rang, encaissables par anticipation (à l'exception de la série C, pour laquelle il n'y a pas de prime)  
— à diverses primes jusqu'à concurrence de \$5,16 puis réduction progressive jusqu'à zéro, sur des périodes s'étendant jusqu'en 1989
- c) actions privilégiées de second rang, convertibles, \$2,65  
— à une prime de \$2,50 jusqu'au 30 avril 1982 puis réduction progressive jusqu'à \$0,50 l'action après le 30 avril 1988.

Les actions privilégiées de premier rang encaissables par anticipation sont assorties d'un privilège d'encaissement par

anticipation en fonction duquel la Société est tenue de lancer, sous réserve de certaines conditions, des appels d'offre pour l'achat de toutes ces actions aux dates indiquées au tableau qui suit, à la valeur déclarée plus les dividendes courus et impayés. A l'exception des actions privilégiées de premier rang, encaissables par anticipation, \$4,50, la Société peut augmenter le taux de dividendes à chaque date d'encaissement par anticipation.

Ce tableau présente les taux de dividendes actuels des actions privilégiées de premier rang encaissables par anticipation et les dates d'encaissement par anticipation:

Série	Taux de dividende actuel	Date d'encaissement par anticipation
Série B à \$4,50	\$4,50	le 31 janvier 1985
Série C	\$6,4375	le 15 septembre 1982
Série D	\$5,00	les 1 <sup>er</sup> novembre 1983 et 1985
Série E	\$5,16	les 1 <sup>er</sup> novembre 1984 et 1989
Série F	\$7,18	les 1 <sup>er</sup> mai 1984 et 1988

De plus, les actions privilégiées de second rang, convertibles, à dividende de \$2,65, sont convertibles jusqu'au 1<sup>er</sup> mai 1982, à raison de 3,3 actions ordinaires pour chaque action privilégiée convertible de second rang, à dividende de \$2,65, offerte. Le 31 décembre 1981, 127 815 actions ordinaires avaient été réservées à cette fin.

Au 31 décembre 1981, 295 653 actions ordinaires avaient été réservées pour émission suite à l'exercice d'options accordées ou qui sont susceptibles d'être accordées en vertu des modalités des régimes d'achat d'action de la Société.

La Société a accordé des prêts libres d'intérêt au montant total de \$10 666 000 au 31 décembre 1981, qui sont remboursables après une période maximum de dix ans, à certains employés-clés, dont certains sont aussi des administrateurs, pour l'achat d'actions de la Société en vertu de certains régimes d'achat d'actions.

## 6. Restrictions sur les dividendes

La déclaration de dividendes, tant d'actions privilégiées que d'actions ordinaires, est limitée par certaines des dispositions relatives aux actions privilégiées et par plusieurs titres de créance. Compte tenu des dispositions les plus restrictives, environ \$62 238 000 était disponible pour le versement de dividendes d'actions ordinaires le 31 décembre 1981.

## 7. Litiges

En vertu d'un contrat daté du 1<sup>er</sup> novembre 1969 entre la Saskatchewan Power Corporation (la "Sask Power") et la Société, Sask Power a obtenu le droit d'acheter certaines quantités de gaz à un prix stipulé (le "prix stipulé au contrat") durant une période de sept ans commençant en 1974.

Le 29 novembre 1979, Sask Power a intenté une action contre la Société devant la Cour du banc de la Reine de la Saskatchewan afin de recouvrer les montants que la Société lui doit, selon ses allégations, à la suite de paiements en trop effectués, sous réserve, pour le gaz vendu en vertu de ce contrat.



Selon une modification des règlements relatifs au prix de gaz naturel apportée par la Loi sur l'administration du pétrole (la "LAP") le prix de vente du gaz naturel a été prescrit dans toutes les zones de vente de la Société au Canada, y compris la zone de vente relative à la vente à Sask Power mentionnée ci-dessus. La date d'entrée en vigueur des nouveaux prix fixés était le 1<sup>er</sup> janvier 1977 et ces taux étaient plus élevés que ceux prévus au contrat.

Les versements en trop réclamés jusqu'en octobre 1980 se chiffraient à \$59 168 000 plus l'intérêt accumulé.

La société se défend contre cette action selon les dispositions de la LAP. Les conseillers juridiques de la Société estiment que la Société a de bonnes défenses et qu'elle devrait avoir gain de cause.

#### **8. Transactions entre apparentés**

Aux fins de ses services de distribution, la Société vend du gaz à et encourt des frais de transport de gaz d'une société affiliée, la Great Lakes Gas Transmission Company et a des contrats d'achat de gaz et d'extraction de sous-produits du gaz avec un actionnaire important, Dome. Les services de distribution de la Société font l'objet d'un contrôle rigoureux exercé par divers organismes de réglementation qui fixent entre autres choses, les conditions régissant l'achat, le transport et la vente du gaz que la Société conclut avec des parties extérieures à celle-ci, y compris Great Lakes et Dome.

Dome rend aussi des services de gestion en ce qui concerne la production de pétrole et de gaz mais dont la

rémunération est sans importance. La note 3 donne le détail de transactions relatives aux concessions pétrolières et gazières conclues et proposées avec Dome.

En outre, par entente entre la Société et Dome, cette dernière a convenu, sous réserve de la réalisation de certaines conditions, de céder son droit à une participation de 50% avec Nova dans des installations d'extraction devant être situées à Empress, en Alberta. Ces installations doivent être construites et opérées par Dome. On prévoit que la Société deviendra un investisseur à 50% sur la base du coût du service des nouvelles installations dont le coût est présentement évalué à \$250 000 000.

Veillez vous reporter à la note 5 traitant de certaines transactions de prêt entre la Société et ses employés pour l'achat d'actions ordinaires de la Société.

#### **9. Information sectorielle**

Exception faite de la propriété directe du réseau de transport de gaz naturel s'étendant de l'Alberta au Québec, les investissements principaux de la Société sont faits par voie de coentreprises comptabilisées selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Pour plus de détails sur ces investissements et leur situation géographique, veuillez vous reporter aux notes 2 et 3.



Peat, Marwick, Mitchell & Cie

### **Rapport des vérificateurs aux actionnaires**

Nous avons vérifié l'état consolidé de la situation financière de TransCanada PipeLines Limited au 31 décembre 1981 ainsi que les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis, du surplus d'apport et de la source des fonds pour dépenses en immobilisations de l'exercice terminé à cette date. Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.

À notre avis, ces états financiers consolidés présentent fidèlement la situation financière de la Société au 31 décembre 1981 ainsi que les résultats de son exploitation et la source des fonds pour dépenses en immobilisations pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

*Peat, Marwick, Mitchell & Cie*

Toronto, Canada  
le 20 janvier 1982

Comptables agréés

# Aperçu récapitulatif des six dernières années

TransCanada PipeLines et filiales

	1981	1980	1979	1978	1977	1976
<b>Revenus</b> (en milliers de dollars)						
Ventes de gaz—au Canada	\$2 082 199	\$1 819 121	\$1 634 089	\$1 537 733	\$1 254 204	\$1 044 503
—à l'exportation	1 261 546	1 267 923	920 994	633 894	597 440	438 454
Transport de gaz et autres activités	61 152	36 013	25 889	21 586	18 681	16 180
	<b>3 404 897</b>	<b>3 123 057</b>	<b>2 580 972</b>	<b>2 193 213</b>	<b>1 870 325</b>	<b>1 499 137</b>
<b>Coûts et dépenses</b>						
Coût du gaz vendu	2 502 670	2 446 058	1 990 442	1 703 472	1 447 720	1 108 613
Transport, exploitation et divers	485 171	390 912	338 318	300 962	279 844	255 592
	<b>2 987 841</b>	<b>2 836 970</b>	<b>2 328 760</b>	<b>2 004 434</b>	<b>1 727 564</b>	<b>1 364 205</b>
	<b>417 056</b>	<b>286 087</b>	<b>252 212</b>	<b>188 779</b>	<b>142 761</b>	<b>134 932</b>
<b>Revenu des placements</b>						
Pipelines	28 445	9 894	10 350	7 975	9 411	8 329
Pétrole et gaz	20 781	6 104	333	—	—	—
	<b>49 226</b>	<b>15 998</b>	<b>10 683</b>	<b>7 975</b>	<b>9 411</b>	<b>8 329</b>
<b>Revenus divers (nets)</b>	<b>19 950</b>	<b>5 802</b>	<b>2 890</b>	<b>2 750</b>	<b>6 520</b>	<b>6 604</b>
<b>Frais financiers (nets)</b>	<b>229 671</b>	<b>123 173</b>	<b>90 025</b>	<b>74 905</b>	<b>72 509</b>	<b>70 230</b>
Bénéfice avant impôts sur le revenu	256 561	184 714	175 760	124 599	86 183	79 635
<b>Impôts sur le revenu — de l'exercice et reportés</b>	<b>102 489</b>	<b>82 254</b>	<b>81 750</b>	<b>29 500</b>	<b>—</b>	<b>—</b>
<b>Bénéfice net de l'exercice</b>	<b>154 072</b>	<b>102 460</b>	<b>94 010</b>	<b>95 099</b>	<b>86 183</b>	<b>79 635</b>
Moins provision pour dividendes sur actions privilégiées	28 499	9 025	6 842	7 173	7 860	10 456
<b>Bénéfice net revenant aux actions ordinaires</b>	<b>\$ 125 573</b>	<b>\$ 93 435</b>	<b>\$ 87 168</b>	<b>\$ 87 926</b>	<b>\$ 78 323</b>	<b>\$ 69 179</b>
<b>Bénéfice net par action ordinaire</b>						
De base	\$ 2,85	\$ 2,18	\$ 2,16	\$ 2,20	\$ 2,01	\$ 1,92
Dilué	\$ 2,84	\$ 2,18	\$ 2,14	\$ 2,18	\$ 1,95	\$ 1,79
Dividendes déclarés par action ordinaire	\$ 1,16	\$ 1,16	\$ 1,16	\$ 1,06¼	\$ 0,97	\$ 0,85¼
Rapport des dividendes aux bénéfices, actions ordinaires	% 40,70	% 53,21	% 53,70	% 48,29	% 48,26	% 44,66
Fonds provenant de l'exploitation	\$ 275 742	\$ 241 073	\$ 202 505	\$ 152 607	\$ 138 267	\$ 135 374
—par action ordinaire	\$ 6,26	\$ 5,64	\$ 5,02	\$ 3,82	\$ 3,54	\$ 3,75
<b>Bilan</b> (en milliers de dollars)						
Constructions, terrains et équipements—brut	\$2 465 107	\$1 929 187	\$1 811 490	\$1 766 893	\$1 720 910	\$1 637 789
—net	1 920 338	1 438 918	1 366 863	1 363 922	1 362 640	1 322 662
Dette à long terme	2 458 772	1 706 772	1 384 731	917 026	822 299	809 701
Avoir des actionnaires—total	1 164 144	966 763	694 817	650 540	605 623	567 971
—actionnaires ordinaires	799 607	718 111	604 212	555 734	501 779	446 411
—par action ordinaire en fin d'exercice	18,03	16,33	14,88	13,85	12,71	11,67
<b>Statistiques</b>						
Kilomètres de gazoducs—y compris les lignes de doublement	9 783	9 429	9 345	9 326	9 335	9 206
Puissance de compression—en kilowatts	912 900	795 100	795 100	795 100	795 100	795 100
Livraisons de gaz (transport et vente) en millions de mètres cubes						
—pendant l'exercice	33 448	31 798	33 852	32 808	33 153	31 953
—maximum en un jour	117	113	110	108	108	106
Moyenne des effectifs employés	1 856	1 742	1 685	1 631	1 590	1 541
Nombre d'actions ordinaires en circulation						
—à la fin de l'exercice	44 349 903	43 968 977	40 593 244	40 111 044	39 487 613	38 248 159
—en moyenne	44 059 414	42 762 762	40 369 023	39 931 361	39 028 618	36 117 610
Nombre d'actionnaires au 31 décembre	23 907	26 187	26 058	28 655	27 341	25 454

**Note:** Le présent APERÇU RÉCAPITULATIF a été calculé après correction des revenus de 1976, qui ont été majorés de \$2 856 000.

Les actionnaires et autres personnes désirant se renseigner sur TransCanada PipeLines peuvent se procurer un aperçu récapitulatif de 10 ans en écrivant à M. Mitchell T. G. Graye, Vice-Président et Trésorier, TransCanada PipeLines, B. P. 54, Commerce Court West, Toronto, Ontario, Canada, M5L 1C2.

## Conseil d'administration et direction

### Conseil d'administration

John M. Beddome, Président du Conseil d'administration de TransCanada PipeLines et Vice-Président principal  
Dome Petroleum Limited, Calgary

James M. Cameron, Vice-Président exécutif, Affaires de la société  
TransCanada PipeLines, Toronto

John H. C. Clarry, c.r.  
McCarthy & McCarthy, Toronto

John H. Coleman, Président  
J. H. C. Associates Limited, Toronto

John P. Gallagher, Président du Conseil d'administration et Directeur général  
Dome Petroleum Limited, Calgary

A. Jean de Grandpré, c.r. Président du Conseil d'administration et Chef de la direction  
Bell Canada, Montréal

Russell E. Harrison, Président du Conseil d'administration et Directeur général  
Banque de Commerce Canadienne Impériale, Toronto

Robert H. Jones, Président-Directeur général  
The Investors Group, Winnipeg

James W. Kerr, Consultant auprès de la Société, Administrateur de sociétés, Toronto

Radcliffe R. Latimer, Président-Directeur général  
TransCanada PipeLines, Toronto

Gordon P. Osler, Président du Conseil d'administration  
Stanton Pipes Limited, Toronto

Herbert C. Pinder, Président  
Saskatoon Trading Company Limited, Saskatoon

Smiley Raborn, Jr.,  
Consultant en pétroles, Calgary

William E. Richards, Président  
Dome Petroleum Limited, Calgary

Frank A. Schultz,  
Exploitant indépendant (pétrole), Dallas

George W. Woods, Vice-Président du Conseil d'administration et Chef de l'exploitation  
TransCanada PipeLines, Toronto

### Direction générale

John M. Beddome, Président du Conseil d'administration  
Radcliffe R. Latimer, Président-Directeur général

### Division de l'Alberta

C. Kennedy Orr, Vice-Président principal, Alberta  
Robert T. Liddle, Vice-Président, Exploitation et Projets spéciaux

Arthur A. Wilkins, Vice-Président, Approvisionnements en gaz

### Division des Affaires de la société

James M. Cameron, Vice-Président exécutif  
Lionel H. Pilon, Vice-Président, Affaires juridiques

Raymond F. Sim, Vice-Président, Planification et budgets

Kenneth G. Whiteside, Vice-Président, Comptabilité et contrôle de gestion

### Division des Finances

H. Neil Nichols, Vice-Président principal, Finances de la Société

Mitchell T. G. Graye, Vice-Président et Trésorier

### Division Pétrole et gaz

Gordon A. Leslie, Vice-Président et Directeur général

### Division des Gazoducs

George W. Woods, Vice-Président du Conseil et Chef de l'exploitation

George M. Hugh, Vice-Président principal, Ingénierie et exploitation

Richard D. Walker, Vice-Président principal, Commercialisation et administration

George C. Britton, Vice-Président, Développement de projets

Bruce M. Escoffery, Vice-Président, Commercialisation

Derek E. Henwood, Vice-Président, Ingénierie et exploitation

Robert J. Reid, Vice-Président, Ingénierie et exploitation

Robert S. Smith, Vice-Président et Contrôleur

### TransCan Holdings Ltd.

A. Bercovici, Vice-Président exécutif et Directeur général

### Autres

John K. Archambault, Vice-Président  
Donald M. Johnston, Secrétaire de la Société

### Bureaux principaux

B.P. 54, Commerce Court West,  
Toronto, Ontario, M5L 1C2  
Téléphone (416) 869-2111

### Siège social

407 Eighth Avenue South West  
Calgary, Alberta, T2P 2M7  
Téléphone (403) 269-5611

### Filiales en propriété exclusive

#### TransCan Holdings Ltd.

Société détenant des actions de filiales  
dont les activités ne sont pas  
réglementées

#### TCPL Resources Ltd.

Société d'exploration pétrolière et gazière

#### Cancarb Limited

Filiale de TCPL Resources Ltd.

#### TCPL Resources U.S.A. Ltd.

Société d'exploration pétrolière et  
gazière, constituée dans l'État de  
Delaware.

#### TransCanada PipeLine U.S.A. Ltd.

Société constituée dans l'État de Nevada,  
détient des actions de TransCanada  
PipeLine Alaska Ltd. et de TransCanada  
Border PipeLine Ltd.

#### TransCanada PipeLine Alaska Ltd.

Société constituée dans l'État de Nevada,  
participe au Projet de gazoduc de  
l'autoroute de l'Alaska.

#### TransCanada Border PipeLine Ltd.

Société constituée dans l'État de Nevada,  
détient une part d'intérêt dans le Projet  
Northern Border.

#### TransCanada Great Lakes Limited

Société détenant des actions de Great  
Lakes Gas Transmission Company

### Sociétés affiliées (50% des actions)

#### Great Lakes Gas Transmission Company

Société constituée dans l'État de  
Delaware, propriétaire et exploitante d'un  
réseau de gazoducs d'Emerson  
(Manitoba) à Sault-Ste-Marie et Sarnia  
(Ontario).

### Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.

Société construisant un réseau de  
gazoducs au Québec, au  
Nouveau-Brunswick et en  
Nouvelle-Ecosse

### Actions ordinaires

#### Agents de transfert

Compagnie Montréal Trust, Montréal,  
Toronto, Winnipeg, Regina, Calgary et  
Vancouver. Citibank, N.A., New York.

#### Registres

Compagnie National Trust Ltée, Toronto,  
The Canadian Bank of Commerce Trust  
Company, New York.

### Actions privilégiées

\$2.80 Actions privilégiées de premier  
rang, rachetables, à dividendes  
cumulatifs

\$4.50 Actions privilégiées de premier  
rang, rachetables, à dividendes  
cumulatifs, encaissables par anticipation,  
série B

Actions privilégiées de premier rang,  
rachetables, à dividendes cumulatifs,  
encaissables par anticipation, série C

Actions privilégiées de premier rang,  
rachetables, à dividendes cumulatifs,  
encaissables par anticipation, série D

Actions privilégiées de premier rang,  
rachetables, à dividendes cumulatifs,  
encaissables par anticipation, série E

Actions privilégiées de premier rang,  
rachetables, à dividendes cumulatifs,  
encaissables par anticipation, série F

\$2.65 Actions privilégiées de second  
rang, rachetables, à dividendes  
cumulatifs, convertibles, série A

#### Agents de transfert et Registres

\$2.80 and \$2.65 Compagnie du Trust  
National Ltée, Montréal, Toronto,  
Winnipeg, Calgary et Vancouver.

\$4.50 série B, série D, série E et série F.  
La Compagnie Trust Royal, Montréal,  
Toronto, Winnipeg, Regina, Calgary et  
Vancouver.

### Obligations

#### Fiduciaire

Compagnie du Trust National Ltée,  
Toronto.

### Registraire, séries canadiennes

6¼%, Obligations de première  
hypothèque sur le pipeline, Compagnie  
du Trust National Ltée, Montréal et  
Toronto

9¼% and 8¼%, Obligations de première  
hypothèque sur le pipeline, Compagnie  
du Trust National Ltée, Montréal,  
Toronto, Winnipeg, Calgary et  
Vancouver.

### Registraire, séries des E.-U.

5½%, 6¼%, 7½% et 16%, Obligations de  
première hypothèque sur le pipeline,  
Morgan Guaranty Trust Company of New  
York.

### Débetures à fonds d'amortissement

#### Fiduciaire

Compagnie Crown Trust, Toronto.

#### Registraire

10% série A, 9¼% série B, 9% série C,  
8¾% série D, 9% série E, 11½% série F,  
9,60% série G et 18% série H débetures  
à fonds d'amortissement, Compagnie  
Crown Trust, Montréal, Toronto,  
Winnipeg, Calgary et Vancouver.

### Débetures subordonnées

#### Fiduciaire

Compagnie Montréal Trust, Toronto.

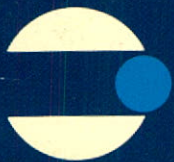
#### Registraire, série canadienne

5.85% Débetures subordonnées,  
Compagnie Montreal Trust, Montréal,  
Toronto, Winnipeg, Calgary et  
Vancouver.

#### Registraire, série des É.-U.

5.60% Débetures subordonnées,  
Citibank, N.A., New York.





**TransCanada Pipelines**