

SHELL CANADA

Shell Canada
Rapport annuel 1981



La Société

Fondée en 1911, Shell Canada est une des plus grandes sociétés d'exploitation des ressources énergétiques intégrées au pays. Son actif s'élève à 3,8 milliards de dollars, et plus de 8 500 Canadiens en assurent aujourd'hui la direction et le fonctionnement. Son objectif est de faire, dans le secteur énergétique, des investissements qui rapporteront un rendement satisfaisant.

Tout en s'adaptant à l'environnement politique et économique des années 1980, la Société se développe sur un acquis solide dans l'industrie du pétrole et du gaz naturel; elle continue à prospecter de nouveaux marchés et de nouveaux secteurs, notamment ceux des produits chimiques, du charbon et des énergies de substitution.

Par l'entremise de sa filiale en propriété exclusive Ressources Shell Canada, la Société poursuit ses travaux d'exploration et la mise en valeur du pétrole, du gaz naturel et du charbon. Elle est un des principaux producteurs de pétrole et de liquides extraits du gaz au Canada, deuxième producteur de gaz naturel et premier producteur de soufre. Ses travaux d'exploration et de production ont pendant plusieurs années été centrés sur l'Ouest surtout l'Alberta. Après avoir joué un rôle de pionnier dans l'exploration en mer dans les années 1960, elle reprend maintenant cette exploration au large de la côte est.

Shell Canada s'intéresse aussi très activement à la fabrication et à la commercialisation d'une vaste gamme de produits pétroliers raffinés, et possède des complexes de raffinage dans cinq provinces ainsi qu'un réseau d'établissements de distribution et de vente qui couvre l'ensemble du pays.

Du côté des produits pétrochimiques, la Société s'oriente de plus en plus vers la fabrication et la mise en marché de divers produits chimiques industriels, de solvants, de résines et de polypropylène. À l'heure actuelle, elle est engagée dans des projets qui lui permettront de suivre le développement rapide de l'industrie pétrochimique albertaine et, ainsi, de créer de nouvelles sources d'approvisionnement pour les marchés intérieur et international.

En mettant tous les atouts de son côté dans les secteurs traditionnels ainsi que dans les secteurs neufs, Shell Canada aborde l'avenir confiante dans la qualité de ses installations, ses ressources financières, ses techniques de recherche et sa technologie, et le dévouement d'un personnel et d'une équipe de direction composés de Canadiens hautement qualifiés.

Table des matières

Shell d'un coup d'oeil	2
Message du président	4
Conseil d'administration	6
Haute direction	7
Compte rendu des opérations	
Ressources	9
Produits pétroliers	15
Produits chimiques	19
Bilan social	21
Valeur ajoutée	24
Renseignements financiers	
Résultats financiers et perspectives	25
Pratiques comptables	27
États financiers	28
Notes	31
Rapport des vérificateurs	35
Rétrospective financière	36
Renseignements additionnels	38
Comptabilisation des effets de l'inflation	42
Renseignements destinés aux investisseurs	
	Page 3 de la couverture

À moins que le contexte n'indique le contraire, les expressions "Shell", "Shell Canada", "Société", "nous", "notre", et "ses", utilisées dans le présent rapport, désignent Shell Canada Limitée et les filiales dont les comptes sont consolidés.

Les volumes indiqués sont en unités SI. On trouvera une table de facteurs de conversion à la page 3 de la couverture.

This report is available in English on request.

Faits saillants de l'exercice

Shell Canada

Finances (en millions de dollars, sauf les montants par action)

	1981	1980
Bénéfice	236 \$	355 \$
Rendement du capital moyen investi	8,8%	14,5%
Bénéfice par action ordinaire - catégorie A	2,12 \$	3,34 \$
Dividendes par action ordinaire - catégorie A	0,90 \$	0,90 \$
Redressements pour tenir compte des effets de l'inflation:		
Bénéfice	115 \$	270 \$
Rendement du capital moyen investi	3,2%	7,2%

Exploitation

	1981	1980
Pétrole brut et liquides extraits du gaz naturel-production brute (m ³ /j)	10 000	11 300
Gaz naturel-production et ventes brutes (en milliers de m ³ /j)	16 400	16 300
Soufre - ventes (t/j)	4 213	3 304
Arrivages de pétrole brut aux unités de distillation (m ³ /j)	38 600	44 400
Produits pétroliers - ventes (m ³ /j)	37 100	40 400
Produits chimiques - ventes (t/j)	1 413	1 407

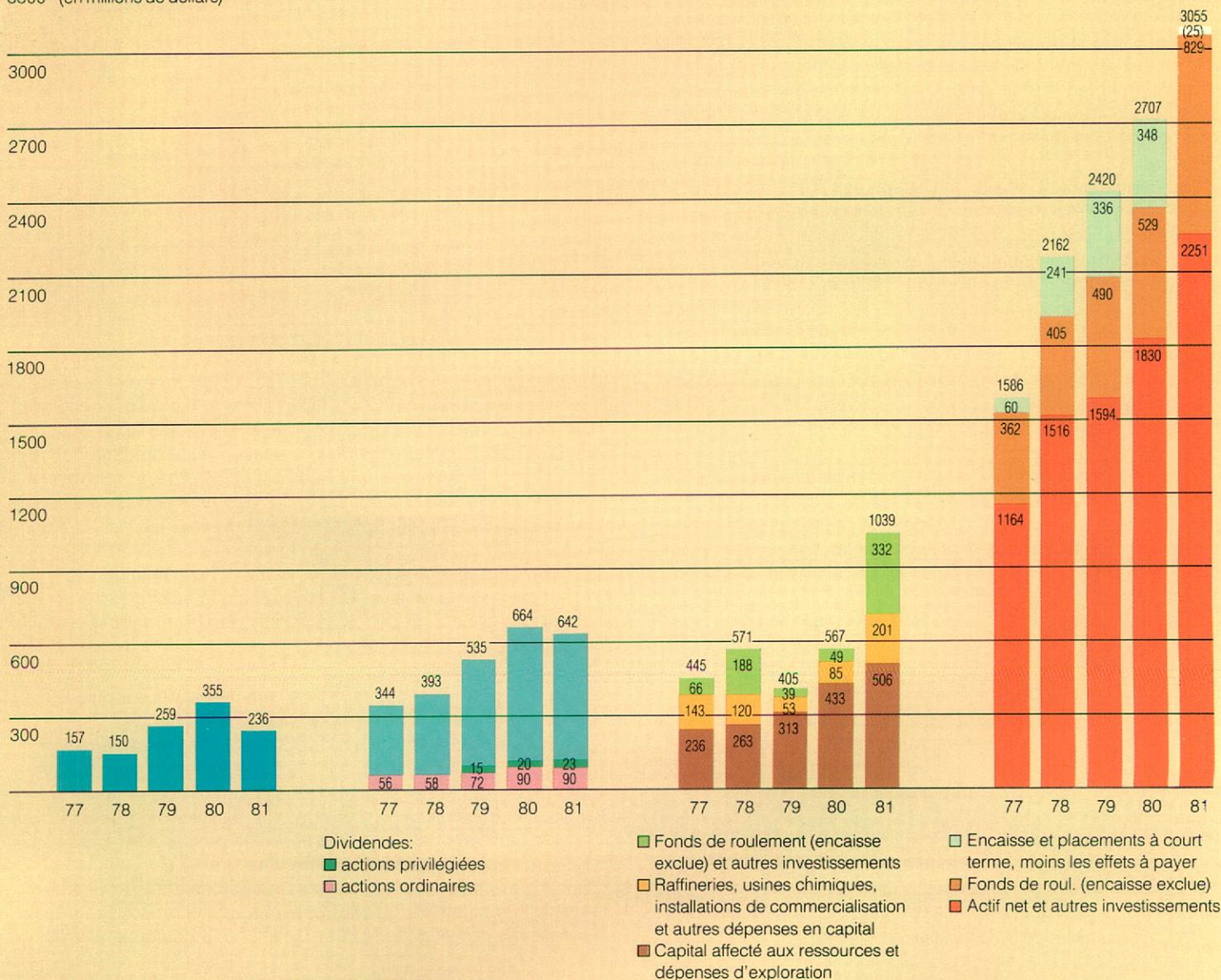
Le **bénéfice** a diminué de 33% à cause d'une nouvelle taxe et de l'évolution du marché.

Les **fonds provenant de l'exploitation** ont baissé de 3% en raison de la diminution du bénéfice.

Les **investissements** ont progressé de 84% afin de garantir à la Société des revenus futurs.

Le **capital investi** a atteint 3,1 milliards de dollars, garantissant ainsi le bénéfice actuel et futur.

3300 (en millions de dollars)



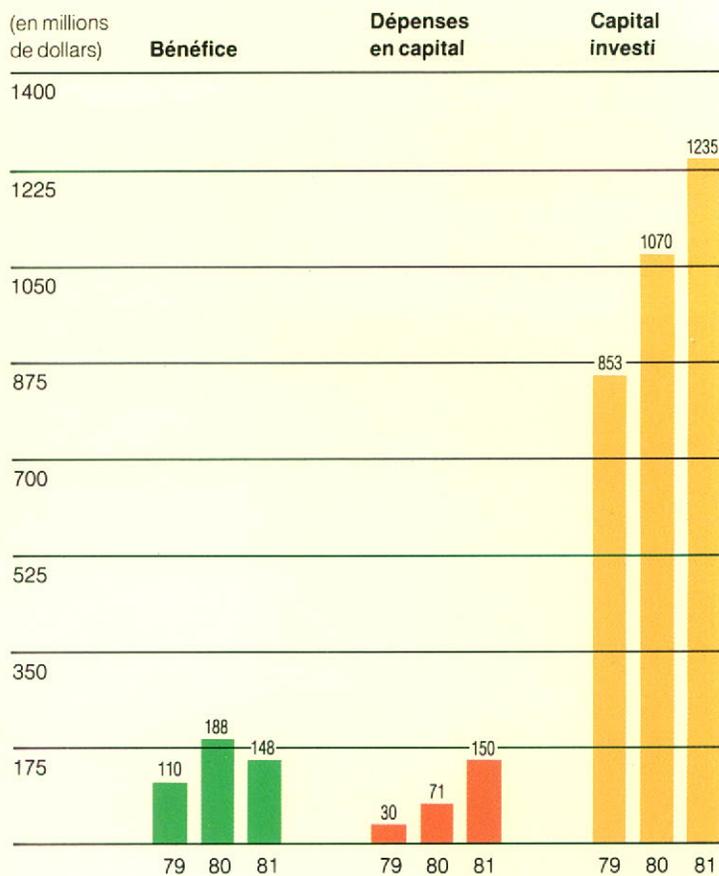
augmenter dans les années 80 au rythme du développement de l'économie et de la croissance de la population.

Les travaux de construction d'une usine de graisses à Calgary — la première dans l'Ouest — et d'installations de recyclage d'huiles usagées à Toronto sont dans leur phase finale.

Les ventes de produits pétroliers de 37 100 mètres cubes par jour marquent une diminution de 8 p. 100 attribuable aux mesures d'économies d'énergie adoptées par suite de la hausse des prix, à l'utilisation de combustibles de substitution et à la stagnation des affaires.

Perspectives

On s'attend à un ralentissement général de la demande. En outre, les capacités de production en Ontario et dans l'Est étant supérieures aux besoins et les approvisionnements en pétrole brut demeurant suffisants, on n'entrevoit aucune amélioration des marges bénéficiaires. La Société accordera la priorité aux activités rentables de l'Ouest ainsi qu'au marché national des carburants automobiles et aviation.



Produits chimiques

Shell Chimie du Canada exploite ce secteur qui englobe toutes les opérations de production et de commercialisation de multiples produits chimiques de base et industriels.

Résultats de l'exercice

Le bénéfice du secteur des Produits chimiques s'est élevé en 1981 à 24 millions de dollars, ce qui représente 10 p. 100 du bénéfice consolidé. Il était de 21 millions de dollars en 1980 et de 17 millions de dollars en 1979.

Les marges bénéficiaires, qui sont demeurées fermes au cours des trois premiers trimestres, se sont affaïssées à la fin de l'année à cause de la récession.

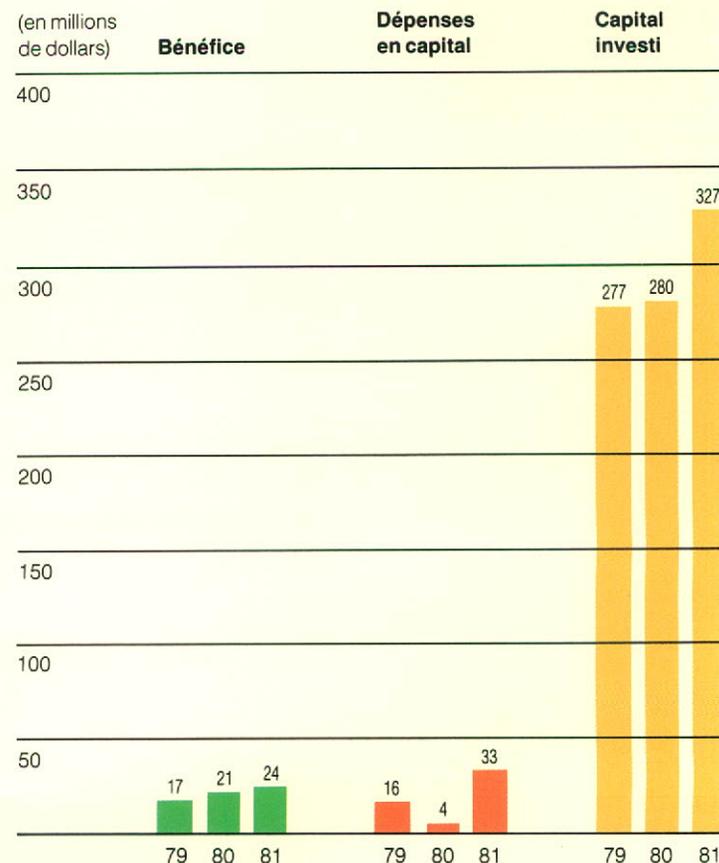
Les revenus tirés de la vente de produits chimiques sont passés à 325 millions de dollars, une augmentation de 58 millions de dollars, à laquelle ont participé tous les groupes — produits chimiques industriels, produits chimiques de base et ventes internationales, polymères.

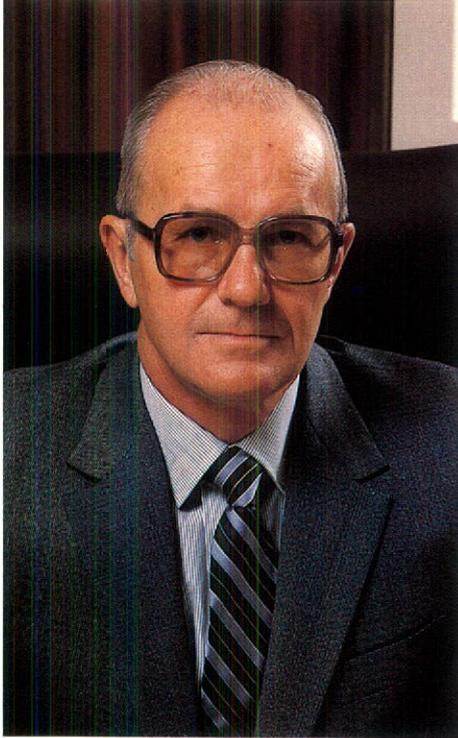
Les ventes d'alcool isopropylique et de polypropylène produits au complexe pétrochimique de Sarnia ont augmenté de 12 p. 100, atteignant ainsi 99 235 tonnes.

Le programme d'investissements a été axé sur la construction de trois usines pétrochimiques d'envergure internationale — une de benzène, une de styrène et une autre de polyéthylène — en Alberta, dont l'entrée en production est prévue pour 1984. Deux de ces projets sont une entreprise en coparticipation de Shell et de la société albertaine Nova; Enesco Chem Ltd. y sera leur agent.

Perspectives

On estime que le ralentissement de l'activité économique au pays aura une incidence défavorable sur le volume des ventes nationales en 1982. On s'efforcera par une promotion intensive de développer les exportations.





C. William Daniel
Président et chef de la direction

Shell Canada doit aujourd'hui gérer ses affaires dans un climat de politique nationale nettement distinct de ce qu'il était il y a dix ans. Ce contexte instable, où l'État joue un rôle plus important en matière de propriété et de contrôle des ressources, a donné lieu à des conflits politiques et a inspiré des mesures législatives et fiscales qui n'ont pas été sans avoir une profonde influence sur les résultats de la Société.

La forte croissance du bénéfice et des fonds autogénérés, qui a caractérisé la performance financière de Shell en 1979 et en 1980, ne s'est pas maintenue en 1981. Les récentes mesures législatives et fiscales, jointes à une diminution de la demande, ont réduit le bénéfice de 1981 à 236 millions de dollars, comparativement à 355 millions de dollars en 1980.

Les nouvelles politiques pétrolières nationales peuvent avoir été motivées par des considérations politiques valables, mais leur impact économique se traduit par un ralentissement des activités d'exploration et de mise en valeur des réserves de pétrole et de gaz naturel. Cette situation vient entamer nos espoirs de voir le Canada jouir du développement industriel et de la sécurité énergétique dont il a un si grand besoin.

Pourtant, même si ces politiques suscitent de graves inquiétudes, elles ne doivent pas nous dissimuler les possibilités qui existent pour une entreprise possédant l'adaptabilité et le dynamisme de Shell. Les services de notre Société et ses capacités d'investissement sont plus nécessaires que jamais à la mise en valeur des ressources énergétiques du pays.

Je suis convaincu que le vrai défi qui se présente à Shell est celui de s'adapter à ces conditions nouvelles. Il nous faudra donc évoluer et faire preuve d'initiative dans la recherche et le choix des options qui permettront à Shell d'occuper la place qui lui revient dans le milieu économique canadien et de continuer à se développer.

Perspectives pour les années 1980

Durant presque toute la dernière décennie, nos décisions devaient tenir compte d'une politique nationale qui maintenait les prix du pétrole canadien à des niveaux très inférieurs aux prix mondiaux; en outre, l'incapacité des gouvernements fédéral et provinciaux d'en arriver à une entente en matière de propriété des ressources et de partage des recettes qu'elles engendrent créait un climat d'incertitude.

En octobre 1980, Ottawa modifiait en profondeur ce contexte politico-économique en présentant son Programme énergétique national. Ce programme, ainsi que les ententes intergouvernementales conclues vers la fin de 1981, ont mis en place le nouveau cadre dans lequel devra s'effectuer l'exploitation des réserves d'hydrocarbures dans les années 1980.

La décision de majorer les prix du pétrole canadien de façon qu'ils se rapprochent des prix mondiaux a contribué à apporter une certaine stabilité essentielle à la planification des investissements. L'entente sur les prix prévoit aussi une amélioration du revenu des sociétés qui produiront le nouveau pétrole.

En même temps, les gouvernements ont décidé de s'approprier la part du lion des revenus tirés des "anciennes" réserves de pétrole et de gaz naturel. Même si une partie de ces fonds serviront à encourager les travaux d'exploration et de mise en valeur, cette mesure aura surtout pour effet de réduire la marge d'autofinancement de l'industrie. Or, ceci survient précisément alors que nous devrions fournir un effort collectif afin de

développer nos activités d'exploration et de mise en valeur, favorisant du même coup la croissance économique, la création d'emplois et l'autonomie pétrolière dont notre pays est capable.

Rôle de Shell dans le développement des ressources énergétiques

Shell a été un pionnier en matière d'exploration en mer et de méthodes d'exploitation des riches sables pétrolifères de notre pays. Nous avons découvert et mis en valeur des réserves qui ont fait de nous un des plus gros producteurs de pétrole brut et de gaz naturel au Canada. De plus, Shell a affecté une part considérable de ses ressources technologiques et financières au développement d'une industrie pétrochimique canadienne active et de sources d'énergie de substitution comme le charbon et les déchets de bois.

C'est sur cette base solide, sur ses réalisations, tout comme sur la compétence de ses employés, de ses détaillants et de ses agents ainsi que sur leur appui indéfectible en périodes difficiles comme en périodes de prospérité, que Shell mise en se tournant vers l'avenir.

Membre du Groupe Royal Dutch/Shell, notre Société continuera à faire bénéficier le Canada, aux points de vue technologique et financier, de cette affiliation internationale, sans qu'en soit diminuée l'autonomie dont Shell Canada a toujours joui.

Nous continuerons à mettre l'accent sur la recherche et le développement de réserves de pétrole, de gaz naturel et de charbon. Nos travaux porteront sur l'exploitation des sables pétrolifères et des dépôts de pétrole lourd, ainsi que sur la prospection du pétrole dans l'ouest du Canada et au large de la côte est. Nous consoliderons notre situation dans le domaine du charbon et des produits chimiques. Et, en ce qui concerne les produits pétroliers, nous nous efforcerons de pénétrer des marchés plus rentables.

Dans un autre ordre d'idées, Shell a toujours considéré qu'une entreprise doit assumer des responsabilités non seulement économiques mais aussi sociales. C'est pourquoi nos objectifs commerciaux sont depuis longtemps établis en fonction de leurs retombées sociales.

Je suis certain que Shell restera un des chefs de file dans la mise en valeur des ressources énergétiques, qu'elle continuera même de s'engager dans de nouveaux projets dans l'intérêt de ses actionnaires et de ses employés, et qu'elle contribuera efficacement à la découverte et au développement de nouvelles sources d'énergie, à la croissance industrielle et à la création d'emplois, facteurs essentiels au bien-être économique de tous les Canadiens.

Au nom du conseil d'administration,
le président et chef de la direction,



C. William Daniel

Toronto, Ontario,
mars 1982

Conseil d'administration

Le conseil d'administration de Shell Canada se compose de douze personnes, parmi lesquelles on compte dix Canadiens. La moitié des administrateurs ne sont pas des employés de sociétés Shell. En 1981, James M. Ham, président de l'université de Toronto, a été élu au conseil. Il remplace Jacques de Billy qui a pris sa retraite après avoir été administrateur de la Société durant huit ans. Le conseil se réunit régulièrement pour gérer les affaires de la Société au nom des actionnaires. Pour faciliter sa tâche, il a formé deux comités:

- **Le comité de vérification**, composé de MM. Bentley, Rasminsky et Turmel, examine les états financiers de la Société ainsi que la portée et les résultats du travail des vérificateurs, détermine si les contrôles comptables et les programmes de vérification internes sont efficaces et s'assure que les normes d'information et de vérification sont respectées.
- **Le comité de nomination et de rémunération des cadres supérieurs**, composé de MM. Daniel, Dunton et Rasminsky, étudie des recommandations de nominations à la haute direction et les présente au conseil, révisé et approuve les salaires des directeurs.

Membres du conseil au 31 décembre 1981

Sir Peter Baxendell

Président du conseil et administrateur délégué, The "Shell" Transport and Trading Company, Limited, Londres, Angleterre

Peter J.G. Bentley

Président et chef de la direction, Canadian Forest Products Ltd., Vancouver

D. de Bruyne

Président et administrateur délégué, Royal Dutch Petroleum Company, La Haye, Pays-Bas

C. William Daniel

Président et chef de la direction, Shell Canada Limitée, Toronto

A. Davidson Dunton

Professeur et membre associé, Institut des études canadiennes, université Carleton, Ottawa

James M. Ham

Président, université de Toronto, Toronto

J.M. MacLeod

Vice-président directeur, Shell Canada Limitée, Toronto

D.W. Menzel

Vice-président directeur, Shell Canada Limitée, Toronto

Louis Rasminsky

Administrateur, Ottawa

Margaret Southern

Présidente, Spruce Meadows Equestrian Centre, Calgary

D.J. Taylor

Vice-président directeur, Shell Canada Limitée, Toronto

Antoine Turmel

Président du conseil et chef de la direction, Proviso Inc., Montréal



C. William Daniel, D. de Bruyne, J.M. MacLeod, Margaret Southern



D.W. Menzel, Peter J.G. Bentley, A. Davidson Dunton, Sir Peter Baxendell



D.J. Taylor, Antoine Turmel, James M. Ham, Louis Rasminsky

Haute direction

On trouve au sommet de la structure administrative de la Société un conseil de direction composé du président et de trois vice-présidents directeurs, dont le rôle est de suivre l'évolution de situations extérieures susceptibles de se refléter sur les activités actuelles et futures de la Société, de définir des objectifs généraux et d'orienter la politique d'investissements, de faire des recommandations au conseil d'administration, et de répartir les ressources financières, techniques et humaines entre les différentes sections de la Société.

Relevant d'un membre de la haute direction, ces dernières sont des unités satellites à l'intérieur des grands secteurs d'activité de Shell. Les directeurs sont responsables des opérations courantes effectuées sur des marchés et avec des clients divers ainsi que de la présentation d'un programme d'investissement pour leurs sections respectives au conseil de direction.

Membres de la haute direction au 31 décembre 1981

*C. William Daniel, président et chef de la direction, Toronto

*J.M. MacLeod, vice-président directeur, Toronto

*D.W. Menzel, vice-président directeur, Toronto

*D.J. Taylor, vice-président directeur, Toronto

J.E. Czaja, vice-président directeur, Calgary, et président, Alsands Energy Ltd.

R.S. Aberg, vice-président, administration – sables pétrolifères, Calgary

R.H. Shaw, vice-président, mise en valeur – extraction minière des sables pétrolifères, Calgary



Le conseil de direction: C. William Daniel, D.W. Menzel, J.M. MacLeod, D.J. Taylor.

R.A. King, vice-président, charbon, Calgary

G. Robertson, vice-président, exploration, Calgary

D.G. Stoneman, vice-président, mise en valeur, Calgary

L.F.J. Bolger, vice-président, produits chimiques, Toronto

W.M. Catterson, vice-président, fabrication et ingénierie, Toronto

A.G. Seager, vice-président, produits pétroliers, Toronto

D.C. Hayes, vice-président, chef du contentieux et secrétaire, Toronto

R.F. Taylor, vice-président, développement de la Société, Toronto

K.J. Turpin, vice-président, finances, Toronto

K.B. Munnoch, trésorier, Toronto

G.L. Peterson, contrôleur, Toronto

*Aussi membre du conseil d'administration

Changements à la direction survenus au cours de 1981

Le 1^{er} janvier 1981

M. J.E. Czaja, vice-président, mise en valeur – extraction minière des sables pétrolifères, a été nommé vice-président directeur.

M. R.H. Shaw, directeur général, ingénierie – approvisionnement et construction, a été nommé vice-président, mise en valeur – extraction minière des sables pétrolifères.

Le 31 mars 1981

M. W.A.M. Birt, vice-président, affectations spéciales, a pris sa retraite.



La réduction des marges bénéficiaires et des fonds autogénérés imputable aux politiques gouvernementales force la Société à restreindre ses activités d'exploration et de mise en valeur et à favoriser le pétrole brut aux dépens du gaz naturel.

Le secteur des Ressources

Pour le secteur des Ressources de Shell Canada, 1981 a été une année de remise en question et d'adaptation, après l'impact négatif du Programme énergétique national et des ententes intergouvernementales qui ont suivi. La Société s'est donc vue forcée de restreindre ses activités dans ce secteur, du fait que la production actuelle ne lui laisse plus les mêmes fonds d'autofinancement, et que la rentabilité à long terme de l'exploration et de la mise en valeur n'est plus aussi prometteuse, surtout dans le cas du gaz naturel.

L'entente de septembre 1981, entre le gouvernement fédéral et celui de l'Alberta portant sur les questions énergétiques, a mis en place une échelle de prix qui réduit les fonds autogénérés à courte échéance, mais instaure des mesures visant à encourager l'exploration du pétrole de préférence à celle du gaz naturel. Par conséquent, les investissements de Shell dans l'exploration du pétrole classique et du gaz naturel dans l'ouest du Canada seront freinés par cette diminution importante des fonds autogénérés et seront affectés, au moins pour quelques années et dans la mesure du possible, davantage vers l'exploration du pétrole. Durant cette période, les programmes d'exploration et de mise en valeur du gaz se limiteront à satisfaire la demande prévisible à court terme.

On prévoit que la demande de gaz naturel n'augmentera que faiblement sur le marché intérieur canadien au cours des deux ou trois prochaines années. Bien que l'accord énergétique ait établi des structures de prix destinées à promouvoir l'utilisation du gaz naturel pour le chauffage, ses résultats ne seront sensibles qu'à long terme. Et cette augmentation, même si on y ajoute la consommation sous forme de matières premières et de combustible de l'industrie pétrochimique albertaine, sera en partie compensée par les économies d'énergie.

La demande devrait être modérée sur les marchés traditionnels d'exportation aux États-Unis pendant la même période, à cause d'un surplus temporaire de production intérieure, de la récession économique, de la concurrence des combustibles de remplacement et des efforts d'économie.

L'Office national de l'énergie doit commencer à tenir, en mars 1982, des audiences où seront étudiées plusieurs demandes de permis d'exportation de quantités accrues de gaz naturel vers de nouveaux marchés aux États-Unis et outre-mer. Une relance de l'exportation améliorera les fonds autogénérés de l'industrie, et encouragera la reprise de l'exploration et la mise en valeur des réserves de gaz naturel du Canada. Une décision est attendue vers la fin de 1982.

Tout indique que les ventes de soufre se maintiendront à un niveau élevé pendant longtemps encore, grâce à une montée de la demande de l'industrie des engrais dans les pays en voie de développement. Cependant, le ralentissement de l'économie mondiale et ses effets sur la consommation d'engrais feront probablement baisser les ventes au cours des deux prochaines années. Shell est le plus gros producteur de soufre au Canada et sera en mesure de satisfaire les besoins du marché.

Dans le domaine des pétroles synthétiques, la haute direction de la Société s'efforce toujours de promouvoir le projet Alsands d'extraction minière, tant en négociant avec les gouvernements pour en arriver à des conditions commerciales et fiscales satisfaisantes qu'en poursuivant les démarches en vue d'attirer de nouveaux investisseurs. Le projet pilote d'extraction in situ de Peace River, qui sert à évaluer une méthode d'extraction du bitume par injection de vapeur, est toujours en opération.

Shell poursuit aussi son programme d'acquisition de permis de recherche et d'exploration de pétrole lourd dans la région de Lloydminster. De plus, la Société étudie sérieusement les possibilités d'extraction assistée dans les champs de pétrole déjà en exploitation. S'il devenait rentable, ce programme pourrait permettre d'extraire du pétrole léger et moyen qui, autrement, resterait dans le réservoir.

D'ores et déjà un combustible de premier plan, le charbon fera la transition entre le pétrole classique et le gaz naturel dont nous dépendons, et les

L'hiver n'a pas interrompu les travaux de construction de l'usine à gaz Cranberry-Slave Point, dans le nord-ouest de l'Alberta. L'usine entrera en production vers le milieu de 1982.

énergies nouvelles lorsqu'elles seront exploitées sur une base commerciale. Consciente de l'importance du charbon, Shell a fondé en 1978 une entreprise en propriété exclusive, Crows Nest Resources, dont le but est de mettre en valeur des dépôts de charbon dans l'ouest du Canada et qui vient d'ouvrir sa première mine.

Pétrole classique et gaz naturel

Gaz naturel: En 1981, la Société a continué à concentrer ses programmes de prospection sismique et de forages exploratoires dans les contreforts des Rocheuses de l'Alberta. Ces travaux ont conduit à quatre découvertes de gaz naturel: deux, dans des structures géologiques séparées, entre les découvertes antérieures de Whiskey Creek et Moose Mountain, à l'ouest de Calgary; une à West Ricinus, au nord-ouest de Calgary; et une à Carbondale, près de Pincher Creek, au sud-ouest de Calgary.

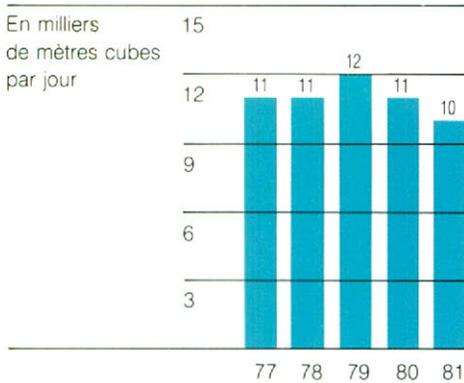
Le programme d'exploration de la Société dans les plaines de l'ouest du Canada a donné lieu à de petites découvertes de gaz à plusieurs endroits dans le nord-est de la Colombie-Britannique et le centre-ouest de l'Alberta.

Les plans des installations de mise en valeur et du réseau collecteur des champs de Whiskey Creek et Moose Mountain sont terminés, et une demande de permis de construction a été présentée aux organismes responsables de l'Alberta. La part de Shell des réserves de gaz prouvées s'élève à 5,4 milliards de mètres cubes. L'exploitation de ces gisements devrait débuter vers la fin de 1983, et la part de la production quotidienne revenant à Shell sera de 340 000 mètres cubes.

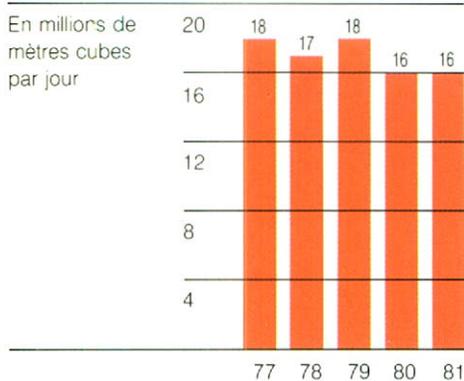
Le champ pétrolifère mississippien de Panther River, au nord-ouest de Calgary, a été évalué de façon plus précise grâce à l'essai de deux puits en 1981. D'autres forages de délimitation seront effectués en 1982. Deux autres puits seront aussi forés en 1982 à Clearwater, au nord de Panther River, afin d'évaluer plus précisément le potentiel d'une découverte faite précédemment dans cette région.

L'usine à gaz de Shell à Jumping Pound, qui en est à sa trentième année d'opération et fournit à la ville de Calgary la plus grande partie de son gaz naturel, sera modernisée de manière à en augmenter l'efficacité et à en diminuer les dégagements atmosphériques. Afin d'extraire davantage d'hydrocarbures liquides, notamment de l'éthane, du propane et du butane, on se prépare à doter l'usine d'une unité de récupération des coupes de queue.

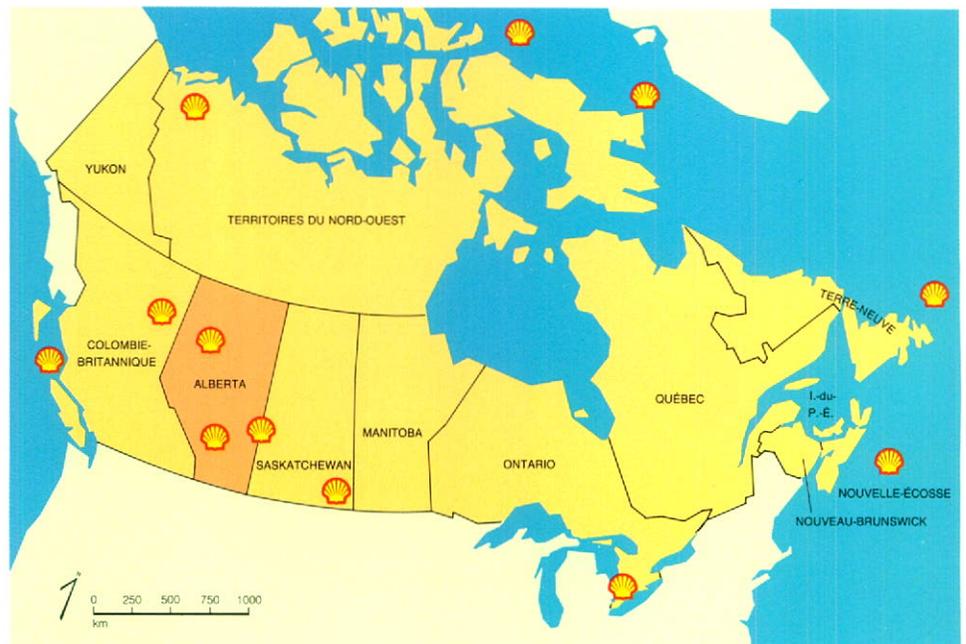
La production brute de pétrole et de liquides extraits du gaz naturel a diminué de 11 p. 100 en 1981



Le volume brut de gaz naturel produit et vendu a été à peu près le même en 1980 et en 1981



🔥 Terrains en réserve de Ressources Shell Canada



Une demande de permis de construction a été soumise aux organismes responsables de l'Alberta, et les travaux, qui coûteront 60 millions de dollars, devraient débiter vers la fin de 1983.

Les principaux champs de gaz naturel de Shell, comme ceux de Waterton, Jumping Pound et Limestone, continueront d'être rentables, car il faudra en intensifier la production pour remplir les contrats de vente existants.

Au cours des dernières années, Shell a acquis des superficies et des réserves de gaz naturel considérables dans les régions de Cranberry, Pouce-Coupé et Gordondale, dans le nord-ouest de l'Alberta. À la suite d'une campagne dynamique pour ouvrir des marchés au gaz naturel de ces régions, elle a réussi à obtenir des contrats qui ont justifié la mise en valeur des trois champs. L'Alberta Energy Resources Conservation Board a approuvé en 1981 une augmentation des ventes de gaz naturel de l'unité de gaz de Harmattan East, dans le centre-ouest de l'Alberta. Les ventes passeront de 1,6 à 4,5 millions de mètres cubes par jour, la part de Shell étant de 34,2 p. 100, mais les installations de mise en valeur devront être agrandies. Toutes ces activités combinées ajouteront 670 000 mètres cubes par jour à la capacité de production quotidienne de Shell, soit une hausse de volume de 4 p. 100.

Pétrole brut: Des découvertes ont été faites dans six régions du centre-ouest de l'Alberta. D'autres forages dirigés et d'exploration seront effectués en 1982 pour évaluer l'importance des gisements.

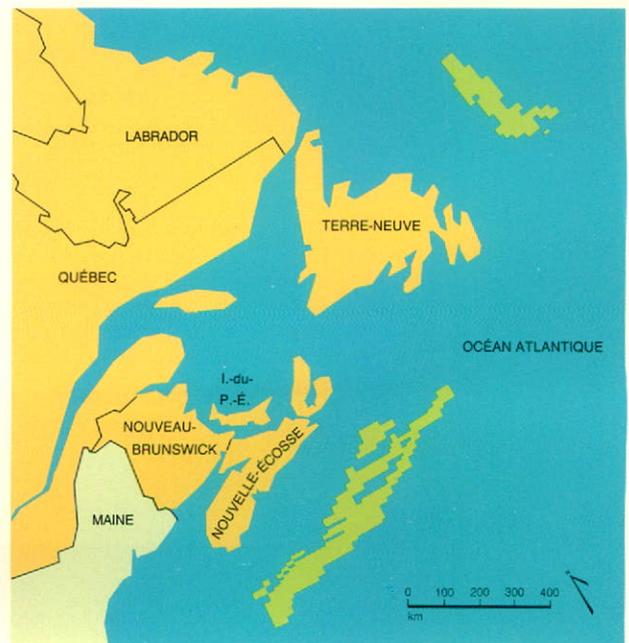
Des installations d'extraction secondaire ont été terminées en 1981 dans le champ pétrolifère de Virginia Hills-Belloy, dans le nord de l'Alberta. L'injection d'eau devrait porter les quantités de pétrole extractibles de 2,4 à 6 millions de mètres cubes, sur lesquelles Shell a une part de 83,2 p. 100. Les travaux effectués dans ce champ augmenteront la capacité de production de Shell de 390 mètres cubes par jour ou 6 p. 100.

Zones nouvelles: Shell a poursuivi en 1981 l'exploration sismique des terrains qu'elle détient sur la côte est au large de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve. On procède à l'interprétation des résultats recueillis pour déterminer les endroits sur lesquels portera un programme de forage qui débutera vers le milieu de l'année. Shell a retenu pour ce programme les services du navire de forage semi-submersible *Sedco 709*, construit à Halifax en 1975, qui est positionné par un système d'hélices au lieu d'ancre. Le navire *Sedco 709* est actuellement en mer du Nord.

Le programme d'exploration de Shell au large de la côte est du Canada en 1982 fait appel aux services du navire de forage *Sedco 709*, qui peut forer jusqu'à des profondeurs de 6 000 mètres.



Fonds marins en réserve de Ressources Shell Canada au large de la côte est



Pétroles synthétiques

La Société s'oriente vers les pétroles synthétiques, et l'étendue de ses terrains en réserve ainsi que l'ampleur de ses activités d'exploration et de ses projets de mise en valeur en témoignent.

Le projet pilote d'extraction in situ de Peace River, dont Shell est l'opérateur, dira s'il est techniquement possible d'exploiter les sables pétrolifères de cette région par injection de vapeur. Le projet s'accompagne d'études d'ingénierie et de recherches en laboratoire. La production de bitume des deux premières années a atteint la moyenne prévue de 250 mètres cubes par jour, et cette moyenne devrait atteindre son maximum de 550 mètres cubes par jour en 1982. Les autres résultats du projet pilote sont encourageants, et la première étape du projet se terminera vers la fin de 1982. On évalue aussi les retombées socio-économiques qu'aurait une exploitation commerciale.

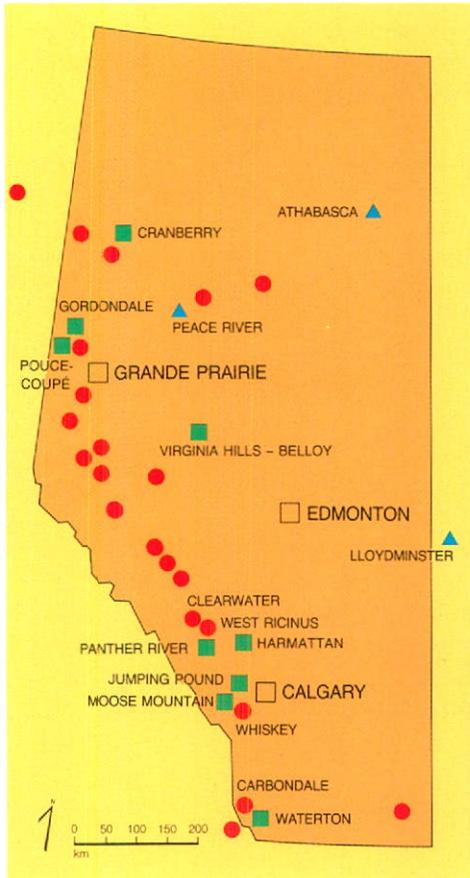
Dans la région de Lloydminster, il y a tout lieu d'espérer que le taux d'extraction de pétrole lourd pourrait être amélioré par l'injection de vapeur, car les sociétés Shell possèdent, à l'échelle mondiale, une grande expérience des techniques d'extraction thermique. Un programme dynamique d'acquisition de terrains a été entrepris en 1980 et Shell détient maintenant quelque 114 000 hectares, en propriété exclusive ou par amodiation. On a foré 81 puits en 1981; six puits sont actuellement en production et 25 vont bientôt être mis à l'essai. Les programmes d'exploration et de mise en valeur se poursuivront à un rythme accéléré en 1982.

En octobre 1981, un consortium dans lequel Shell détient une participation de 15 p. 100 a décidé de passer à la deuxième étape du projet de construction d'installations de revalorisation du pétrole lourd en Saskatchewan. Il s'agira de déterminer la rentabilité de l'entreprise et la taille des installations de traitement du pétrole lourd provenant principalement de la région de Lloydminster.

Projet Alsands

Le projet Alsands, dont Shell est le plus important associé, a piétiné en 1981, puisque les gouvernements n'ont réussi à s'entendre ni sur une politique générale ni sur une échelle des prix de l'énergie. Le gouvernement fédéral et celui de l'Alberta ont, en janvier 1982, proposé des conditions commerciales et fiscales plus intéressantes.

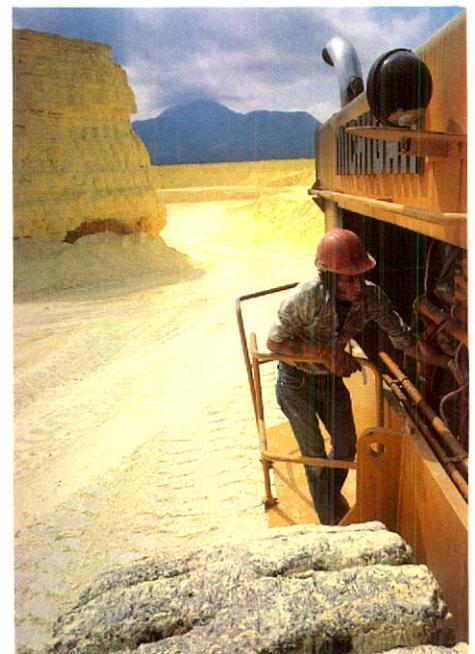
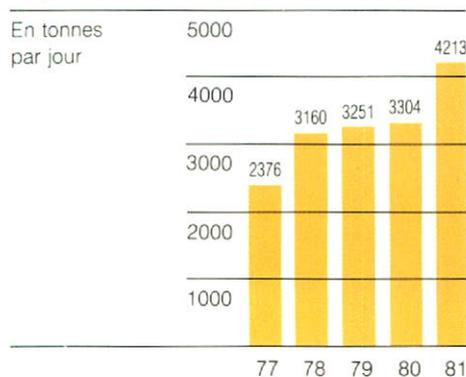
Activités dans des régions productrices



- Exploration
- Mise en valeur
- ▲ Pétrole synthétique

L'augmentation des ventes provoque une baisse des stocks de soufre à l'usine de Waterton, au sud-ouest de Calgary, comme ailleurs.

Les ventes de soufre ont progressé de 28 p. 100 en 1981



Conjointement avec les autres membres du consortium, Shell étudie tous les moyens pouvant faire passer le projet à l'étape de la construction, et cherche de nouveaux membres pour remplacer les sociétés qui ont décidé de se retirer.

On estime maintenant le coût de ce projet dans la région d'Athabasca, en Alberta, à 13 milliards de dollars (courants) jusqu'à l'achèvement des installations. L'usine entrerait en opération à la fin de 1988.

Minerais

En 1981, la Société a effectué des travaux d'exploration dans les provinces Maritimes, en Ontario, au Manitoba, en Saskatchewan et en Colombie-Britannique. Shell a découvert une minéralisation de phosphate près de Martison Lake, en Ontario; elle a aussi terminé l'étude de faisabilité d'une mine dans un dépôt d'étain à East Kemptville, près de Yarmouth, en Nouvelle-Écosse. Cependant, un réexamen de ses priorités en matière d'investissements, au début de 1982, a amené la Société à se retirer du domaine de la prospection des minerais et à vendre les intérêts qu'elle y avait acquis.

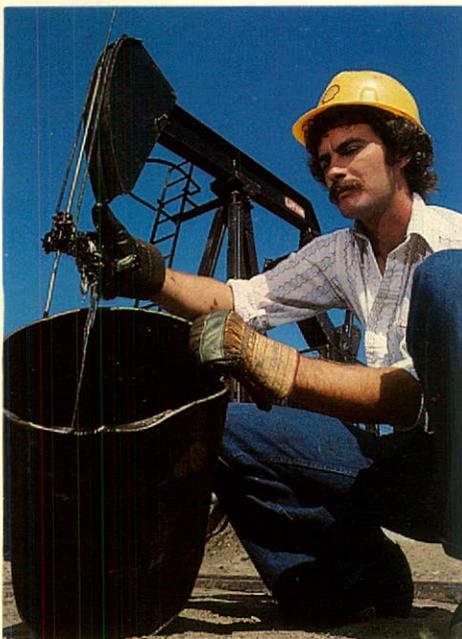
Charbon

On a commencé en juillet à stocker le charbon brut extrait de la première mine de la Société, à Line Creek, dans le sud-est de la Colombie-Britannique. L'usine de préparation de charbon thermique a été terminée au début de 1982 et les premières expéditions ont été effectuées en février 1982. Ce charbon thermique fait l'objet de contrats de vente stipulant la livraison de 1,1 million de tonnes par année à deux clients de Corée du Sud.

La construction de l'usine de préparation de charbon à coke métallurgique progresse selon les plans et s'achèvera vers la fin de 1982. Les livraisons, en vertu d'un contrat passé avec un groupe d'aciéries japonaises et portant sur un million de tonnes par an débuteront tôt en 1983.

La Société continue de prospector les pays en bordure du Pacifique, l'Amérique du Sud et l'Europe, en vue de commercialiser la totalité des réserves de Line Creek ainsi que d'autres réserves en Colombie-Britannique et en Alberta.

Le pétrole lourd, une substance visqueuse ressemblant à du goudron, fait l'objet d'un important programme d'exploration et de mise en valeur à Lloydminster.



À la mine de charbon de Line Creek, en Colombie-Britannique, Crows Nest Resources extrait du charbon qui sera exporté en vertu de contrats à long terme à partir de 1982.





PUR
RADI

ULTRA

B

ON

SHELL
SUPER
PLUS

Produits pétroliers

Shell approvisionne le marché canadien en produits pétroliers depuis 1911. La Société a participé à l'expansion de ce secteur pendant que la demande progressait à un rythme accéléré. La physionomie de ce marché a cependant évolué, et Shell doit s'adapter à des conditions maintenant différentes.

On s'attend à une réduction importante de la demande de produits pétroliers au cours des années à venir, les mesures visant à encourager les économies et l'utilisation de sources d'énergie de substitution modifiant progressivement les habitudes de consommation. Ce phénomène a d'ailleurs commencé à se manifester en 1981. Surtout évidente au Québec, en Ontario et dans les Maritimes, la baisse de la demande devrait être partiellement compensée par une certaine augmentation des ventes dans l'Ouest attribuable à des facteurs démographiques et économiques.

Les raffineurs risquent ainsi de se retrouver avec une capacité de production de beaucoup supérieure à leurs besoins dans l'Est. La production pourrait descendre sous le seuil de rentabilité à moins que certaines installations moins efficaces ne soient fermées.

On s'inquiète également du fait qu'il faut immobiliser de plus en plus de fonds dans des stocks de produits pétroliers et de brut dont les prix ne cessent d'augmenter, précisément au moment où les tendances du marché et les politiques gouvernementales se conjuguent pour restreindre la marge d'autofinancement et la rentabilité. On prévoit que la valeur des stocks aura doublé dans cinq ans environ si ceux-ci sont maintenus aux niveaux actuels.

Adaptation à de nouvelles conditions

Shell entend continuer de fournir des produits et des services de qualité en faisant toutefois porter ses efforts sur le marché des carburants destinés au transport et sur celui des lubrifiants. On aura toujours besoin de carburants automobiles et aviation; aussi la Société met-elle actuellement l'accent sur ces secteurs. Elle renforce également sa position sur le marché des lubrifiants avec la construction d'une installation de stockage pour produits en vrac ainsi qu'une usine de graisses à Calgary. Une usine de régénération, où l'on transformera des huiles de graissage usagées en produits de base de qualité pour la fabrication de lubrifiants de différentes marques, devrait en outre entrer en service à Toronto en 1982.

Pour ne pas réduire son fonds de roulement, la Société a diminué ses stocks en 1981 de quelque 600 000 mètres cubes — une économie d'environ 80 millions de dollars — et fera d'autres efforts en ce sens.

Grâce à d'autres méthodes d'exploitation plus efficaces, le secteur des Produits pétroliers parvient à réduire ses frais tout en s'adaptant à un marché fortement concurrentiel. Des mesures ont été prises pour automatiser les opérations, supprimer certains dépôts et stations et améliorer les techniques de distribution, notamment en utilisant de plus gros camions de livraison.

L'essor de l'Ouest

Afin de satisfaire à la demande croissante prévue dans l'Ouest, la Société a poursuivi la construction de la raffinerie de brut synthétique de Scotford, à 40 kilomètres au nord-est d'Edmonton. On a également presque terminé les travaux d'agrandissement de la raffinerie Shellburn de Burnaby, en Colombie-Britannique, et d'importantes transformations ont été apportées aux installations de St-Boniface, au Manitoba.

La raffinerie de Scotford, dans laquelle Shell a 60 p. 100 du capital et Husky Oil Operations 40 p. 100, devrait être opérationnelle en 1984. La machinerie a été commandée, le terrain est prêt et les fondations et la mise en place d'un certain nombre de canalisations souterraines sont achevées. La capacité de traitement de brut synthétique des installations sera de 8 000 mètres cubes par jour, et elle pourra être portée à 11 000. De ce total, 1 600 mètres cubes seront dirigés vers une usine de benzène intégrée au complexe, dans laquelle Shell

Le fléchissement de la demande de produits pétroliers oblige ce secteur à concentrer ses efforts sur les marchés les plus rentables et à optimiser la production de ses installations.

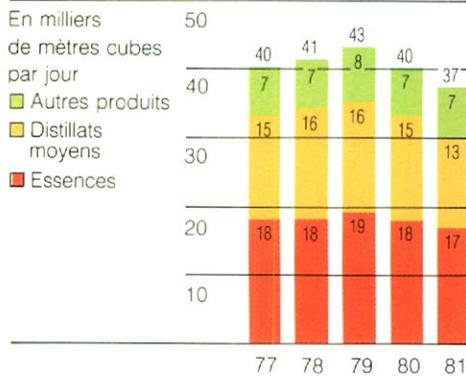
Le préposé Ian Kinross contribue à l'embellissement et à l'amélioration de la qualité du service, dans le cadre du programme "Impression" lancé dans le réseau des stations Shell au début de 1981.

détiendra 100 p. 100 des intérêts. Le coût de réalisation du projet est évalué à 980 millions de dollars, la participation de Shell, y compris celle dans les installations de fabrication de benzène, s'élevant à 720 millions de dollars.

L'agrandissement de la raffinerie Shellburn, qui représente un investissement de 50 millions de dollars, permettra d'en accroître la capacité de production d'huile légère de presque 50 p. 100 et, ainsi, d'atteindre 5 500 mètres cubes par jour. Les travaux se termineront à la fin de 1982, soit 50 ans après la mise en service de la raffinerie dont la capacité de traitement initiale était de 550 mètres cubes de pétrole brut par jour.

Des modifications représentant un investissement de 11 millions de dollars ont été apportées en 1981 à une unité de craquage catalytique fluide de la raffinerie de St-Boniface. Ces améliorations permettent de produire 20 p. 100 plus d'essence et moins de distillats et de mazout lourd sans augmenter la charge de brut.

Les ventes de produits pétroliers ont baissé de 8 p. 100 en 1981



Lubrifiants

D'une capacité de 4 500 tonnes par an, la première usine de graisses de l'Ouest sera terminée à Calgary au printemps de 1982. La Société sera ainsi en mesure de doubler sa production sur ce marché et de réduire ses importations de quelque 40 p. 100. Un nouveau dépôt de lubrifiants en vrac, également à Calgary, qui approvisionne des comptes commerciaux et industriels du sud de la Colombie-Britannique et de l'Alberta, a connu une première année d'activités fructueuse.

L'usine de régénération de lubrifiants de Toronto, dont les travaux de construction — estimés à 21 millions de dollars — devraient être achevés en 1982, aura une capacité de production de 35 000 mètres cubes par an et recyclera des huiles usagées jusqu'alors éliminées par des moyens présentant des risques pour l'environnement. D'après nos estimations, elle permettra de diminuer les importations de lubrifiants de près de 20 p. 100.

Commercialisation et distribution

Pour conserver sa position concurrentielle sur le marché de détail, la Société — en collaboration avec ses détaillants — a lancé au début de 1981 un programme visant à rehausser l'image de Shell et à améliorer la qualité de son service. Baptisé "Impression", celui-ci contient notamment des conseils pour embellir les stations-service ainsi que de nouveaux cours pour les détaillants et

L'agrandissement de la raffinerie Shellburn, en Colombie-Britannique, en augmentera la capacité de près de 50 p. 100. Cette raffinerie célèbre en 1982 son cinquantième anniversaire.



leur personnel, dans lesquels on insiste sur le service à la clientèle et la connaissance des produits.

La campagne d'information "Aide-toi, Shell t'aidera!", appuyée toute l'année par des annonces télévisées, a continué d'assurer une solide notoriété à la marque Shell. Les brochures publiées en 1981 avaient pour but de fournir aux Canadiens des renseignements et des conseils utiles. Cette vaste campagne contribue à renforcer la réputation de fournisseur de produits et de services de qualité que la Société a acquise. Plus de 5 millions d'exemplaires de chacune des brochures "Comment économiser au volant", "Les huiles moteurs", "Énergie: mythe et réalité" et "Votre détaillant" ont été distribués au public.

En 1981, on a rallongé le pétrolier *Northern Shell* afin d'en augmenter le tonnage d'environ un tiers tout en maintenant les frais d'exploitation au même niveau. L'opération a été effectuée en cale sèche à Montréal. Une nouvelle section a été ajoutée au centre du navire, qui a vu ainsi sa capacité passer de 9 500 à 12 700 mètres cubes. Le *Northern Shell* livre de l'essence et des distillats dans différents ports du Québec, des Maritimes et de l'arctique.

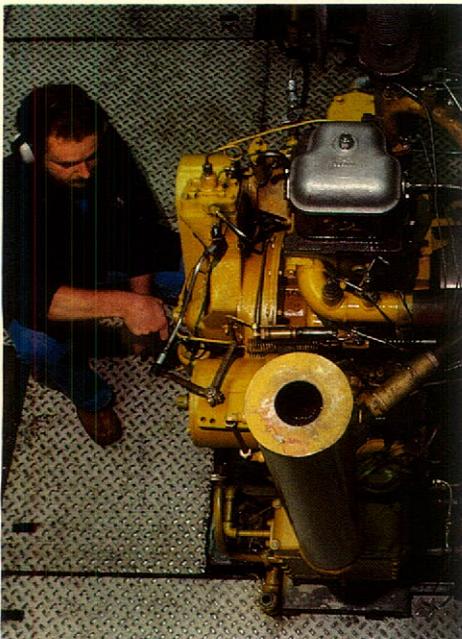
Enquête gouvernementale

En mars 1981, après huit ans de recherches sur l'état de la concurrence dans l'industrie pétrolière canadienne, le bureau des enquêtes sur les coalitions du gouvernement fédéral publiait un document tendancieux en sept volumes appelé rapport Bertrand, dans lequel on accusait les grandes sociétés pétrolières intégrées de s'être livrées à des pratiques commerciales déloyales entre 1958 et 1973.

Shell a immédiatement et catégoriquement rejeté ces accusations dans une série de communiqués destinés à ses employés, à ses actionnaires, à ses détaillants et agents, à ses clients et au public en général. Elle a également confié des études à un groupe d'économistes indépendants qui a conclu que les sociétés pétrolières avaient répondu de façon énergique aux modifications des conditions du marché et ce, en respectant les règles de la libre concurrence.

La Société témoigne devant la Commission des pratiques restrictives du commerce qui tient des audiences sur les critiques contenues dans le rapport du bureau des enquêtes sur les coalitions. Shell est persuadée que cette enquête sur les activités de l'industrie pétrolière démontrera que les consommateurs n'ont pas été lésés pendant qu'elle travaillait honnêtement pour obtenir un juste bénéfice.

Dan Gowing règle un moteur d'essai servant à préparer et à expérimenter des lubrifiants et des carburants pour moteurs diesels au centre de recherche d'Oakville.



Le navire-citerne *Northern Shell* a été coupé en deux et une section centrale lui a été ajoutée dans une cale sèche de Montréal en 1981. Sa capacité en a été augmentée d'un tiers.





Polypropylène



Shell Chemicals

Polypropylène



Polypropylène

Polypropylène

Shell construit en Alberta des usines pétrochimiques qui utiliseront le gaz naturel comme matière première et qui assureront son avenir dans ce secteur.

Produits chimiques

Une des premières sociétés à se lancer dans la pétrochimie au Canada, Shell fabrique et commercialise une grande variété de produits chimiques, de résines et de polypropylènes destinés à l'industrie de transformation. Ce secteur a été confié à Shell Chimie du Canada, une division de la Société.

En abondance dans l'Ouest et vendu à des prix compétitifs, le gaz naturel servira pendant des années de matière première à une industrie pétrochimique prospère, dont la production sera vendue sur le marché intérieur et exportée. La Société participe à l'expansion de cette jeune industrie avec les nouvelles entreprises dans lesquelles elle s'est engagée en Alberta. Ces investissements devraient assurer l'avenir de Shell dans le domaine de la pétrochimie.

Projets en Alberta

Enesco Chem Ltd. a été juridiquement constituée pour agir au nom de Shell et de Nova dans une entreprise en coparticipation dans le domaine pétrochimique en Alberta. Shell détient une participation de 40 p. 100 dans cette nouvelle société qui construira et exploitera des usines pétrochimiques d'envergure internationale et approvisionnera en produits chimiques les marchés intérieur et extérieur où la demande est en pleine croissance.

Les travaux ont avancé selon les prévisions aux chantiers de construction des usines de styrène et de polyéthylène d'Enesco, qui devraient entrer en service au milieu de 1984. Estimée à 340 millions de dollars, celle de styrène aura une capacité annuelle de 300 000 tonnes. Sa production sera vendue à des fabricants canadiens et étrangers de polystyrène, de caoutchouc synthétique et d'autres matières plastiques.

L'usine de benzène, propriété exclusive de Shell — qui fera partie du complexe de Scotford — fournira la matière première nécessaire pour la fabrication du styrène. La totalité de la production, soit 225 000 tonnes par an, sera réservée à Enesco en vertu d'un accord à long terme.

Les travaux de préparation du terrain achevés, l'usine de polyéthylène linéaire à basse densité de 390 millions de dollars a été mise en chantier à Joffre. Faisant appel à un procédé exclusif, ces installations produiront annuellement 270 000 tonnes de polyéthylène de différentes qualités qui seront dirigées vers l'industrie des plastiques pour la fabrication de pellicules d'emballage, de récipients pour la conservation des aliments, de jouets et de divers autres articles.

À la fin de 1981, on a conclu un accord à long terme portant sur la vente de 180 000 tonnes en moyenne de polyéthylène par an, soit 67 p. 100 de la capacité de production de l'usine de Joffre, à la société Union Carbide des États-Unis. Les revenus que rapportera cette transaction sont évalués, au total, à 2 milliards de dollars.

Enesco a déposé en fin d'année, devant l'Alberta Energy Resources Conservation Board, une demande de permis de construction d'une super-usine à Scotford, où l'on transformera l'éthylène en oléfines supérieures linéaires. Celles-ci entrent dans la composition de nombreux produits comme les détergents, les produits de beauté, les lubrifiants synthétiques et les additifs pour le caoutchouc. Les installations projetées, inédites au Canada, feraient appel à la technologie Shell.

Activités dans l'Est

Les deux usines chimiques de Sarnia produisent de l'alcool isopropylique et du polypropylène pour les marchés intérieur et extérieur depuis maintenant deux ans, au cours desquels aucun incident majeur n'est survenu. La capacité a atteint à peu près les niveaux prévus, et on s'attend qu'elle augmente l'an prochain. Deux importants contrats de vente, signés avec des distributeurs américains d'alcool isopropylique, ont permis d'augmenter la capacité productrice des installations et d'améliorer la balance commerciale du Canada sur le plan des produits chimiques. Les ventes de polypropylène ont progressé

Dawn Atyeo prélève un échantillon de polypropylène au moment de l'ensachage au centre de fabrication Shell de Sarnia, en Ontario.

sur le marché national, et on a effectué des exportations vers l'Amérique du Sud.

Des travaux de modernisation de 1,5 million de dollars ont été entrepris en 1981 à l'usine de résines époxydes de Montréal-Est. Ceux-ci permettront, d'une part, d'améliorer les conditions de travail et la qualité de l'environnement et, d'autre part, d'obtenir des mélanges de résines adaptés aux nouvelles exigences des clients. Répondant à plus de la moitié des besoins du pays, cette usine est la plus importante de ce genre au Canada. En plus d'entrer dans la composition des peintures industrielles, des apprêts pour automobiles et des adhésifs industriels et à usage domestique, les résines servent à fabriquer les revêtements protecteurs à base de poudre pour les parois interne et externe des pipelines, qui représentent un excellent débouché.

Shell figure parmi les principaux producteurs canadiens de solvants à base d'hydrocarbures, substances utilisées dans bien des domaines — peintures, encres d'imprimerie, traitement du caoutchouc, nettoyage à sec, produits automobiles et ménagers. La Société investira 22 millions de dollars dans son centre de fabrication de Sarnia afin de relever les normes de qualité de ses solvants et, ainsi, de conserver sa position sur le marché.

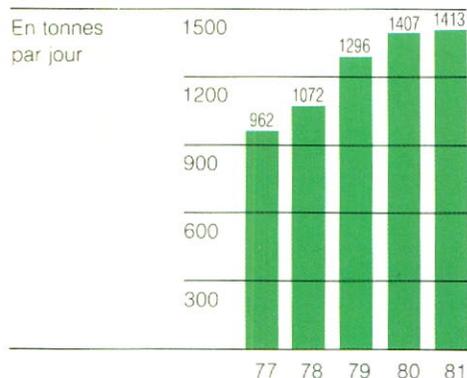
Services techniques

On a effectué de nombreuses études au centre de recherche d'Oakville de Shell en vue de mettre au point des polypropylènes nouveaux ou améliorés qui répondent aux critères de comportement fixés par les industries clientes. Certaines variantes fabriquées à Sarnia ont trouvé de nombreuses applications — récipients ultra-minces pour la conservation des aliments, pièces d'automobiles légères et solides, envers de moquettes et sacs tissés plus résistants. Ces innovations techniques ont contribué à l'expansion de ce secteur d'activité.

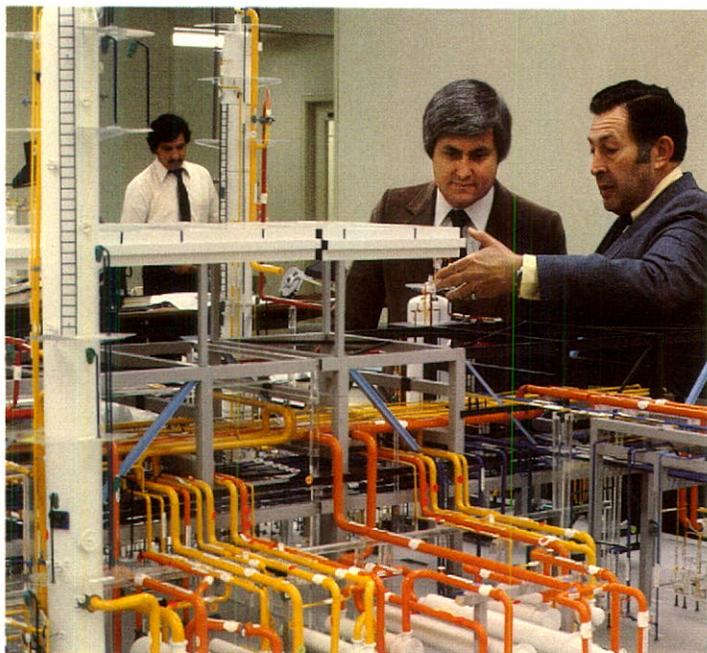
En ce qui concerne les produits chimiques industriels, le savoir-faire de Shell, joint à celui de certaines sociétés minières, a rendu possible l'amélioration des agents moussants utilisés pour extraire les métaux des minerais broyés.

Au cours de l'année, un guide de sécurité décrivant les produits chimiques Shell et indiquant les précautions à prendre lors de leur manipulation a été rédigé et distribué aux clients, aux ministères intéressés et aux médias.

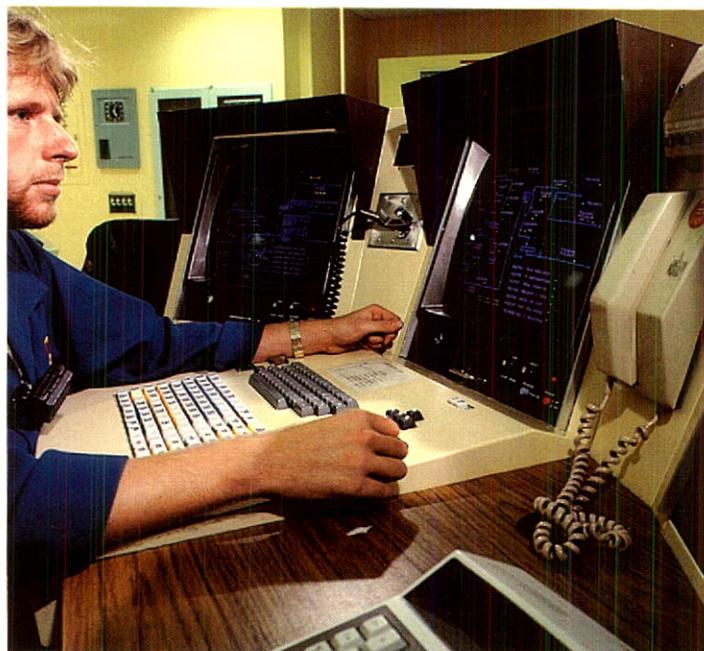
Les ventes de produits chimiques ont continué d'augmenter



C.N. Hegyi, ingénieur de projet de Shell (à gauche), examine avec un ingénieur chargé des travaux la maquette de l'usine de benzène en construction à Scotford, au nord-est d'Edmonton.



Doug Bisson surveille la production d'alcool isopropylique au centre de fabrication Shell de Sarnia, en Ontario.



La poursuite de ses objectifs commerciaux n'empêche pas Shell Canada de s'imposer de strictes normes de performance sociale, dans son désir de répondre aux aspirations de ses employés comme de toute la collectivité.

Bilan social

Pour s'adapter à un environnement économique, social et politique en mutation et suivre les progrès techniques, Shell a dû modifier sa structure organisationnelle et se perfectionner dans les domaines technique, professionnel et administratif.

Les programmes de santé et sécurité au travail, les campagnes conjointes de protection du milieu et la politique d'achat au Canada ont tous été intensifiés en réponse aux exigences de la collectivité.

On procède à la planification des activités de recherche tout en augmentant en nombre et en superficie les installations utilisées à cette fin. En matière de combustibles de remplacement, la première usine BioShell est entrée en opération à Hearst, en Ontario, en 1981.

Les stratégies et les méthodes de gestion ont retenu l'attention. L'organisation du travail est repensée pour obtenir une efficacité maximale des usines et des services de la Société.

Shell s'efforce de faire connaître son opinion sur l'évolution de la politique énergétique, sa contribution au mieux-être de la collectivité et sa réaction aux différentes questions d'actualité qui la concernent.

Politique d'achat au Canada

Depuis plusieurs années, Shell a adopté une politique d'achat au Canada, afin de contribuer au développement de sources canadiennes d'approvisionnement compétitives.

La Société veut ainsi aider des fournisseurs et des entrepreneurs canadiens à satisfaire le marché intérieur et à faire concurrence aux fournisseurs étrangers. Par exemple, Shell a accordé à des consortiums d'entreprises canadiennes les contrats des travaux d'ingénierie et de construction d'importantes usines, et elle aide techniquement et financièrement ses fournisseurs à prendre de l'expansion.

En 1981, les achats auprès de fournisseurs canadiens ont atteint 93 p. 100 d'un total de 788 millions de dollars dépensés pour l'achat de matières et de services. Plus des quatre cinquièmes de ce total, soit 641 millions de dollars, ont servi à acheter des biens et services d'origine canadienne. De cette manière, Shell fait directement bénéficier l'économie du Canada d'avantages économiques et industriels ainsi que de nouveaux emplois.

Intensification de la recherche

La recherche a continué de progresser à Shell Canada en 1981, signe de l'importance que la Société accorde aux technologies nouvelles.

On a mis en chantier en juin un nouveau centre de recherche près de l'université de Calgary. Ce centre, qui coûtera quelque 21 millions de dollars, emploiera environ 100 personnes lorsqu'il ouvrira vers la fin de 1982. Les recherches porteront surtout sur l'exploration et la production du pétrole et du gaz, et sur les procédés les plus avancés d'extraction du bitume et des pétroles lourds.

Jusqu'à maintenant, les travaux de recherche et de développement se faisaient surtout au centre Shell d'Oakville, où des produits pétroliers et chimiques sont mis au point tandis qu'on cherche à perfectionner les méthodes de fabrication. Une annexe à ce centre est en construction; elle permettra d'accélérer un important nouveau programme de recherche, entrepris en 1981, sur les procédés de transformation des résidus de pétrole lourd en produits pétroliers légers de plus grande valeur comme l'essence, les distillats et des produits de base pour l'industrie pétrochimique.

Shell a consacré 30 millions de dollars à la recherche en 1981, soit 20 p. 100 de plus qu'en 1980. Il faut encore ajouter à ce montant des dépenses en capital de 7 millions de dollars affectées à l'achat de matériel, à la construction du centre de Calgary et à l'agrandissement du centre d'Oakville.

Une entente de partage des frais de recherche avec Shell International Research permet à Shell Canada de profiter des innovations techniques mises au point dans les laboratoires d'autres sociétés Shell et pouvant être adaptées



aux conditions du marché canadien. Elle permet aussi à Shell de voir une partie de ses travaux de recherche financés par des fonds provenant de l'étranger. La Société a reçu 3 millions de dollars à ce titre en 1981, et elle a versé une contribution de 16 millions de dollars au programme international. Cette contribution donne à Shell Canada accès aux résultats de travaux de recherche qui coûtent plus de 600 millions de dollars par an.

Combustibles de remplacement

Dans le cadre du développement des combustibles de remplacement, BioShell Inc., une filiale en propriété exclusive, a ouvert en 1981 sa première usine, située à Hearst, en Ontario. BioShell utilise sous licence une méthode de déshydratation et de compression des déchets de bois pour en faire des granules combustibles destinés aux marchés industriels. Une deuxième usine est en construction à Iroquois Falls, en Ontario. Elle coûtera environ 5 millions de dollars et sera terminée au cours des premiers mois de 1982. On envisage la construction d'usines additionnelles au Québec et en Ontario. Chacune d'elles produira 105 000 tonnes de granules de bois par an, soit l'équivalent de 47 millions de litres de mazout ou assez d'énergie pour chauffer plus de 12 000 maisons pendant un an.

Ressources humaines

On a terminé en 1981 une étude des questions relatives aux ressources humaines, dont les résultats orienteront la planification de la répartition du personnel et les méthodes de recrutement dans les années 1980. Au cours de l'année, on s'est efforcé de rationaliser le travail dans un certain nombre d'usines, afin d'optimiser la production et de mieux répondre aux besoins et aux aspirations des employés.

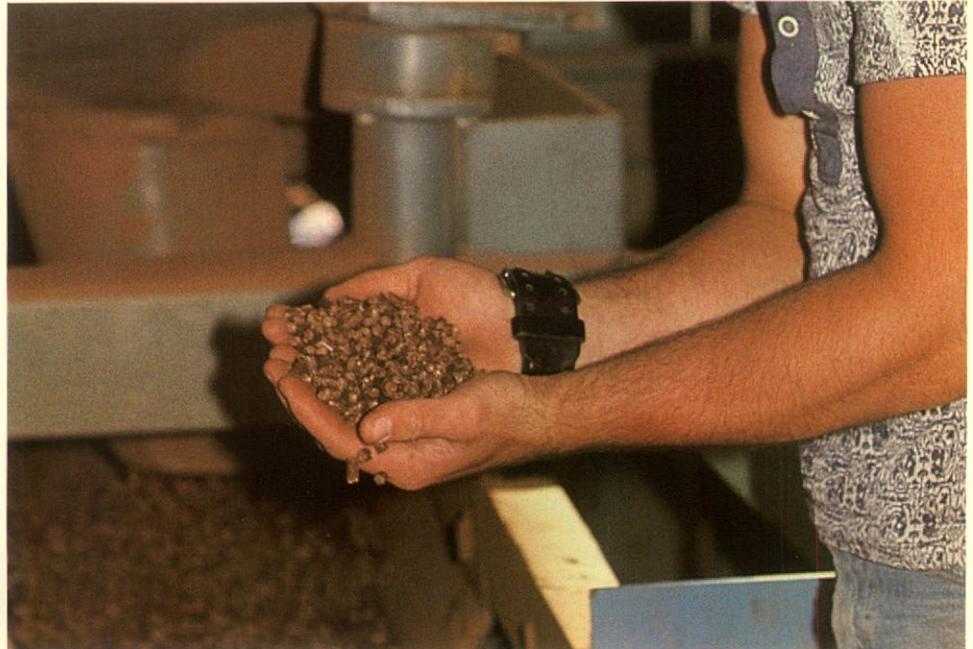
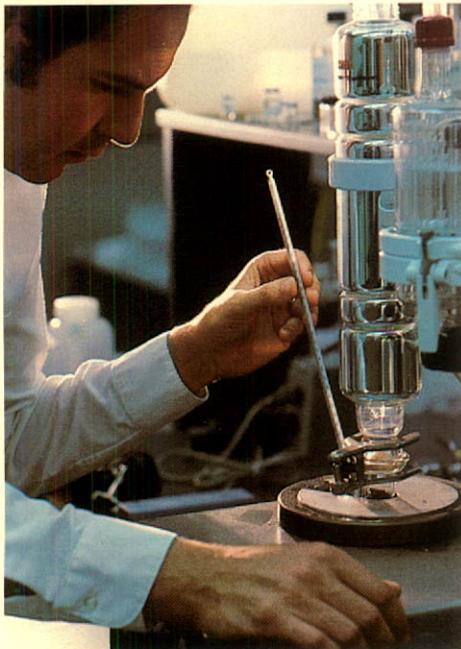
Au coeur de cette rationalisation se trouve le concept nouveau d'équipes de travail multidisciplinaires quasi-autonomes. Ces unités seraient en mesure de prendre des décisions et de résoudre des problèmes sur-le-champ, bénéficieraient d'horaires de travail et de systèmes de rémunération flexibles, et les rapports hiérarchiques traditionnels employé-superviseur y seraient éliminés.

De nouveaux programmes de formation ont été conçus à l'intention des cadres moyens et supérieurs. Pour les cadres supérieurs, les programmes

Peter Pokrupa, directeur, études de stratégies, explique certaines prévisions à un groupe de planification de la Société.

Le chimiste principal David Scott poursuit des travaux de recherche visant à améliorer la qualité des produits Shell.

Granules combustibles faits de déchets de bois à la première usine BioShell à Hearst, en Ontario. D'autres usines semblables seront construites en Ontario et au Québec.



portent sur la manière d'aborder les questions d'ordre sociologique, politique et économique qui ont une influence considérable sur notre industrie.

Sur le plan des relations de travail, la Société a conclu, au début de 1981, des conventions collectives de deux ans avec les syndicats représentant les employés de raffineries, de dépôts et d'usines à gaz du centre et de l'ouest du Canada. Ces conventions sont entrées en vigueur le 1^{er} février 1981. À la raffinerie et au centre de distribution de Montréal, les employés ont ratifié au début de 1982 de nouveaux contrats de deux ans qui entraient en vigueur en janvier.

Au cours de l'année, des améliorations ont été apportées aux services de santé et sécurité au travail dans tous les principaux établissements de Shell. Un centre d'hygiène professionnelle a été créé à la raffinerie de St-Boniface, et celui de la raffinerie Shellburn a été agrandi. Les normes de sécurité que doivent observer les employés susceptibles d'être exposés à des substances dangereuses ou dont le travail comporte des risques d'accident ont été révisées à certaines raffineries et usines de produits chimiques en 1981.

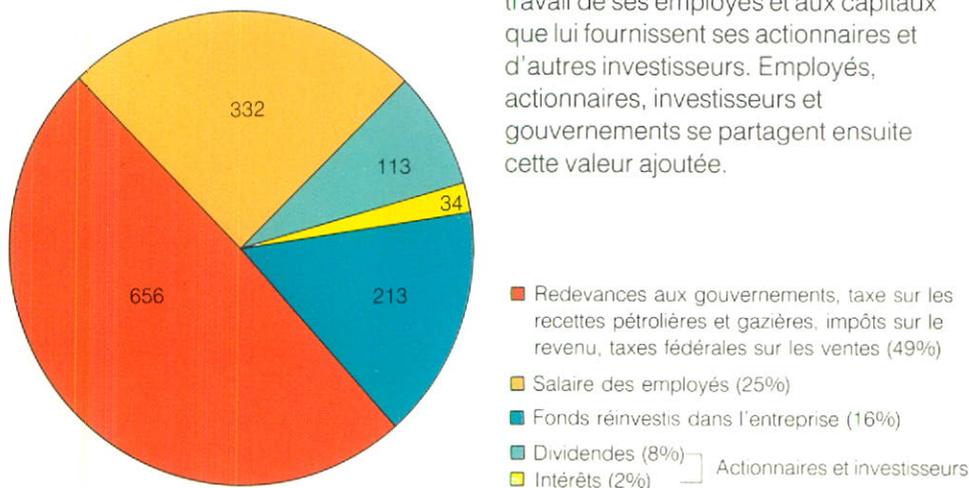
Rôle social

Shell Canada a accordé en 1981 une aide financière d'un total de 2,6 millions de dollars à quelque 600 organismes à but non lucratif d'entraide sociale ou des secteurs de la santé, de l'éducation et de la culture.

Plusieurs employés de Shell, en activité et à la retraite, ainsi que leurs conjoints, collaborent bénévolement à des oeuvres de bienfaisance. La Société reconnaît l'utilité de cette participation et l'encourage par un programme spécial de subventions qui se sont élevées en 1981 à 58 400 dollars.

Shell Canada a marqué l'année internationale des personnes handicapées en ajoutant aux championnats canadiens de la Coupe Shell des épreuves pour skieurs handicapés. Ces épreuves ont eu lieu à Banff, en Alberta, et plus de 300 skieurs y ont pris part. De plus, un don de Shell a permis à la troupe des Famous People Players, une compagnie théâtrale de Toronto composée de jeunes marionnettistes handicapés mentaux, d'ajouter une nouvelle pièce à son répertoire.

Répartition de la valeur ajoutée
(en millions de dollars)



Dans le système économique canadien, la prospérité nationale dépend de la valeur ajoutée qui résulte des activités commerciales. Dans le cas de Shell, cette activité consiste à extraire et à traiter des matières premières pour la consommation, ce qu'elle fait grâce au travail de ses employés et aux capitaux que lui fournissent ses actionnaires et d'autres investisseurs. Employés, actionnaires, investisseurs et gouvernements se partagent ensuite cette valeur ajoutée.

En 1981, Shell a acheté des matières premières et des services dont la valeur combinée s'élève à 3 453 millions de dollars et a engendré des revenus de 4 801 millions de dollars. La différence, 1 348 millions de dollars, représente la valeur ajoutée, dont la majeure partie a été redistribuée au Canada.

Les gouvernements en ont reçu la plus grande part, soit 656 millions de dollars ou 49 p. 100, sous forme de redevances, de taxes et d'impôts. Les employés de Shell en ont reçu 332 millions de dollars ou 25 p. 100, sous forme de salaires et de cotisations de la Société aux régimes de retraite et d'assurances. Les actionnaires et les investisseurs ont perçu 147 millions de dollars ou 10 p. 100, sous forme de dividendes et d'intérêts. Le reste, 213 millions de dollars ou 16 p. 100, a été réinvesti dans l'entreprise.

Les résultats financiers de Shell Canada pour 1981 se sont gravement ressentis des nouvelles mesures fiscales et du fléchissement de la demande de produits pétroliers. On ne s'attend pas à voir ces facteurs défavorables se relâcher en 1982.

En 1981, la rentabilité et la marge d'autofinancement de la Société n'ont pas progressé au même rythme que les deux années précédentes. Les mesures contenues dans le Programme énergétique national et dans les ententes fédérales-provinciales sur les prix de l'énergie qui l'ont suivi, ainsi que la conjoncture économique, ont eu une incidence défavorable sur les résultats financiers.

Le bénéfice de 1981 a atteint 236 millions de dollars ou 2,12 dollars par action ordinaire de la catégorie A, comparativement à 355 millions (3,34 dollars par action) en 1980 et à 259 millions (2,42 dollars par action) en 1979. Le rendement du capital moyen investi, qui était passé de 12 p. 100 en 1979 à 14,5 p. 100 en 1980, est tombé à 8,8 p. 100 en 1981. Comme on peut le constater en étudiant le graphique de cette page, ces pourcentages sont considérablement plus faibles si l'on tient compte des effets de l'inflation.

Le bénéfice du secteur des Ressources a connu une baisse en 1981. Celui-ci a été de 89 millions de dollars, en comparaison de 158 en 1980 et de 145 en 1979. Ce fléchissement est surtout dû à l'entrée en vigueur de la taxe sur les recettes pétrolières et gazières qui s'est élevée à 69 millions de dollars. Par ailleurs, la hausse des prix des ressources naturelles et la montée en flèche de nos ventes de soufre ont été compensées par une diminution de la production de pétrole brut et de liquides extraits du gaz ainsi que par une augmentation de nos frais d'exploration et de mise en valeur. La chute de production de pétrole brut et de liquides extraits du gaz est attribuable au déclin du rendement des anciens gisements, aux réductions temporaires décrétées par le gouvernement de l'Alberta et à un affaiblissement du marché.

Passé de 110 millions de dollars en 1979 à 188 en 1980, le bénéfice du secteur des Produits pétroliers est descendu à 148 millions de dollars en 1981. Au cours de 1979 et de 1980, la Société a connu un relèvement considérable du taux de rentabilité de ses activités de raffinage et de commercialisation. Cependant, dès le début de 1981, les marges bénéficiaires ont commencé à se

rétrécir en raison du fléchissement de la demande et de l'augmentation des coûts de production. Les mesures incitant aux économies adoptées par suite de la hausse des prix, l'utilisation d'autres formes d'énergie — notamment le gaz propane, le gaz naturel et l'électricité — et le marasme des affaires ont entraîné une baisse de la demande de produits raffinés. La chute des ventes et la détérioration des marges bénéficiaires ont été partiellement contrebalancées par une plus-value des stocks de 32 millions de dollars, attribuable à l'imposition et au transfert immédiat des frais d'indemnisation pétrolière et d'autres prélèvements fédéraux se rapportant aux livraisons de pétrole brut aux raffineries.

Le bénéfice du secteur des Produits chimiques est passé de 17 millions de dollars en 1979 à 21 en 1980 et à 24 en 1981, reflétant ainsi une amélioration des marges bénéficiaires ainsi qu'une augmentation du volume des ventes. La progression du bénéfice de ce secteur au cours des trois derniers exercices est due, pour une bonne part, à un accroissement des ventes de benzène, de toluène, de xylène et d'alcool isopropylique, produits au complexe de la Société à Sarnia, et de celles de solvants à base d'hydrocarbures fabriqués à la raffinerie Shellburn, à Montréal-Est et à Sarnia. La dévaluation du dollar canadien par rapport à la monnaie américaine a en outre contribué à ouvrir de nouveaux marchés d'exportation.

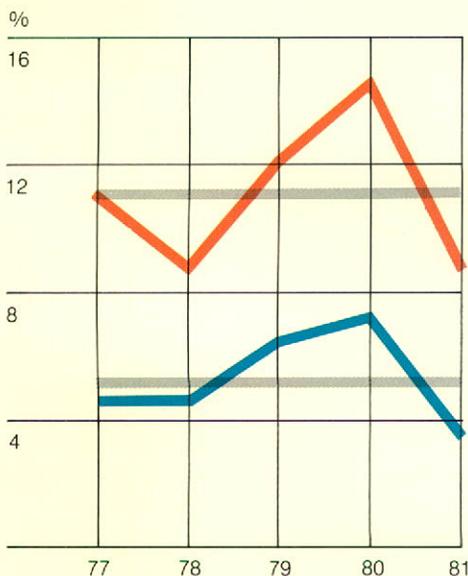
On trouve à la page 31 du présent rapport un tableau détaillé des résultats financiers de chaque secteur d'activité de la Société.

Investissements

Le capital investi par la Société était de 405 millions de dollars en 1979, 567 millions en 1980 et 1 039 millions ou 162 p. 100 de la marge d'autofinancement en 1981. Les dépenses en capital et d'exploration se sont élevées à 707 millions de dollars ou 110 p. 100 des fonds autogénérés en 1981, et 332 millions de dollars ont été affectés principalement au fonds de roulement, encaisse exclue. Ce dernier indique une hausse de 300 millions, traduisant une augmentation de

Rendement du capital moyen investi*

- Rendement fondé sur la valeur d'origine
- Moyenne de cinq ans
- Rendement redressé en fonction de l'inflation
- Moyenne de cinq ans



*Bénéfice (avant paiement des frais d'intérêts) en pourcentage du capital moyen investi

la valeur des stocks et des comptes-clients due à un relèvement des prix du brut et des produits pétroliers ainsi qu'à une réduction de la dette fiscale contractée l'année précédente.

Les dépenses en capital et d'exploration de 1981 ont dépassé de 189 millions de dollars celles de 1980. Les dépenses engagées dans le secteur des Ressources, de 506 millions en 1981, ont fait un bond de 73 millions par rapport au dernier exercice, principalement en raison des travaux d'aménagement de la mine de charbon de Line Creek qui ont coûté 167 millions de dollars.

Les dépenses en capital du secteur des Produits pétroliers se sont élevées à 150 millions de dollars, une augmentation de 79 millions par rapport à 1980, attribuable à l'agrandissement de la raffinerie Shellburn, à la construction de celle de Scotford et à la modernisation d'autres installations de fabrication et de commercialisation. Les investissements du secteur des Produits chimiques ont atteint 33 millions de dollars, une augmentation de 29 millions dans le cadre des travaux de construction d'un complexe pétrochimique en Alberta — deux usines seront exploitées par Enesco Chem Ltd., une société en coparticipation, tandis que la troisième — de benzène — sera la propriété exclusive de Shell.

Pour l'ensemble des autres secteurs, les dépenses en capital ont été de 18 millions de dollars, soit 8 millions de plus qu'en 1980. Cette somme a été en grande partie affectée au projet d'aménagement d'un nouveau centre de recherche à Calgary.

Fonds autogénérés et ressources financières

Les fonds provenant de l'exploitation se sont élevés à 642 millions de dollars en 1981, en comparaison de 664 millions en 1980 et de 535 millions en 1979. Les activités du secteur des Produits pétroliers ont généré 215 millions de dollars — une baisse de 7 millions par rapport à 1980; celles du secteur des Produits chimiques,

46 millions de dollars — une augmentation de 17 millions; et celles du secteur des Ressources, 398 millions — une chute de 23 millions.

En 1981, contrairement aux deux années précédentes, les sommes provenant de l'exploitation n'ont pas suffi pour financer le vaste programme d'investissement et constituer le fonds de roulement de la Société. L'encaisse et les placements à court terme sont tombés de 348 millions de dollars au début de 1981 à 38 millions à la fin de l'année. La Société a dû faire appel à des sources de financement extérieures pour répondre à ses besoins en capitaux.

Au cours de 1981, Shell a obtenu, auprès de deux banques à charte canadiennes, des marges de crédit de soutien d'une durée minimale de cinq ans s'élevant au total à 1 milliard de dollars. Elle a en outre réuni 100 millions de dollars U.S. sur le marché financier européen, en émettant des débetures au prix de 99 3/4, échéant le 15 septembre 1991 et portant un intérêt de 15 3/4 p. 100.

Perspectives d'avenir

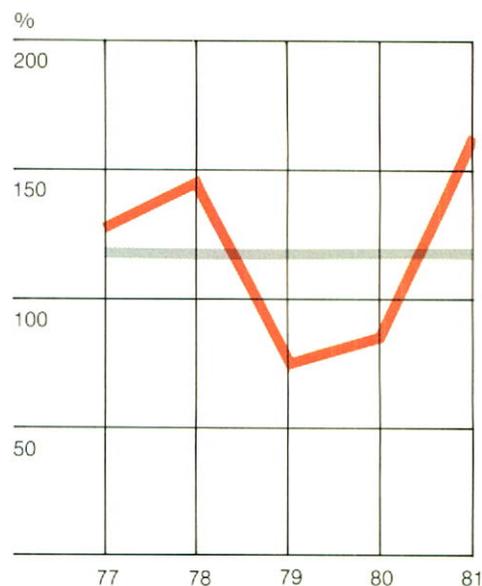
Aucune amélioration des conditions qui ont nui aux résultats financiers de 1981 n'est à espérer en 1982. Les effets des hausses de prix du pétrole et du gaz prévues seront en grande partie neutralisés par l'augmentation des taxes et des frais de production. Les ventes de gaz naturel seront limitées par une faible croissance de la demande intérieure et, sur les marchés américains, par l'intense concurrence du gaz produit localement et des autres combustibles. Il est probable que le marché des produits pétroliers demeurera anémique en 1982 en raison des dispositions visant à économiser l'énergie, de l'actuelle récession et de l'utilisation d'énergies de substitution.

Au total, les investissements de la Société en 1982 devraient être de l'ordre de 1,1 milliard de dollars, contre 1 milliard en 1981. Au cours du prochain exercice, on prévoit affecter 1 milliard de dollars aux dépenses en capital et d'exploration, le reste s'ajoutant au fonds de roulement qui s'accroîtra en fonction des hausses du prix du brut convenues.

La majeure partie de l'augmentation de

Taux de réinvestissement*

- Annuel
- ▬ Moyenne de cinq ans



* Capital investi en pourcentage de la marge d'autofinancement

250 millions de dollars des dépenses en capital prévue pour 1982 sera affectée aux secteurs des Produits pétroliers et des Produits chimiques pour financer la construction de raffineries et d'usines pétrochimiques en Alberta, déjà en chantier. Les dépenses en capital et d'exploration au chapitre des Ressources resteront à peu près les mêmes qu'en 1981, mais elles représenteront tout de même quelque 53 p. 100 du total des investissements.

Étant donné que les fonds provenant de l'exploitation seront de beaucoup inférieurs aux sommes investies, la Société devra contracter des emprunts importants. Shell Canada jouit toutefois d'un ratio d'endettement relativement bas ainsi que d'une excellente cote de solvabilité qui lui permettront d'entreprendre de telles démarches. En outre, les marges de crédit de soutien négociées par la Société en 1981 lui donneront une plus grande liberté quant au choix du moment propice pour souscrire de nouveaux emprunts à long terme.

Renseignements financiers

Pratiques comptables

Les pratiques comptables de Shell Canada sont résumées ci-dessous.

Principes de consolidation

Les comptes de Shell Canada Limitée et de ses filiales sont regroupés dans les états financiers consolidés. Les intérêts de la Société dans des entreprises pétrolières et gazières en participation sont comptabilisés suivant la méthode de consolidation proportionnelle.

Participations

Les participations dans des entreprises sur lesquelles la Société exerce une influence marquée sont prises en compte selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Les autres placements à long terme sont comptabilisés au prix coûtant, une provision étant constituée dans les cas où leur valeur a subi une baisse permanente.

Stocks

Les stocks de pétrole brut, de produits et de marchandises sont évalués au prix coûtant, déterminé selon la formule du "premier entré, premier sorti", ou à la valeur de réalisation nette, si celle-ci est moindre. Les fournitures et les matières sont évaluées au prix coûtant ou à leur valeur estimative d'utilisation, si celle-ci est inférieure.

Frais d'exploration et de mise en valeur

La Société suit la méthode dite "de capitalisation du coût de la recherche fructueuse" pour comptabiliser les frais d'exploration et de mise en valeur. Le coût d'acquisition d'intérêts miniers est capitalisé. Les frais de forage d'exploration sont d'abord capitalisés et les puits non productifs sont portés aux charges. Les autres frais d'exploration et le coût des travaux préalables à la mise en valeur, y compris ceux des études géologiques et géophysiques, sont imputés sur les résultats en cours d'exercice. Tous les frais de mise en valeur sont capitalisés.

Les dépenses relatives au projet d'extraction minière Alsands sont imputées sur les résultats en cours d'exercice, jusqu'à ce qu'un accord d'exploitation soit signé.

Amortissements

L'amortissement des éléments d'actif en ressources naturelles est calculé selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement. Le coût des propriétés productives suit le régime de l'épuisement, et celui des usines à gaz est amorti en fonction des réserves prouvées restantes. Le coût des propriétés improductives est amorti d'après l'expérience acquise. Les dépenses de mise en valeur des ressources sont amorties en fonction des réserves prouvées restantes en exploitation. Les autres installations sont amorties suivant la méthode de l'amortissement linéaire sur leur durée utile prévue.

Régimes de retraite

Les régimes de retraite qu'offre la Société s'étendent à presque tous les membres de son personnel. Les frais qui s'y rapportent sont imputés sur les résultats de l'exercice au cours duquel ils sont engagés. Les contributions aux caisses de retraite sont basées sur une expertise actuarielle annuelle et sont calculées selon une méthode qui, essentiellement, étale le coût des prestations qui seront ultérieurement versées, selon un pourcentage uniforme de la masse salariale des employés en exercice, sur le nombre de leurs années futures de service dans la Société. La Société a pour principe de capitaliser intégralement ces régimes.

Redevances et droits miniers

Les redevances réclamées par l'Alberta pour le pétrole extrait sur ses concessions de la Couronne sont payables en nature et, par conséquent, n'apparaissent pas dans les présents résultats financiers. Toutes les autres redevances, qui ne sont pas payées en nature, ainsi que les droits miniers, sont inclus dans le coût des achats de pétrole brut, de produits pétroliers et d'autres marchandises.

Dégrèvements d'impôt pour investissements

Les dégrèvements d'impôt pour investissements, autres que des réductions de taux d'imposition, sont déduits des dépenses ayant donné droit à ces dégrèvements et portés aux résultats conformément aux pratiques applicables en matière d'amortissement.

Résultats consolidés (en millions de dollars, sauf les montants par action)

Exercice terminé le 31 décembre	1981	1980	1979
Revenus			
Ventes et autres revenus d'exploitation (note 3)	4 751 \$	3 962 \$	3 379 \$
Dividendes, intérêts et autres revenus	50	61	47
	4 801	4 023	3 426
Charges			
Achats de pétrole brut, de produits pétroliers et d'autres marchandises (note 4)	2 851	2 235	2 039
Frais d'exploitation	580	440	357
Frais de vente et frais généraux	466	401	329
Frais d'exploration et coût des travaux préalables à la mise en valeur (note 7)	193	169	134
Amortissements et mises au rancart	118	106	84
Intérêts sur la dette à long terme	34	31	31
Taxe sur les recettes pétrolières et gazières	69	—	—
Impôts sur le revenu (note 8)	254	286	193
	4 565	3 668	3 167
Bénéfice de l'exercice	236 \$	355 \$	259 \$
Bénéfice par action ordinaire de la catégorie A	2,12 \$	3,34 \$	2,42 \$

Bénéfices non répartis consolidés (en millions de dollars)

Exercice terminé le 31 décembre	1981	1980	1979
Solde à l'ouverture de l'exercice	1 234 \$	989 \$	817 \$
Bénéfice de l'exercice	236	355	259
	1 470	1 344	1 076
Dividendes versés (note 9)	113	110	87
Solde à la clôture de l'exercice	1 357 \$	1 234 \$	989 \$

Les notes font partie intégrante des présents états.

Bilan consolidé (en millions de dollars)

Au 31 décembre	1981	1980
Actif		
Actif à court terme		
Encaisse	38 \$	156 \$
Placements à court terme au prix coûtant, qui est à peu près la valeur marchande	—	192
Débiteurs	638	581
Stocks:		
Pétrole brut, produits et marchandises	762	637
Matières et fournitures	32	31
Frais payés d'avance	57	22
	1 527	1 619
Participations, créances à long terme et autres éléments d'actif	134	111
Biens-fonds et installations (note 10)	2 117	1 719
	3 778 \$	3 449 \$
Passif, crédits reportés et avoir des actionnaires		
Passif à court terme		
Effets à payer à court terme	63 \$	— \$
Créanciers et frais courus	534	450
Impôts sur le revenu et taxes diverses à payer	120	286
Dette à long terme échéant à moins d'un an	6	6
	723	742
Dette à long terme (note 13)	414	302
Revenu de la production de gaz naturel reporté	98	75
Impôts sur le revenu reportés	427	337
Avoir des actionnaires		
Capital-actions (note 9)	468	468
Surplus d'apport	291	291
Bénéfices non répartis	1 357	1 234
Total de l'avoir des actionnaires	2 116	1 993
Passif éventuel (notes 14 et 15)		
	3 778 \$	3 449 \$

La Société suit la méthode dite "de capitalisation des frais de la recherche fructueuse" pour comptabiliser ses activités pétrolières et gazières.

Les notes font partie intégrante des présents états.

Évolution de la situation financière consolidée (en millions de dollars)

Exercice terminé le 31 décembre	1981	1980	1979
Fonds autogénérés			
Exploitation *	642 \$	664 \$	535 \$
Vente de propriétés, d'installations et de biens divers	2	13	20
Revenu de la production de gaz naturel reporté	23	37	24
	667	714	579
Fonds engagés			
Dépenses en capital et d'exploration	707	518	366
Participations, créances à long terme et autres éléments d'actif	32	10	(46)
Fonds de roulement moins les éléments de liquidité relative	300	39	85
	1 039	567	405
Dividendes versés			
Actions privilégiées	23	20	15
Actions ordinaires	90	90	72
	1 152	677	492
Excédent (insuffisance) avant financement provenant de sources extérieures	(485)	37	87
Financement provenant de sources extérieures			
Capital-actions	—	1	1
Dette à long terme	112	(26)	7
	112	(25)	8
Augmentation (diminution) des éléments de liquidité relative **	(373) \$	12 \$	95 \$

* Les fonds provenant de l'exploitation comprennent le bénéfice avant les frais d'exploration et le coût des travaux préalables à la mise en valeur, redressé en fonction des impôts sur le revenu reportés, des amortissements et des autres postes hors caisse.

** Les éléments de liquidité relative comprennent l'encaisse et les placements à court terme moins les effets à payer à court terme.

Les notes font partie intégrante des présents états.

Les états financiers consolidés ont été approuvés par le conseil d'administration,

C. William Daniel, administrateur

Peter J. G. Bentley, administrateur

Notes afférentes aux états financiers consolidés

1. Pratiques comptables

On trouvera un résumé des principales pratiques comptables de Shell Canada Limitée à la page 27 du présent rapport.

2. Information sectorielle

(en millions de dollars)	Ressources	Produits pétroliers	Produits chimiques	Divers	Total
1981					
Ventes et autres revenus d'exploitation	1 016 \$	3 399 \$	325 \$	11 \$	4 751 \$
Dividendes, intérêts et autres revenus	2	13	—	35	50
Transferts intersectoriels	—	122	—	4	—
Total des revenus	1 018	3 534	325	50	4 801 *
Frais imputés à la fabrication et charges d'exploitation	464	3 232	269	58	3 897 *
Frais d'exploration et coût des travaux préalables à la mise en valeur	193	—	—	—	193
Amortissements et mises au rancart	66	36	11	5	118
Taxe sur les recettes pétrolières et gazières	69	—	—	—	69
Bénéfice (déficit) d'exploitation	226	266	45	(13)	524
Intérêts sur la dette à long terme	—	—	—	34	34
Impôts sur le revenu	137	118	21	(22)	254
Bénéfice	89 \$	148 \$	24 \$	(25)\$	236 \$
Éléments d'actif sectoriels	1 532 \$	1 707 \$	349 \$	190 \$	3 778 \$
Capital investi **	1 391 \$	1 235 \$	327 \$	102 \$	3 055 \$
Dépenses en capital et d'exploration	506 \$	150 \$	33 \$	18 \$	707 \$
1980					
Ventes et autres revenus d'exploitation	931 \$	2 748 \$	267 \$	16 \$	3 962 \$
Dividendes, intérêts et autres revenus	1	8	—	52	61
Transferts intersectoriels	—	95	—	—	—
Total des revenus	932	2 851	267	68	4 023 *
Frais imputés à la fabrication et charges d'exploitation	423	2 481	218	49	3 076 *
Frais d'exploration et coût des travaux préalables à la mise en valeur	169	—	—	—	169
Amortissements et mises au rancart	61	29	11	5	106
Bénéfice d'exploitation	279	341	38	14	672
Intérêts sur la dette à long terme	—	—	—	31	31
Impôts sur le revenu	121	153	17	(5)	286
Bénéfice	158 \$	188 \$	21 \$	(12)\$	355 \$
Éléments d'actif sectoriels	1 278 \$	1 403 \$	290 \$	478 \$	3 449 \$
Capital investi **	1 132 \$	1 070 \$	280 \$	225 \$	2 707 \$
Dépenses en capital et d'exploration	433 \$	71 \$	4 \$	10 \$	518 \$
1979 ***					
Ventes et autres revenus d'exploitation	781 \$	2 389 \$	203 \$	6 \$	3 379 \$
Dividendes, intérêts et autres revenus	—	6	—	41	47
Transferts intersectoriels	—	69	—	—	—
Total des revenus	781	2 464	203	47	3 426 *
Frais imputés à la fabrication et charges d'exploitation	347	2 254	167	26	2 725 *
Frais d'exploration et coût des travaux préalables à la mise en valeur	134	—	—	—	134
Amortissements et mises au rancart	52	23	6	3	84
Bénéfice d'exploitation	248	187	30	18	483
Intérêts sur la dette à long terme	—	—	—	31	31
Impôts sur le revenu	103	77	13	—	193
Bénéfice	145 \$	110 \$	17 \$	(13)\$	259 \$
Éléments d'actif sectoriels	1 041 \$	1 165 \$	275 \$	482 \$	2 963 \$
Capital investi **	933 \$	853 \$	277 \$	357 \$	2 420 \$
Dépenses en capital et d'exploration	313 \$	30 \$	16 \$	7 \$	366 \$

*Après écriture d'élimination des transferts intersectoriels

**Le capital investi est la différence entre les éléments d'actif sectoriels et le passif à court terme.

***Les chiffres de 1979 ont été reclassifiés pour être conformes à la présentation de cette année.

Les activités de Shell Canada s'exercent surtout dans trois secteurs industriels: Ressources, Produits pétroliers et Produits chimiques. Le secteur Ressources comprend les travaux d'exploration et la production de pétrole brut, de gaz naturel, de liquides extraits du gaz naturel, de soufre, de pétrole extrait des sables pétrolifères, de pétroles synthétiques, de charbon et de minerais. Les secteurs Produits pétroliers et Produits chimiques englobent respectivement la fabrication, la distribution et la commercialisation de produits pétroliers raffinés et de produits chimiques. Sont rassemblés sous le titre "Divers" l'encaisse, les valeurs à court terme, les participations dans des pipelines, diverses entreprises de la Société, la dette à long terme, et les installations ainsi que les frais et les revenus non ventilés relevant de la gestion générale de la Société.

Les résultats financiers par secteur industriel présentés à la page 31 de ce rapport sont établis comme si les secteurs étaient des entités distinctes. Les transferts de produits d'un secteur à un autre, qui ont été classés comme revenus du secteur qui a effectué le transfert, sont éliminés du total des revenus de la Société. Ces transferts sont inscrits à la valeur marchande estimative courante.

3. Ventes et autres revenus d'exploitation

Le produit des ventes et les autres revenus d'exploitation sont nets de taxes directes au détail et ne comprennent pas les redevances pétrolières payées en nature à l'Alberta Petroleum Marketing Commission, dont la valeur s'élève à 90 millions (75 millions en 1980; 57 millions en 1979). Avant 1980, ces redevances étaient incluses à la fois dans les revenus et dans les achats. Les chiffres comparatifs de 1979 ont été reclassifiés, sans toutefois influencer sur les résultats, selon la présentation de cette année.

4. Achats de pétrole brut, de produits pétroliers et d'autres marchandises

Le montant des achats de pétrole brut, de produits pétroliers et d'autres marchandises comprend des redevances de 42 millions de dollars (40 millions en 1980; 28 millions en 1979), payées à des concessionnaires privés, ainsi que des redevances et des droits miniers de 234 millions (241 millions en 1980; 196 millions en 1979), payés aux gouvernements.

5. Régime de retraite

Les cotisations de la Société à la caisse de retraite se sont élevées à 23 millions en 1981 (18 millions en 1980; 15 millions en 1979).

La plus récente évaluation actuarielle a été effectuée le 31 décembre 1980. Le tableau qui suit permet de comparer le montant total des prestations accumulées et la valeur de l'actif de la caisse à un taux de rendement actuariel de 8 p. 100.

(en millions de dollars)	31 décembre 1980
Montant actualisé des prestations accumulées	
Droits acquis	194 \$
Droits non acquis	3
	197 \$
Valeur marchande de l'actif de la caisse	250 \$

6. Frais de recherche et de mise en valeur

Des frais de recherche et de mise en valeur s'élevant à 30 millions (25 millions en 1980; 30 millions en 1979) ont été portés aux charges.

7. Frais d'exploration et coût des travaux préalables à la mise en valeur

Exercice terminé le 31 décembre (en millions de dollars)	1981	1980	1979
Pétrole classique et gaz naturel – exploration	131 \$	126 \$	104 \$
Sables pétrolifères – exploitation minière (projet Alsands)	13	10	2
Sables pétrolifères – exploitation in situ	5	4	11
Pétroles lourds	14	—	—
Charbon	15	15	8
Minerais	15	14	9
	193 \$	169 \$	134 \$

8. Impôts sur le revenu

La provision pour impôt sur le revenu indiquée dans les résultats consolidés est obtenue en appliquant au bénéficiaire avant impôts les taux statutaires des impôts fédéral et provinciaux, redressés comme suit:

	% du bénéfice avant impôts	1981	1980	1979
Taux statuaire (moyenne pondérée)		50,0	50,1	48,1
Augmentation (diminution) en fonction des éléments suivants:				
Non-déductibilité des redevances payées à la Couronne et d'autres paiements faits aux provinces		33,8	25,3	27,6
Non-déductibilité de la taxe sur les recettes pétrolières et gazières		7,0	—	—
Dédution relative aux ressources et autres dégrèvements pour compenser partiellement la non-déductibilité des redevances payées à la Couronne		(24,7)	(18,0)	(19,4)
Dédution pour épuisement gagné par des dépenses d'exploration et de mise en valeur		(10,1)	(7,8)	(7,5)
Dédution pour exploration dans des zones nouvelles		—	(0,5)	(1,6)
Encouragement au forage et à la prospection géophysique		—	(1,5)	(2,0)
Allègement relatif aux stocks (compensant partiellement les effets de l'inflation)		(1,9)	(1,0)	(1,3)
Dégrèvement pour frais de fabrication et de transformation		(2,4)	(2,2)	(0,8)
Autres		0,1	0,3	(0,4)
Taux réel de l'impôt imputé sur les résultats		51,8	44,7	42,7

Le montant des impôts sur le revenu comprend des impôts reportés s'élevant à 90 millions en 1981 (30 millions en 1980 et 53 millions en 1979). Ces impôts reportés représentent surtout l'excédent de l'amortissement du coût en capital ainsi que des frais d'exploration et de mise en valeur inclus dans le calcul du revenu imposable par rapport à la dotation aux amortissements dans les livres comptables de la Société.

9. Capital-actions

La Société opère selon la Loi sur les sociétés commerciales canadiennes. Aux termes de cette loi, toutes les catégories

d'actions de la Société sont sans valeur nominale et l'émission en est autorisée en nombre illimité.

Au 31 décembre (en milliers de dollars)

	1981		1980		1979	
	Actions émises	Dividendes	Actions émises	Dividendes	Actions émises	Dividendes
10 000 000 d'actions privilégiées de rang supérieur, de la série A	250 000 \$	22 377 \$	250 000 \$	19 672 \$	250 000 \$	14 464 \$
100 actions privilégiées à 4%	1 000	40	1 000	40	1 000	40
63 930 493 actions ordinaires de la catégorie A (63 924 738 en 1980; 63 880 078 en 1979)	187 509	57 537	187 429	57 528	186 927	45 983
9 087 039 actions ordinaires de la catégorie B	29 107	32 713	29 107	32 713	29 107	26 171
	467 616 \$	112 667 \$	467 536 \$	109 953 \$	467 034 \$	86 658 \$

Actions privilégiées de rang supérieur de la série A

Les détenteurs d'actions privilégiées de rang supérieur de la série A ont droit à des dividendes cumulatifs préférentiels à un taux égal à la moitié du taux préférentiel des banques canadiennes plus 5/8%. Ces actions sont encaissables par anticipation, au gré de leurs détenteurs, le 15 février 1989, au prix de 25 \$ l'action plus les dividendes accumulés et non versés. Ces actions sont rachetables, au gré de la Société, après au moins 60 jours d'avis, à un prix égal à 25 \$ l'action, plus les dividendes accumulés et non versés à la date de rachat.

Actions privilégiées à 4%

Le détenteur des actions privilégiées a droit à des dividendes cumulatifs au taux fixe de 4% par an. La Société peut racheter ces actions privilégiées pour un montant équivalant au capital versé plus les dividendes accumulés.

Actions ordinaires

Le détenteur d'actions ordinaires de la catégorie B a droit, pour chaque action, à un montant quatre fois supérieur à celui versé ou distribué, par voie de dividendes ou autrement, aux détenteurs d'actions ordinaires de la catégorie A.

10. Biens-fonds et installations

Au 31 décembre 1981 (en millions de dollars)	Principaux taux d'amortissement	Coûts	Amortissements accumulés	Valeur comptable nette en 1981	Valeur comptable nette en 1980
Secteur des Ressources:					
Exploration et production	Unité de production	1 433 \$	400 \$	1 033 \$	965 \$
Charbon et minerais	Unité de production	286	15	271	95
Secteur des Produits pétroliers:					
Raffinage	de 4% à 13%	646	294	352	244
Commercialisation et transport	de 4% à 13%	383	182	201	194
Secteur des Produits chimiques					
Divers	de 4% à 13%	262	44	218	197
		68	26	42	24
Total au 31 décembre 1981		3 078 \$	961 \$	2 117 \$	
Total au 31 décembre 1980		2 576 \$	857 \$		1 719 \$

11. Opérations avec des sociétés affiliées

Dans le cours normal de ses opérations commerciales, Shell Canada fait régulièrement affaire, aux prix courants, avec des sociétés affiliées au Groupe Royal Dutch/Shell. Ces opérations sont de peu d'importance par rapport à l'ensemble des activités de la Société.

12. Marges de crédit

Le 2 juillet 1981, la Société a obtenu, auprès de deux banques à charte canadiennes, des marges de crédit de soutien s'élevant au total à 1 milliard de dollars pendant une période minimale de cinq ans. Au 31 décembre 1981, 40 millions de dollars avaient été empruntés en vertu de cet accord. Cette somme a été incluse dans les effets à payer à court terme.

13. Dette à long terme

Au 31 décembre (en millions de dollars)	Échéance	1981	1980
Débetures à 15¾% (100 \$US au 31 décembre 1981)	1991	120 \$	— \$
Débetures à fonds d'amortissement:			
Série F – 5¾%	1983	2	2
1 – 7½% (64 \$US au 31 décembre 1981; 68 \$US au 31 décembre 1980)	1994	68	72
2 – 9¼% (75 \$US au 31 décembre 1981; 75 \$US au 31 décembre 1980)	1996	74	74
Débetures à 9¾%	2003	120	120
Billets à ordre:			
7% (7 000 000 £ au 31 décembre 1981; 9 000 000 £ au 31 décembre 1980)	de 1981 à 1984	13	17
Autres engagements à long terme	dates diverses	23	23
		420	308
Tranche échéant à moins d'un an comprise dans le passif à court terme		6	6
Total		414 \$	302 \$

En ce qui concerne la dette à long terme, qui s'élève à 420 millions de dollars, le montant global des versements nécessaires à la constitution du fonds d'amortissement ou des provisions pour remboursement atteindra 6 millions de dollars en 1982, 11 millions de dollars en 1983, 15 millions de dollars en 1984, 11 millions de dollars en 1985 et 14 millions de dollars en 1986.

Le montant en capital des débetures en devises américaines et des billets à ordre en devises américaines et

sterling qui figure aux états financiers consolidés est exprimé en dollars canadiens et a été converti au taux de change en vigueur lors de la réception des fonds. Le montant en capital global, s'il avait été converti au taux de change en vigueur le 31 décembre 1981, aurait été de 300 millions de dollars, comparativement au montant de 276 millions de dollars qui figure aux états financiers (198 millions de dollars en 1980, comparativement aux 165 millions de dollars figurant aux états financiers).

14. Engagements et passif éventuel

Au 31 décembre 1981, la Société et ses filiales avaient des contrats de location-exploitation non résiliables, pour une période initiale ou restante de un an ou plus, portant sur des stations-service, des bureaux et d'autres installations. Les montants minimaux à payer (sans tenir compte du revenu de location correspondant) en vertu de ces contrats, sont évalués à 28 millions de dollars en 1982, à 27 millions de dollars en 1983, à 24 millions de dollars en 1984, à 22 millions de dollars en 1985, à 18 millions de dollars en 1986 et à 135 millions de dollars par la suite.

Afin de s'assurer un approvisionnement à long terme d'éthylène, la Société a conclu un contrat à clause d'achat minimal prévoyant l'achat de 107 000 tonnes d'éthylène par année. Les livraisons devraient commencer en 1984 et s'échelonner sur 20 ans. Le prix du produit sera déterminé d'après le coût du service. Shell prévoit devoir effectuer des paiements minimaux de 11 millions de dollars en 1984, de 22 millions de dollars en 1985, de 21 millions de dollars en 1986 et de 189 millions de dollars par la suite.

Shell Canada et ses filiales n'avaient pas de dette éventuelle, sauf celle se rapportant à la réclamation faisant l'objet de la note 15, susceptible d'entraîner des pertes qui pourraient modifier considérablement leur situation financière.

15. Événement récent

Le 19 février 1982, une bande d'Indiens et certains particuliers ont intenté une action contre la province de l'Alberta et dix sociétés pétrolières, parmi lesquelles on compte Shell Canada et Ressources Shell Canada. Les demandeurs revendiquent les droits de propriété et de jouissance des ressources naturelles et minières de terres du nord de l'Alberta où se trouvent certaines concessions pétrolières et gazières octroyées par le gouvernement de cette province. Les demandeurs réclament 700 millions de dollars en redevances et paiements non reçus jusqu'à ce jour, 200 millions de dollars en dommages-intérêts, une déclaration selon laquelle ces concessions sont nulles et non avenues, une injonction empêchant les défendeurs de procéder à des travaux d'exploration et d'exploitation dans cette région et réparation des torts. Shell Canada conteste cette réclamation et se défendra devant les tribunaux.

Il est encore impossible de déterminer l'importance de la responsabilité éventuelle. Cependant, à partir d'une étude préliminaire de la réclamation, les avocats consultés par Shell Canada estiment qu'il est peu probable que le bien-fondé de celle-ci puisse être reconnu en ce qui concerne les ressources naturelles et minières concédées aux défendeurs dans la région et les sommes de 700 millions et de 200 millions de dollars réclamées en vertu des droits de jouissance des ressources naturelles et minières.

16. Production de pétrole et de gaz

Frais capitalisés (en millions de dollars)	1981	1980	1979
Acquisition d'intérêts miniers:			
Superficie où se trouvent des réserves prouvées	79 \$	79 \$	71 \$
Superficie où se trouvent des réserves non prouvées	300	270	203
	379	349	274
Biens productifs	868	810	705
Installations de soutien	15	12	8
Constructions en cours	75	56	60
Total	1 337 \$	1 227 \$	1 047 \$
Amortissement accumulé	391 \$	338 \$	291 \$

Frais engagés durant l'exercice (en millions de dollars)	1981	1980	1979
Acquisition d'intérêts miniers	36 \$	78 \$	62 \$
Exploration	143	150	121
Mise en valeur	96	114	96
Production*	213	112	91
Total	488 \$	454 \$	370 \$
Amortissement accumulé	65 \$	59 \$	50 \$

*En 1981, les frais de production comprennent la taxe sur les recettes pétrolières et gazières qui s'est élevée à 69 millions de dollars.

Ces frais représentent les frais engagés dans l'exploration du pétrole classique et du gaz naturel, incluant le pétrole lourd. Toutes les opérations de production sont effectuées au Canada.

Revenu tiré des opérations de production

(en millions de dollars)	1981	1980	1979
Des réserves prouvées forées:			
Ventes à des sociétés non affiliées	977 \$	892 \$	736 \$
Redevances	274	280	222
	703	612	514
Moins: Frais de production	144	112	91
Taxe sur les recettes pétrolières et gazières	69	—	—
Revenu net	490	500	423
Moins: Impôts sur le revenu afférents	259	218	176
Revenu net après impôts	231 \$	282 \$	247 \$

Rapport des vérificateurs

Aux actionnaires de Shell Canada Limitée,
 Nous avons vérifié le bilan consolidé de Shell Canada Limitée aux 31 décembre 1981 et 1980 ainsi que l'état des résultats consolidés, l'état des bénéfices non répartis consolidés et l'état de l'évolution de la situation financière consolidée de chacun des trois exercices de la période terminée le 31 décembre 1981. 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 aux 31 décembre 1981 et 1980, ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour chacun des trois exercices de la période terminée le 31 décembre 1981 selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de manière uniforme.

Price Waterhouse
 Toronto, Ontario, le 19 février 1982

Rétrospective financière des cinq derniers exercices

	1981	1980	1979	1978	1977
État des résultats (en millions de dollars)					
Revenus					
Produits pétroliers	3 336 \$	2 640	2 195	1 762	1 530
Pétrole brut, gaz naturel et produits connexes*	996	965	892	697	620
Produits chimiques	325	267	203	136	113
Autres revenus d'exploitation	94	90	89	71	46
Ventes et autres revenus d'exploitation	4 751	3 962	3 379	2 666	2 309
Dividendes, intérêts et autres revenus	50	61	47	19	25
Total des revenus	4 801	4 023	3 426	2 685	2 334
Charges					
Achats de pétrole brut, de produits pétroliers et d'autres marchandises	2 851	2 235	2 039	1 660	1 390
Frais d'exploitation	580	440	357	312	272
Frais de vente et frais généraux	466	401	329	293	270
Frais d'exploration et coût des travaux préalables à la mise en valeur	193	169	134	96	64
Amortissements et mises au rancart	118	106	84	66	56
Intérêts sur la dette à long terme	34	31	31	28	15
Taxe sur les recettes pétrolières et gazières	69	—	—	—	—
Impôts sur le revenu	254	286	193	80	110
Total des charges	4 565	3 668	3 167	2 535	2 177
Bénéfice de l'exercice	236 \$	355	259	150	157
Évolution de la situation financière (en millions de dollars)					
Fonds autogénérés					
Exploitation	642 \$	664	535	393	344
Vente de propriétés, d'installations et de biens divers	2	13	20	14	15
Revenu de la production de gaz naturel reporté	23	37	24	14	—
	667	714	579	421	359
Fonds engagés					
Dépenses en capital et d'exploration	707	518	366	383	379
Achat de Crows Nest Industries Limited (fonds de roulement non compris)	—	—	—	56	—
Participations, créances à long terme et autres éléments d'actif	32	10	(46)	89	12
Fonds de roulement moins les éléments de liquidité relative	300	39	85	43	54
	1 039	567	405	571	445
Dividendes versés					
Actions privilégiées	23	20	15	—	—
Actions ordinaires	90	90	72	58	56
	1 152	677	492	629	501
Excédent (insuffisance) avant financement provenant de sources extérieures	(485)	37	87	(208)	(142)
Financement provenant de sources extérieures					
Capital-actions	—	1	1	250	—
Dette à long terme	112	(26)	7	139	7
	112	(25)	8	389	7
Augmentation (diminution) des éléments de liquidité relative	(373) \$	12	95	181	(135)

* Les revenus du pétrole brut ont été reclassifiés pour tenir compte de l'exclusion des redevances payées en nature.

Rétrospective financière des cinq derniers exercices

	1981	1980	1979	1978	1977
Situation financière à la clôture de l'exercice (en millions de dollars)					
Encaisse et placements à court terme	38 \$	348	361	241	60
Effets à payer à court terme	(63)	—	(25)	—	—
Autres éléments du fonds de roulement	829	529	490	405	362
Participations, créances à long terme et autres éléments d'actif	134	111	107	158	69
Biens-fonds et installations – valeur nette	2 117	1 719	1 487	1 358	1 095
Capital investi	3 055	2 707	2 420	2 162	1 586
Dette à long terme	414	302	328	321	182
Revenu de la production de gaz naturel reporté	98	75	38	14	—
Impôts sur le revenu reportés	427	337	307	253	172
Avoir des actionnaires à la valeur comptable	2 116 \$	1 993	1 747	1 574	1 232
Résultats par action ordinaire *					
Bénéfice	2,12 \$	3,34	2,42	1,49	1,57
Dividendes versés	0,90 \$	0,90	0,72	0,58	0,56
Fonds provenant de l'exploitation (avant frais d'exploration et coût des travaux préalables à la mise en valeur)	6,18 \$	6,42	5,19	3,93	3,43
Avoir des détenteurs d'actions	18,60 \$	17,37	14,93	13,21	12,29
Actions ordinaires en circulation à la clôture de l'exercice (en millions)	100	100	100	100	100
Actionnaires (nombre à la clôture de l'exercice)	17 563	18 911	16 887	17 370	17 458
Ratios					
Rendement du capital moyen investi	8,8%	14,5%	12,0%	8,8%	11,0%
Bénéfice afférent aux actions ordinaires:					
en % de la moyenne de l'avoir des actionnaires	11,8%	20,7%	17,2%	11,7%	13,3%
en % des revenus	4,4%	8,3%	7,1%	5,6%	6,7%
Dividendes sur les actions ordinaires en % du bénéfice afférent aux actions ordinaires	42,5%	26,9%	29,7%	38,8%	35,6%
Actif à court terme/passif à court terme	2,1	2,2	2,5	2,3	2,0
Dette à long terme en % du capital investi	13,6%	11,2%	13,6%	14,8%	11,5%
Personnel					
Salaires et charges sociales (en millions de dollars)	332	269	226	200	177
Employés (nombre à la clôture de l'exercice)	8 822	8 045	7 801	7 750	6 972
Capital investi par employé (en milliers de dollars)	346	336	310	279	228

*Équivalence en actions ordinaires de la catégorie A calculée en tenant compte du fait que, pour chaque action, le détenteur des actions ordinaires de la catégorie B a droit à quatre fois le montant payé ou distribué aux

détenteurs des actions ordinaires de la catégorie A. Pour calculer les fonds provenant de l'exploitation et le bénéfice par action ordinaire, on a utilisé la moyenne mensuelle pondérée de l'équivalence en actions de la catégorie A.

Renseignements additionnels – produits (non vérifiés)

	1981	1980	1979	1978	1977
Arrivages de pétrole brut, capacité de raffinage et utilisation (milliers de mètres cubes par jour):					
Arrivages de pétrole brut aux unités de distillation	38,6	44,4	44,7	41,9	42,5
Capacité nominale de raffinage à la clôture de l'exercice	47,2	47,0	47,0	47,0	47,0
Pourcentage de la capacité nominale de raffinage	82%	94%	95%	89%	91%
Ventes de produits pétroliers (milliers de mètres cubes par jour):					
Essences	17,2	18,3	18,9	18,3	17,5
Distillats moyens	13,3	15,1	16,5	15,4	15,3
Lubrifiants, asphaltes, mazout lourd et graisses	6,6	7,0	7,8	7,1	7,3
Total	37,1	40,4	43,2	40,8	40,1
Ventes de produits pétroliers (en millions de dollars):					
Essences	1 665 \$	1 248 \$	1 018 \$	845 \$	724 \$
Distillats moyens	1 170	968	797	635	559
Lubrifiants, asphaltes, mazout lourd et graisses	501	424	380	282	247
Total	3 336 \$	2 640 \$	2 195 \$	1 762 \$	1 530 \$
Ventes de produits chimiques:					
Tonnes par jour	1 413	1 407	1 296	1 072	962
Millions de dollars par an	325 \$	267 \$	203 \$	136 \$	113 \$
Postes de vente au détail (nombre à la clôture de l'exercice)	3 628	3 626	3 754	3 880	3 982

Renseignements additionnels – pétrole et gaz (non vérifiés)

Terrains et fonds marins en réserve au 31 décembre 1981 (en milliers d'hectares)	Réserves et permis de recherche		Concessions	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Au large de la côte est:				
Nouvelle-Écosse	3 895	1 869	579	155
Terre-Neuve	2 252	633	—	—
Baie de Baffin et détroit de Davis	1 514	1 514	—	—
Territoires du Nord-Ouest et Yukon:				
Delta du Mackenzie	28	4	226	104
Autres	—	—	73	60
Au large de la côte ouest	5 598	2 642	—	—
Sur terre dans les provinces	1 272	880	2 223	1 391
Pétroles synthétiques:				
Pétrole lourd	30	30	84	44
Sables pétrolifères – exploitation minière	—	—	20	10
– exploitation in situ	—	—	121	61
	14 589	7 572	3 326	1 825

Les permis de recherche, y compris ceux qui se trouvent sur les réserves de la Couronne sont octroyés par le gouvernement du Canada ou les provinces soit sur présentation d'une demande, soit par adjudication, et ils confèrent au titulaire le droit d'effectuer des travaux d'exploration du pétrole brut, du gaz naturel et du soufre, et d'obtenir des concessions proportionnelles aux terrains explorés. Le titulaire est généralement tenu de faire des versements en espèces ou d'entreprendre certains travaux pour conserver ces droits. Les superficies détenues en vertu de permis de la Couronne n'ont pas été

réduites pour tenir compte du fait qu'une partie seulement peut faire l'objet de concessions.

Les concessions accordent au titulaire le droit d'extraire le pétrole brut et le gaz naturel des terrains, à condition d'assumer tous les frais de mise en valeur et d'exploitation. Le titulaire peut ensuite disposer de sa production en payant une redevance fixe et/ou proportionnelle retenue.

Les superficies brutes comprennent celles où d'autres sociétés ont des intérêts et les nettes, les terrains détenus exclusivement par Shell.

Forages d'exploration et de développement (pétrole classique et gaz)

Exercice terminé le 31 décembre	1981		1980*		1979	
	Brut	Net	Brut	Net	Brut	Net
Nombre de puits**						
Exploration:						
Pétrole	3	1	1	1	1	—
Gaz naturel	10	4	14	10	12	11
Secs	33	29	52	45	48	40
Total	46	34	67	56	61	51
Développement:						
Pétrole	10	7	28	18	17	12
Gaz naturel	5	4	14	11	11	9
Secs	5	4	11	7	10	8
Total	20	15	53	36	38	29

Les chiffres bruts se rapportent aux puits dans lesquels Shell Canada détient une participation directe.

Les chiffres nets sont obtenus en multipliant les chiffres bruts par les pourcentages de participation directe de Shell Canada arrondis à l'entier le plus près.

*Chiffres reclassifiés **Ne comprend pas les puits de pétrole lourd.

Au 31 décembre 1981, Shell détenait une participation dans 29 puits, ce qui représentait un chiffre net de 21 puits.

Réserves (Réserves estimatives prouvées nettes)

L'évaluation des quantités en réserve est un calcul difficile. Même s'ils se fondent sur de solides principes de géologie et d'ingénierie, les résultats n'en demeurent pas moins des estimations qui dépendent de quelle manière on interprète les données sur les réservoirs. Les quantités estimatives

peuvent être réajustées en hausse ou en baisse à la lumière de renseignements additionnels sur les gisements en production et les techniques d'extraction ou en fonction de l'évolution de la conjoncture économique et des conditions d'exploitation. Toutes les réserves se trouvent au Canada.

	Pétrole brut et liquides extraits du gaz naturel			Gaz naturel			Soufre		
	(en millions de mètres cubes)			(en milliards de mètres cubes)			(en millions de tonnes)		
	1981	1980	1979	1981	1980	1979	1981	1980	1979
Réserves prouvées nettes:*									
Au début de l'année	30,8	34,0	36,8	80,5	94,0	103,0	20,0	24,4	22,8
Réajustements d'estimations antérieures**	2,2	(1,1)	(0,1)	2,0	(11,2)	(7,9)	1,1	(3,7)	(0,4)
Extensions, découvertes et autres additions***	—	0,5	—	0,5	1,4	3,4	0,5	0,3	3,0
Production	(2,3)	(2,6)	(2,7)	(4,0)	(3,7)	(4,5)	(1,3)	(1,0)	(1,0)
À la fin de l'année	30,7	30,8	34,0	79,0	80,5	94,0	20,3	20,0	24,4
Réserves prouvées forées nettes (ne comprennent pas les réserves prouvées non forées nettes incluses dans les réserves prouvées nettes ci-dessus):									
Au début de l'année	27,0	31,6	34,0	60,2	74,0	78,0	16,0	20,0	22,8
À la fin de l'année	27,6	27,0	31,6	62,3	60,2	74,0	16,3	16,0	20,0
Réserves prouvées brutes à la fin de l'année	44,6	44,7	50,7	115,7	122,6	137,8	23,0	23,1	27,9

* Réserves estimatives après déduction des droits de redevances revenant à d'autres parties

"Réserves prouvées" – Les quantités estimatives de pétrole brut, de liquides extraits du gaz naturel, de gaz naturel et de soufre qu'on prévoit pouvoir extraire des réservoirs connus d'après les données géologiques et techniques dont on dispose. Ces estimations valent dans les conditions économiques et d'exploitation (prix, coûts, redevances et impôts) du moment et elles ne comprennent que les volumes de gaz naturel qui ont fait l'objet d'un contrat.

"Réserves prouvées forées" – Les réserves qu'on prévoit pouvoir extraire de puits déjà forés, avec l'équipement et par les méthodes déjà utilisés, et qu'il serait rentable d'extraire aux conditions présentes de prix, de coûts, de redevances et d'impôts.

"Réserves prouvées non forées" – Les réserves qu'on prévoit pouvoir extraire de nouveaux puits sur des périmètres où aucun forage n'a encore été

effectué, mais se trouvant près d'un périmètre productif, ou qu'on prévoit pouvoir extraire de puits existants à condition de faire de nouvelles dépenses.

"Réserves prouvées brutes" – Les réserves estimatives avant déduction des droits de redevances revenant à d'autres parties.

** Les réajustements à la hausse des réserves de pétrole en 1981 tiennent compte d'un taux d'extraction plus élevé rendu possible par l'injection d'eau dans le champ de Virginia Hills-Belloy. Les réajustements à la hausse des réserves de gaz en 1981 portent sur le champ de Limestone. Les réajustements à la baisse de 1980 et 1979 étaient dus aux résultats d'une analyse de l'évolution de la production, des exigences en gaz combustible, de la conjoncture économique, des forages de délimitation et d'une évaluation des réserves contenues dans les petits réservoirs.

*** Les réajustements à la hausse des réserves de gaz en 1981 sont le résultat des nouveaux forages dans le champ de Moose Mountain.

Réserves possibles de pétrole brut synthétique dans les sables pétrolifères (en millions de mètres cubes)

	1981	1980	1979
Extraction minière (Athabasca)	300	300	300
Extraction in situ (Peace River et Athabasca)****	500-800	500-800	500-800

**** La production de ces réserves dépend de la mise au point de méthodes d'extraction économiques.

Production

	Pétrole brut et liquides extraits du gaz naturel		Gaz naturel		Soufre
	Brute*	Nette**	Brute*	Nette**	Brute*
	(en milliers de mètres cubes par jour)		(en millions de mètres cubes par jour)		(en milliers de tonnes par jour)
1981	10,0	6,3	16,4	10,9	3,4
1980	11,3	7,1	16,3	10,2	3,4
1979	12,1	7,4	18,0	12,3	3,5
1978	10,5	6,5	17,0	11,7	3,2
1977	11,0	6,9	17,9	12,2	3,2

*La production brute comprend toute la production correspondant aux intérêts de Shell.

**On calcule la production nette en déduisant de la production brute les redevances dérogatoires et la part des propriétaires des droits miniers et/ou des gouvernements.

Renseignements sur le revenu net futur

Fondés sur les principes établis par la "Securities and Exchange Commission" des États-Unis, ces renseignements doivent être interprétés avec beaucoup de circonspection pour les raisons qui suivent:

1. Les fonds autogénérés réels futurs différeront du revenu net estimatif futur en ce que:
 - a) les fonds autogénérés futurs proviendront non seulement des réserves prouvées, mais aussi des réserves probables et possibles qui pourront devenir des réserves prouvées;
 - b) ce sont les frais et les prix futurs, et non ceux de l'exercice, qui entreront en ligne de compte; et

- c) le contexte économique, les conditions d'exploitation ainsi que la réglementation futurs peuvent changer.
2. L'augmentation de la valeur actualisée ne constitue pas des fonds que la Société peut utiliser. Les fonds autogénérés réels seront réalisés au cours de la durée de production des réserves.
 3. En période de hausse des prix, ce sont les changements du prix du pétrole et du gaz naturel survenant au cours d'un exercice qui influent davantage sur l'augmentation de la valeur actualisée pendant cet exercice.

Compte tenu de ces restrictions, les valeurs apparaissant plus bas ne peuvent être considérées comme celles du secteur des ressources pétrolières et gazières de la Société.

Revenu net futur estimatif

Le revenu net futur estimatif indiqué ci-dessous a été calculé en appliquant les prix actuels du pétrole, du gaz naturel et du soufre à la production future des réserves prouvées – estimée

selon les calendriers de production –, et en déduisant les dépenses futures (d'après les coûts de l'exercice) qu'exigeront la mise en valeur et l'exploitation des réserves prouvées.

(en millions de dollars)	Réserves prouvées forées et non forées	Réserves prouvées forées
1982	499 \$	514 \$
1983	558	565
1984	591	582
Années suivantes	7 279	5 727
	8 927	7 388
Impôts sur le revenu futurs estimatifs	4 722	3 908
Revenu net futur estimatif après impôts au 31 décembre 1981	4 205 \$	3 480 \$
Revenu net futur estimatif après impôts au 31 décembre 1980	5 114 \$	3 942 \$

Valeur actualisée du revenu net futur

La valeur actualisée du revenu net futur estimatif (calculée en utilisant un facteur d'actualisation de 10 p. 100 et avant impôts) au 31 décembre est indiquée ci-dessous:

(en millions de dollars)	1981	1980	1979
Réserves prouvées forées et non forées	4 143 \$	4 424 \$	3 849 \$
Réserves prouvées forées	3 723 \$	3 807 \$	3 592 \$

Changements de la valeur actualisée du revenu net futur estimatif

(en millions de dollars)	Avant impôts sur le revenu estimatifs		
	1981	1980	1979
Augmentations:			
Réserves ajoutées durant l'exercice	128 \$	40 \$	61 \$
Réajustements des réserves ajoutées durant les exercices précédents:			
En raison de changements dans les prix et les coûts	504	1 046	859
En raison de la taxe sur les recettes pétrolières et gazières	(639)	—	—
Autres raisons	(322)	(510)	(57)
Effet de l'actualisation annuelle (10% de la valeur actualisée à la clôture de l'exercice précédent)	442	385	301
Dépenses qui ont réduit les frais de mise en valeur futurs estimatifs	96	114	96
Augmentation totale de la valeur actualisée	209	1 075	1 260
Diminutions:			
Ventes de pétrole, de gaz naturel et de soufre	490	500	423
Diminution totale de la valeur actualisée	490	500	423
Augmentation (diminution) nette pour l'exercice	(281)	575	837
Plus: Valeur actualisée à l'ouverture de l'exercice	4 424	3 849	3 012
Valeur actualisée à la clôture de l'exercice	4 143 \$	4 424 \$	3 849 \$

(en millions de dollars)	Après impôts sur le revenu estimatifs		
	1981	1980	1979
Valeur actualisée à l'ouverture de l'exercice	2 492 \$	2 248 \$	1 759 \$
Valeur actualisée à la clôture de l'exercice	1 951	2 492	2 248
Augmentation (diminution) nette pour l'exercice	(541) \$	244 \$	489 \$

"Réserves ajoutées durant l'exercice": la valeur actualisée des réserves devenues prouvées durant l'exercice et des extensions faites aux réserves prouvées découvertes antérieurement.

"Réajustements des réserves ajoutées durant les exercices précédents en raison de changements dans les prix et les coûts": le changement de la valeur actualisée des réserves prouvées, entre la clôture de l'exercice précédent et la clôture du présent exercice, attribuable à des changements dans les prix de vente et les frais de production.

"Réajustements des réserves ajoutées durant les exercices précédents - Autres raisons": le changement de la valeur actualisée des réserves prouvées, entre la clôture de l'exercice précédent et la clôture du présent exercice, attribuable surtout à des changements dans les réserves estimatives, les calendriers de production et les frais de mise en valeur.

"Effet de l'actualisation annuelle": le changement de la valeur actualisée attribuable au fait que les fonds autogénérés se sont rapprochés de un an de leur réalisation.

"Ventes de pétrole, de gaz naturel et de soufre": les revenus nets des ventes moins les frais de production de l'exercice.

Comptabilisation des effets de l'inflation

Shell Canada rend compte des effets de l'inflation en ayant recours à la comptabilité indexée sur le niveau général des prix ou comptabilité en dollars constants depuis 1974. La Société est d'avis que cette méthode reflète bien les variations de l'indice général des prix.

L'Institut Canadien des Comptables Agréés a proposé une nouvelle méthode au début de 1980. Révisée récemment, celle-ci vise à montrer les répercussions de certaines variations de prix sur les états financiers. Tant qu'une norme définitive n'aura pas été établie, Shell Canada continuera de tenir compte des effets de l'inflation au moyen de la comptabilité

indexée sur le niveau général des prix.

Le tableau qui suit expose les corrections effectuées pour tenir compte de l'écart entre le bénéfice déclaré dans les états financiers consolidés, établis sur la base de la valeur d'origine, et le bénéfice redressé, pour tenir compte des variations du pouvoir général d'achat de l'argent. Comme pour les exercices précédents, les chiffres redressés en fonction du pouvoir d'achat ont été calculés au moyen de l'indice implicite de dégonflement des prix de la dépense nationale brute, conformément à la note d'orientation publiée par l'Institut Canadien des Comptables Agréés.

Exercice terminé le 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	1981	1980	1979
Bénéfice (selon les états financiers établis à la valeur d'origine)	236 \$	355 \$	259 \$
Redressements en fonction de l'indice général des prix			
Stocks (élimination des gains inflationnistes du montant des profits réalisés sur la vente des stocks)	(66)	(51)	(49)
Amortissements (redressement fondé sur le coût augmenté des immobilisations, établi en termes du pouvoir d'achat à la fin de l'exercice)	(99)	(80)	(66)
Gain du pouvoir d'achat général (résultant de la détention d'éléments de postes à valeur vénale fixe* pendant l'exercice)	40	16	21
Ventes, achats et autres charges** (revenus et frais engagés dans le courant de l'exercice, redressés en fonction du pouvoir d'achat général à la fin de l'exercice)	4	6	11
	(121)	(109)	(83)
	115	246	176
Redressement pour transformer en dollars de 1981 le bénéfice de 1980 et de 1979	—	24	39
Bénéfice redressé en fonction de l'indice général des prix	115 \$	270 \$	215 \$
Par action ordinaire de la catégorie A (en fonction du pouvoir d'achat général de l'argent à la fin de 1981)	0,90 \$	2,47 \$	1,95 \$

* Les postes à valeur vénale fixe comprennent principalement l'encaisse, les créances, le passif à court terme et la dette à long terme.

** Les impôts sur le revenu sont calculés à partir des montants figurant aux états financiers établis à la valeur d'origine.

Sommaire des cinq derniers exercices	1981	1980	1979	1978	1977
Bénéfice (selon les états financiers établis à la valeur d'origine)	236 \$	355	259	150	157
Bénéfice redressé en fonction de l'indice général des prix (en termes de pouvoir d'achat de 1981)	115 \$	270	215	131	122
Bénéfice en pourcentage du capital investi (en termes de pouvoir d'achat général)	3,2%	7,2%	6,4%	4,5%	4,5%
Évolution du pouvoir d'achat du dollar canadien (l'équivalent au 1 ^{er} janvier de chaque exercice de 1 \$ au 31 décembre 1981)	0,91 \$	0,82	0,74	0,70	0,64

Rapport des vérificateurs sur la comptabilisation des effets de l'inflation

Aux actionnaires de Shell Canada Limitée,

En qualité de vérificateurs de Shell Canada Limitée, nous avons vérifié son bilan consolidé aux 31 décembre 1981 et 1980 ainsi que l'état des résultats consolidés, l'état des bénéfices non répartis consolidés et l'état de l'évolution de la situation financière consolidée de chacun des trois exercices de la période terminée le 31 décembre 1981, et nous avons fait rapport aux actionnaires sur ces documents le 19 février 1982. Dans le cadre de notre vérification, nous avons également vérifié les données supplémentaires concernant la comptabilisation des effets de l'inflation qui présentent sous forme de résumé les résultats des trois exercices de la période

terminée le 31 décembre 1981, redressés en fonction du pouvoir d'achat de l'argent à cette date.

À notre avis, les données supplémentaires concernant la comptabilisation des effets de l'inflation pour chacun des trois exercices de la période terminée le 31 décembre 1981 ont été préparés correctement, de manière uniforme et en accord avec la note d'orientation publiée en décembre 1974 par l'Institut Canadien des Comptables Agréés.

Price Waterhouse
Toronto, Ontario, le 19 février 1982

Renseignements destinés aux investisseurs

Shell Canada Limitée
(société constituée en vertu des lois canadiennes)
505 University Avenue, Toronto, Ontario M5G 1X4

Informations financières et boursières par trimestre

1981	Trimestre				Total
	1er	2e	3e	4e	
Bénéfice (en millions de dollars)	89 \$	74 \$	47 \$	26 \$	236 \$
Bénéfice par action	0,84 \$	0,68 \$	0,40 \$	0,20 \$	2,12 \$
Cours des actions (en dollars) (a)					
Haut	27 ⁷ / ₈	28 ⁷ / ₈	28	22 ¹ / ₈	28 ⁷ / ₈
Bas	24	24 ³ / ₄	17 ¹ / ₄	18 ³ / ₄	17 ¹ / ₄
Volume des transactions (milliers) (b)					
	1 835	2 250	1 942	1 264	7 291

1980	Trimestre				Total
	1er	2e	3e	4e	
Bénéfice (en millions de dollars)	89 \$	92 \$	86 \$	88 \$	355 \$
Bénéfice par action	0,84 \$	0,87 \$	0,80 \$	0,83 \$	3,34 \$
Cours des actions (en dollars) (a)					
Haut	41 ¹ / ₂	35 ³ / ₄	36 ⁵ / ₈	35	41 ¹ / ₂
Bas	28 ³ / ₄	27 ⁷ / ₈	28 ³ / ₄	23 ¹ / ₄	23 ¹ / ₄
Volume des transactions (milliers) (b)					
	4 335	2 506	3 017	3 382	13 240

a) À la Bourse de Toronto

b) À toutes les Bourses. Les chiffres relatifs à 1980 ont été reclassifiés.

Droit de vote, participation dans la Société et principales filiales de Shell Canada Limitée

(au 31 décembre 1981)

Droit de vote

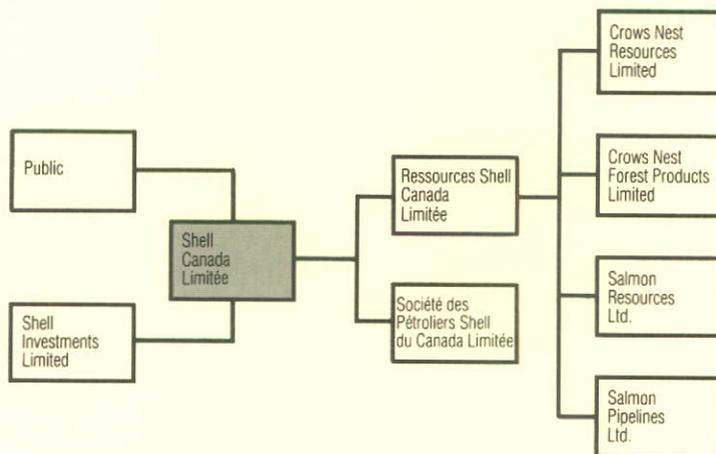
Au total, 21,3 millions d'actions ordinaires de la catégorie A, représentant 29 p. 100 du droit de vote dans Shell Canada Limitée, peuvent être négociées aux Bourses de Montréal, de Toronto, de l'Alberta et de Vancouver.

Environ 67 p. 100 des actions de la catégorie A et toutes celles de la catégorie B appartiennent à Shell Investments Limited, qui détient ainsi 71 p. 100 du droit de vote.

Participation dans la Société

La participation du public dans la Société se situe à 21 p. 100, alors que celle de Shell Investments est de 79 p. 100.

Shell Investments est une société canadienne, filiale en propriété exclusive de Shell Petroleum N.V. des Pays-Bas, laquelle appartient à 40 p. 100 à The "Shell" Transport and Trading Company, Limited du Royaume-Uni et à 60 p. 100 à Royal Dutch Petroleum Company des Pays-Bas.



Agent de transfert et préposé aux registres des actionnaires

La Compagnie du Trust National Limitée, dont les bureaux sont situés à Montréal, Toronto, Winnipeg, Calgary, Vancouver, et son agent à Halifax (La Compagnie de Fiducie Canada Permanent)

Les actionnaires sont priés de communiquer à l'agent de transfert tout changement d'adresse ou toute demande de renseignements se rapportant aux actions et aux dividendes.

Cotation en Bourse

Les actions ordinaires de la catégorie A de Shell Canada Limitée sont inscrites aux Bourses de Montréal, de Toronto, de l'Alberta et de Vancouver. Le sigle de cotation est SHC.

Renseignements aux investisseurs

Les investisseurs peuvent obtenir des renseignements qui leur

permettront d'évaluer les opérations et les résultats de la Société en s'adressant au trésorier adjoint, Shell Canada Limitée, 505 University Avenue, Toronto, Ontario, M5G 1X4.

Assemblée annuelle

L'assemblée annuelle des actionnaires aura lieu à 11 h, le mercredi 28 avril 1982, dans le salon Harbour de l'hôtel Harbour Castle Hilton, à Toronto.

Facteurs de conversion approximatifs

1 mètre cube de liquide	= 6,29 barils
1 mètre cube de gaz	= 35,3 pieds cubes
1 tonne	= 2 205 livres ou 0,984 tonne forte
1 kilomètre	= 0,621 mille
1 hectare	= 2,47 acres
1 litre	= 0,22 gallon



Shell Canada Limitée