

C

HOWARD ROSS LIBRARY
OF MANAGEMENT
MAY
McGILL UNIVERSITY

Petro-Canada

Petro-Canada

Petro-Canada

Petro-Canada

Petro-Canada

ANNUAL REPORT 1979

Board of Directors

Wilbert H. Hopper
Chairman of the Board
and Chief Executive Officer,
Petro-Canada
Calgary

Donald S. Harvie
Deputy Chairman of the Board,
Petro-Canada
Chairman,
The Devonian Group of
Charitable Foundations,
Calgary

Hon. John B. Aird, O.C., Q.C.
Senior Partner,
Aird and Berlis,
Toronto
(term completed Dec. 9, 1979)

Marshall A. Cohen
Deputy Minister,
Industry Trade and Commerce,
Ottawa

J. Claude Hébert
Business Consultant,
Montreal

William C. Hood
Economic Counsellor and
Director of the IMF
Research Department,
Ottawa
(resigned Aug. 24, 1979)

Andrew Janisch
President and Chief
Operating Officer,
Petro-Canada,
Calgary

Arthur Kroeger
Deputy Minister,
Transport,
Ottawa
(resigned Oct. 1, 1979)

David McD. Mann
Partner,
Cox, Downie, Nunn and Goodfellow,
Halifax

Thomas K. Shoyama
Ottawa
(resigned Sept. 30, 1979)

Ian A. Stewart
Deputy Minister,
Energy, Mines and Resources,
Ottawa

Donald G. Willmot
Chairman of the Board,
The Molson Companies Limited,
Toronto
(resigned Nov. 23, 1979)

Officers

Bill Hopper
Chairman of the Board and
Chief Executive Officer

Andy Janisch
President and Chief
Operating Officer

Joel Bell
Senior Vice-President,
Finance and Planning

Sam Stewart
Senior Vice-President,
Athabasca Development

Don Wolcott
Senior Vice-President,
Petroleum Products and
Development

Bob Meneley
Group Vice-President,
Exploration

Glenn Sundstrom
Group Vice-President,
Marketing and
Manufacturing

Fred Grant
Treasurer

Steve Lathrop
Vice-President,
Manufacturing

Bill Morrow
Controller

David O'Brien
Vice-President and General
Counsel

Jim Scott
Vice-President,
Exploration — International

Jim Scurr
Vice-President,
Human Resources and Corporate
Administration

Sid Smith
Vice-President,
Exploration — Western Canada

Jim Stanford
Vice-President,
Production

Head Office

P.O. Box 2844
Calgary, Alberta
T2P 2M7
403-232-8000
Telex: 03825753

Ottawa Office
350 Sparks Street
Suite 306
Ottawa, Ontario
K1R 7S8
613-238-8951
Telex: 0534135

Major Subsidiary
Petro-Canada Exploration Inc.

Auditors

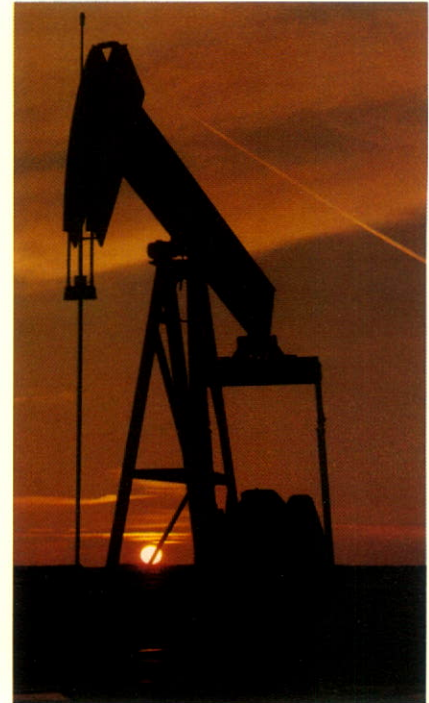
Peat, Marwick, Mitchell & Co.
Calgary, Alberta
Canada

The Year in Review

Events in 1979 continued to emphasize energy as a matter of importance both in Canada and world-wide. Rapidly changing international events, such as those in Iran, emphasized the great uncertainty of continued oil supplies from the Middle East. International oil prices rose substantially in 1979. Official government prices of crude oil by OPEC member states increased more rapidly than at any time since 1973 and spot market prices were as much as \$95 per cubic metre higher than official prices. The governments of the key Western industrialized countries reaffirmed again at the Tokyo summit and at the Ministerial meetings of the International Energy Agency a determination to reduce their dependence on imported crude oil.

Energy matters dominated events in Canada as well. The newly-elected Government put forward a goal of self-sufficiency in oil by 1990 and other political parties also emphasized the need to increase domestic oil supplies and to reduce foreign crude oil requirements. Energy issues continued to be an active public policy issue through the year and into the 1980 federal election. A major issue on which debate was focused was the future of oil and gas pricing arrangements.

Petro-Canada was a subject of much discussion in this overall energy debate and faced a period of considerable uncertainty as to its mandate and future. The election of the Government on May 22 brought with it a commitment on the part of the Government to review the existing role and mandate of Petro-Canada and its relationship as a Government agency to its sole shareholder — the Government of Canada. In the first months of the new Government an internal review examined the future role for the Corporation. On September 7, the Government of Canada announced the creation of a Task Force to examine and propose a method of privatizing the Corporation. On October 16 the Task Force presented its recommendations to the Government. The most important recommendations were to keep the Corporation intact and to distribute the Government's investment in Petro-Canada to the public to make them direct equity shareholders.



Sunset on a prairie pumpjack.



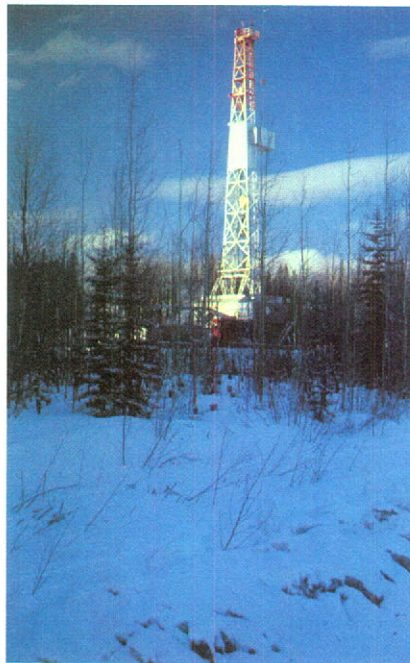
Zapata Uglund rig is being used to drill the Ben Nevis well.



Ice berg studies in the north are part of the Corporation's environmental studies.

On December 20 Prime Minister Clark announced a proposal for restructuring Petro-Canada. Petro-Canada would remain intact as a corporation, some of its shares would be distributed free to the public, some made available for purchase by Canadians and some retained by the Government. The Corporate goals of this restructured Petro-Canada would be guided by traditional commercial criteria.

On February 18, 1980, Canadians elected a Liberal Government that has declared itself determined to maintain and strengthen Petro-Canada as an instrument of public policy.



Rig on location in Brazeau field.



An extensive drilling program was carried out in Western Canada.

While the review by the Government in 1979 caused considerable uncertainty among the board, management and staff, there was a continuing commitment by the Corporation to assist the Government in its deliberations regarding Petro-Canada. Despite the uncertainty of the period, Petro-Canada continued to actively fulfill its statutory mandate and to move its projects and activities ahead. As well, it remained prepared to fulfill whatever purpose might be required of it by the Government and Parliament of Canada.

The most positive significant events in the Canadian oil and gas industry were the results of frontier exploration in 1979. In retrospect, 1979 may well be considered a turning point in Canadian frontier exploration. Two potentially significant oil discoveries were made — the first by Dome Petroleum Ltd. at Dome et al Kopanoar in the Beaufort Sea and the second, in which Petro-Canada has a 25% interest, at Hibernia, off Newfoundland. Both of these discoveries will require further drilling to establish the extent of the reserves.

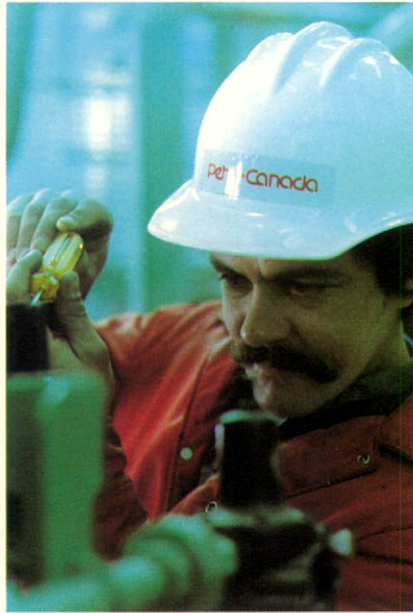
Near Hibernia further exploratory and delineation drilling, already in progress, has already advanced the understanding of the significance of this discovery. If the reserves discovered are of commercial magnitude, the capability of year-round operations at Hibernia will likely permit this area to produce the first Canadian frontier oil to reach market.



Gulftide offshore rig was used off the east coast to drill Venture D-23.

The picture also brightened for frontier gas. Gas discoveries at Whitefish in the Arctic Islands, a successful gas delineation test at Bjarni on the Labrador coast and the wildcat gas discovery at Venture offshore Nova Scotia, make possible the eventual addition of a large volume of gas to Canada's reserves. In addition, success has been indicated at two other wells off the Labrador coast which will be tested during the 1980 drilling season.

Petro-Canada has been an active participant in all of the frontier discoveries made in 1979 with the exception of Kopanoar.



Employees are Petro-Canada's key resource.

The purchase of Pacific Petroleum was completed in 1979. An offer to purchase the remaining 48.4% of the shares of Pacific, circulated in spring, 1979, was accepted by remaining shareholders of the outstanding shares. Pacific's operations were completely merged with those of Petro-Canada during the past year. It is a tribute to all employees that this amalgamation has been accomplished so successfully.

During 1979, the Corporation continued to develop its oil and gas production in Western Canada and to actively explore for new sources of conventional oil and gas in the area. In addition, it continued to pursue its many diverse research and field pilot activities in the oil sand and heavy oil areas of Alberta and Saskatchewan. Construction of a major ethane extraction facility at Empress, Alberta was completed in 1979.

In 1980, Petro-Canada will maintain its high level of capital investment. In late 1979, the Government of Canada approved its 1980 capital budget calling for \$435 million in capital expenditures. Of this, \$115 million has been allocated for frontier exploration and \$104 million for western Canada exploration — indicative of the high level of exploration activity to which Petro-Canada is committed. A further \$106 million has been budgeted for capital expenditures related to development of conventional light oil and gas production, reflecting Petro-Canada's position as a major Canadian oil and gas producer. The remaining funds will be dedicated to foreign exploration activity; oil sands, heavy oil and coal development; transportation systems and the manufacturing and marketing of petroleum products.

Construction of Petro-Canada's \$10 million research and development centre near the University of Calgary continued in 1979. Completion is expected in Spring 1980.

Petro-Canada has continued to apply a high standard of attention to environmental and social concerns as an integral part of its many activities.

Exploration

Petro-Canada's exploration program was the major success story of the Corporation in 1979. A major goal of Petro-Canada since its formation has been to explore Canada's frontiers. It is a goal the Corporation has pursued vigorously. Petro-Canada has been involved in 60 of 114 frontier wells drilled since 1976, a participation rate better than any other oil and gas company operating in Canada. It has, in those four years, spent \$246.6 million or about 60% of its exploration budget on frontier exploration — about 12% of the industry total. Expenditures in 1979 were \$64.0 million. At December 31, 1979, it will have earned 120 000 square kilometres from a gross land spread of about 419 000 square kilometres (see acreage summary chart).

During 1979, Petro-Canada participated in six successful discoveries in Canada's frontier regions. In Western Canada, the Corporation conducted a major exploration program of its lands as well as adding to its exploration acreage. Total expenditures of \$115.9 million were incurred primarily in the central Alberta/northeastern B.C. gas plays, the West Pembina area, and in the Lloydminster area of Alberta and Saskatchewan.

In 1979 the Corporation obtained over 172 000 kilometres of seismic data in Canada and internationally to develop a greater knowledge of potential exploration targets.

Offshore Nova Scotia

The first success of the 1979 exploration year was the discovery of gas at Venture D-23. The well was part of a multi-well farmin by Petro-Canada and Kaiser Resources Inc. on 5 000 square kilometres of leases near Sable Island held by Mobil Oil Canada Ltd. and its partners. Petro-Canada paid 75% of the \$55 million cost of the program to earn 30% of the rights in the leases. The Venture D-23 well flowed gas from three separate zones in quantities sufficient to encourage participants that gas could be found in commercial quantities. Of the other four wells in the program, one was a significant delineation well (Thebaud I-94), two were wildcats with minor shows of gas (Migrant N-20 and Cohasset L-97), and one was unsuccessful (Cohasset P-42).

In the summer of 1979, a significant follow-up seismic program was undertaken by the partners to gather information for a 1980 program. At year-end, a jack-up rig had been contracted to resume drilling by mid-1980 in order to further delineate the 1979 discoveries.

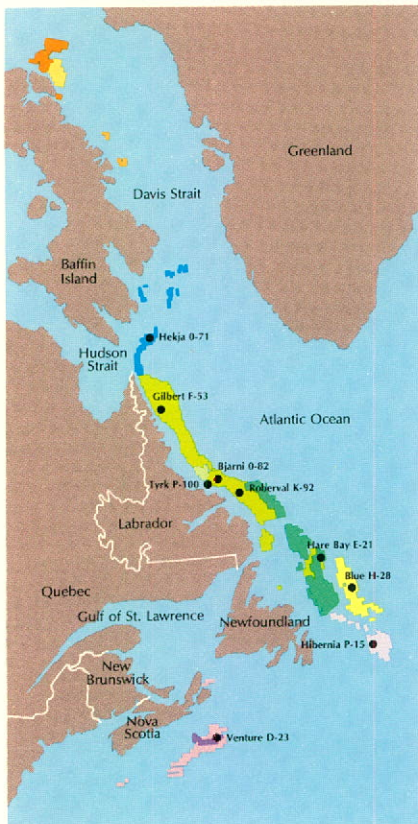
Newfoundland/ Labrador

The industry exploration program during 1979 saw drilling on 10 wells and the unprecedented total industry expenditure of over a quarter of a billion dollars. Petro-Canada was involved in 9 of these 10 wells.

Petro-Canada's participation in a major farmin program in the Labrador group, operated by Total Eastcan Exploration Ltd., resulted in an aggressive exploration program on that acreage in 1979. Three drilling vessels were employed to drill and complete two wells — a dry hole at Tyrk P-100 and an indicated hydrocarbon success at Roberval. The Roberval K-92 well was abandoned before it could be tested; however, a well will be drilled in 1980 to further evaluate the potential of the structure. Two other wells, a successful gas delineation well at Bjarni O-82 and a wildcat test at Gilbert F-53, remain to be completed and tested in 1980.

Petro-Canada will earn a working interest in about 100 000 square kilometres of exploratory licences by spending 35% of the overall \$125 million exploration budget in 1979 and 1980. Petro-Canada's earned working interest will likely be in excess of 20% depending on the actual program costs. Early in 1980, Petro-Canada assumed operatorship of the Labrador Group and will operate at least three drilling vessels on this acreage during the 1980 drilling season.

East Coast



- Baffin Bay Permits
- Baffin Bay Shell Option
- Skaha Permits
- Aquitaine Farmin
- Eastcan et al Labrador Farmin
- Chevron et al Hopedale Farmin
- B.P. et al Labrador Farmin
- Shell-Texaco et al Gander Farmin
- Mobil et al special renewal permits (Hibernia Farmout)
- Other P.C. existing joint interest lands.
- Mobil et al East and West Sable Farmin

Petro-Canada participated in three other farm-in programs on the Labrador offshore, the most successful of which was Hekja 0-71 at the north end of the area. The Hekja 0-71 well operated by Aquitaine Co. of Canada Ltd. was drilled to a depth of 3 269 metres prior to being suspended for the winter. This well has currently bottomed in a section of indicated hydrocarbon bearing sandstone. In 1980, drilling will continue toward the prime reservoir targets, below the current depth, prior to testing the significance of all indicated hydrocarbon zones.

Petro-Canada farmed out a portion of its interests to two Canadian companies, Home Oil Company Limited and Pan Canadian Petroleum Limited, and is now paying 25% of the well cost to earn a 15% interest in 80 000 square kilometres of leases.

The other two programs were unsuccessful. A group of companies headed by B.P. Exploration Canada Limited drilled the Hare Bay H-31 well to a total depth of 4 874 metres but failed to find any hydrocarbons. The Blue H-28 well, drilled by Texaco Canada Inc., although unsuccessful as an exploratory well, did establish a new world offshore record by drilling to a depth of 6 103 metres in 1 486 metres of water.

The most promising success of the 1979 frontier exploration program was the Hibernia oil discovery. At Hibernia, Petro-Canada acquired a 25% working interest in the 16 700 square kilometres of federal special renewal permits which were issued. Testing of the well yielded oil from three separate zones. While the maximum test flow was just under 600 cubic metres of oil per day, the operator estimated that under actual

production conditions this well could be capable of producing more than 3 000 cubic metres of oil per day. The oil from the main pay zone has a density of 850 kilograms per cubic metre, is low in sulphur and is a high quality refinery feedstock. At present, two delineation wells are being drilled, while a third well, Ben Nevis I-45, is evaluating a structure 38 kilometres to the east in a wildcat test. The capacity for year-round drilling in the area will allow continuous evaluation of prospects at a much faster pace than in other areas with a limited exploration year. Studies of the environment in the area are under way to determine how development could take place with a minimum risk of environmental damage.

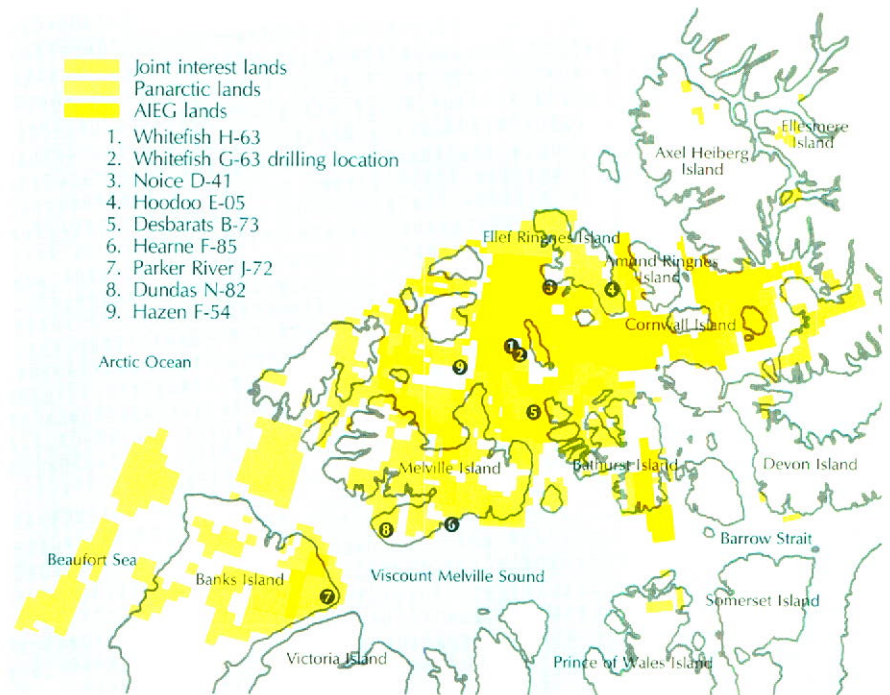
In the highly prospective Baffin Bay area, Petro-Canada conducted an extensive offshore seismic reconnaissance survey, detailed surveys of sea bottom and sub-floor conditions at potential drilling locations, and extensive surveys relating to the biological and physical environment of Baffin Bay. These studies have been made as required by the Federal Government's Eastern Arctic Marine Environmental Studies (EAMES) program with a view to making application to drill in the Baffin Bay/Lancaster Sound area.

Arctic and N.W.T.

Petro-Canada's exploration activities in the Arctic in 1979 consisted of its investment in Panarctic Oils Limited and its support of the Arctic Islands Exploration Group both directly and through Panarctic. The Arctic Islands Exploration Group is a consortium of companies (Panarctic 22%, Petro-Canada 18%, Gulf Resources Canada Inc. 25%, Esso Resources Canada Ltd. 35%) which committed to spend \$80 million over a period of four to six years to earn a 60% interest in 130 000 square kilometres of off-shore Arctic acreage interest. The Group, in 1979, drilled the most significant Arctic gas discovery well in more than 5 years.

The well Panarctic AIEG Whitefish H-63, drilled to a total depth of 2 126 metres, tested gas from two separate zones. While the well could not be drilled to planned total depth, Panarctic has estimated it may contain in excess of 150 billion cubic metres of natural gas. A twin follow up well, AIEG Whitefish G-63, drilled in early 1980, tested gas in two zones which were indicated but not evaluated in the 1979 well.

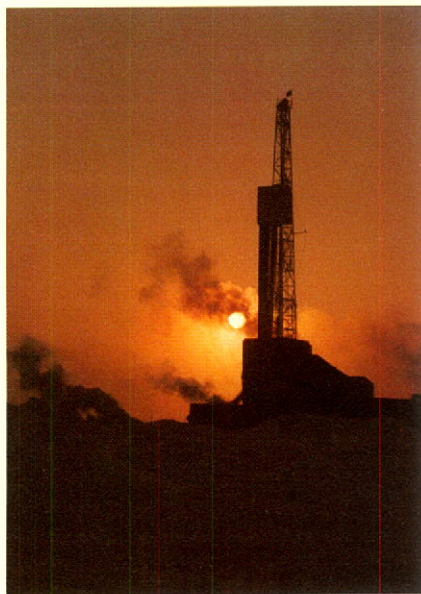
Arctic



Harsh conditions are the norm in the frontier.

In addition, Petro-Canada, which owns just over 45% of Panarctic, continues to fund Panarctic activities at a rate in excess of its ownership. In the 1980 and 1981 program, Petro-Canada will finance 81.2% of the Panarctic budget to ensure that the necessary level of activity is maintained. This resulted from a lack of budgetary commitment from the private sector partners in Panarctic to continue funding their representative share.

In the Beaufort Sea, Dome continued to exercise its option to earn an interest in Petro-Canada lands by drilling its well Natsek E-56. The well was started in 1977, drilled to 2 695 metres in 1978 and drilled to 3 520 metres in 1979.



Midnight sun silhouettes Arctic drilling rig.

Frontier Exploration Wells

	Petro-Canada	Industry
1976	16	41
1977	13	26
1978	16	24
1979	15	23
Total	60	114

International

Petro-Canada has, over the past four years, developed a limited international exploration presence where it was felt that such a presence might be of direct positive benefit to Canada. Such benefits might include access to secure sources of foreign oil, increased foreign trade, and access to foreign technology for improved knowledge and expertise in solving Canadian energy problems. Through the Pacific purchase, the Corporation has also acquired some international interests.

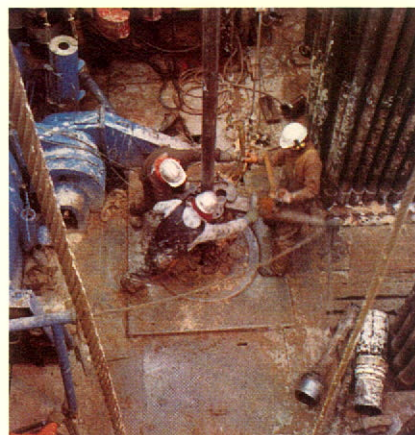
In 1979, the Corporation was awarded a 5% interest in an exploration block in the Norwegian North Sea involving a commitment to a three well program for an estimated expenditure by Petro-Canada of about \$4.1 million during 1979 and 1980.

In the Far East, Petro-Canada is involved in seven of the eight major seismic programs currently being conducted in offshore areas of the People's Republic of China by a large number of major international companies and national oil companies from other countries.

Petro-Canada also holds varying interests in eight permits located in offshore Spain, where the large Casablanca oilfield was discovered in 1975. Sustained production

commenced in late 1979 from temporary facilities in this field. Petro-Canada also holds varying interests in blocks of land on and offshore in the Gulf of Mexico, in the offshore U.K., in the offshore German North Sea and in the Italian offshore.

The total Corporation's activity in the international area included participation in the acquisition of 100 000 kilometres of seismic data and the drilling of nine exploratory wells and one development well.



Whitefish well in the High Arctic.

Exploration Well Summary for 1979 (Gross)

Oil	Gas	Dry	Other indicated discoveries	TOTAL
64	54	51	1	170

Land Summary* (square kilometres)

	Gross	Net
Western Canada		
British Columbia	12 849	7 301
** Alberta	31 707	16 450
Saskatchewan	2 748	656
Manitoba	251	125
Ontario	445	445
Sub-total	48 000	24 977
Frontier		
N.W.T., Yukon, Beaufort & Hudson's Bay ...	14 601	7 122
Arctic Islands	130 119	27 211
Eastcoast offshore	220 452	60 335
Sub-total	365 172	94 668
International		
	5 795	680
Total	418 967	120 325

* These figures do not include some 4 000 square kilometres of royalty and net production interests, nor the Corporation's interest through its 45% ownership of 140 000 square kilometres of leases in Panarctic Oils Ltd.

** Of these Alberta interests, oil sands leases represent 8 000 square kilometres gross; 2 860 square kilometres net.

Western Canada

The 1979 Western Canada exploration program was the most substantial in Corporation history. During 1979, the Corporation drilled or participated in 153 exploratory wells. In addition, 4 413 kilometres of seismic data was acquired to support and further delineate prospective leases. An aggressive land acquisition program, focused mainly on purchases at Provincial Crown sales, resulted in the acquisition of some 148 000 new exploratory hectares to the Corporation's Western Canada land inventory in 1979.

Under farmout from the Alberta Energy Company, Petro-Canada continued to operate a multi-well exploration program, investigating the heavy oil and shallow gas potential of a portion of the Primrose Bombing Range, at Ipiatik Lake. At year end, 29 test wells of an original 100 well commitment had been drilled, with a success ratio of 80%, to establish a considerable potential for heavy oil production. In addition to the drilling which will be completed in 1980 and 1981, a thermal recovery test is planned for 1982.

Recent exploratory and step-out drilling, initiated in part by the Corporation, has established new reserves of conventional oil in the general Utikuma/Golden area of central Alberta where successful wells have been drilled. Development drilling will continue in 1980 to delineate discoveries of the previous two years' exploration.

Within the Deep Basin area of west-central Alberta, the Corporation began a multi-well program to evaluate both shallow and deep zones of oil and gas potential. Four successful wells were drilled in the Cutbank area, three successful gas wells were drilled in the Elsworth area, and similar successes were being evaluated in the Gold Creek/Karr areas. Although delineation work has yet to be commenced, gas reserves of major dimensions are indicated on land blocks in which Petro-Canada is a dominant interest holder. In addition, early indications are that a new oil discovery at Lator has been made on another of the large lease blocks in which the Corporation has a significant interest.

Exploration activity in the highly publicized Brazeau oil area has matured considerably. Detailed seismic investigations are continuing to aid in locating new potential exploratory areas. In 1979 the Corporation drilled two successful wildcat wells at Brazeau 7-20 and Peco 6-36, both of which have been completed as successful wet gas discoveries.

In northeast British Columbia, a major land acquisition initiated a new exploratory play. This acquisition, lying north of the existing Laprise gasfield, was the result of intensive geophysical and geological study during the past two years. Nearby exploratory successes by Petro-Canada encouraged this investigation.

Western Canada



- Areas in which Petro-Canada holds petroleum and natural gas rights
- Major 1979 exploration activity
- Areas of major production
- Natural gas
- Oil

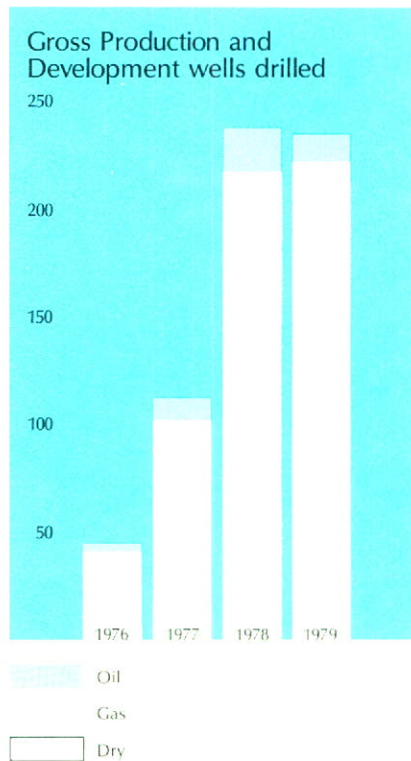
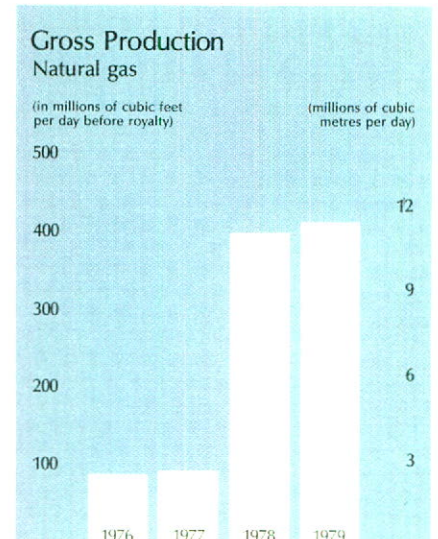
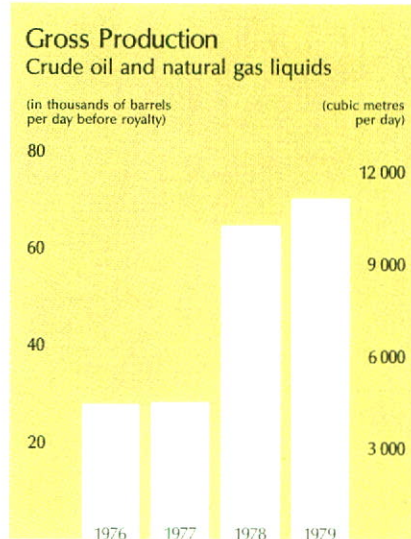
Along the foothills belt of Alberta and B.C., the Corporation has acquired selected, but substantial, leases on deep, foothills prospects. A major gas discovery on Petro-Canada interest lands in the Ojay area of B.C. has stimulated the Corporation's interest in these prospects.

Production

Petro-Canada has combined its significant production base with the extensive Western Canada reserves and production of Pacific, to become a major producer of oil and gas in Canada. In 1979 the Corporation was second in Canada gas production with a production rate of 11.5 million cubic metres per day. It was about eighth in oil and natural gas liquids production with production of 10 000 cubic metres per day. This amounted to about 5% of Canada's oil and natural gas liquids production and about 5% of its natural gas production.

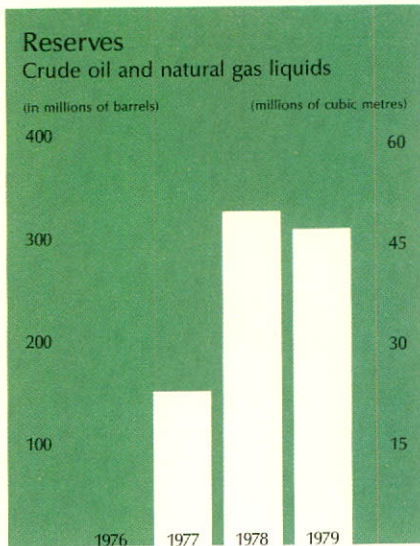
Approximately 50% of Petro-Canada's gas production is in British Columbia, with the Yoyo and Clark Lake fields accounting for nearly half that volume. In Alberta, the Corporation is a major producer in the shallow gas areas of the southeast and northwest parts of the province. Other major areas include Whitecourt, Ricinus and Gold Creek.

Approximately 91% of Petro-Canada's oil production comes from Alberta. The major areas are Viking-Kinsella and Wainwright in the heavy oil areas of eastern Alberta; the medium gravity Bellshill Lake field; and light gravity fields of Pembina, Swan Hills, Nipisi, Redwater, Kaybob and Utikuma.

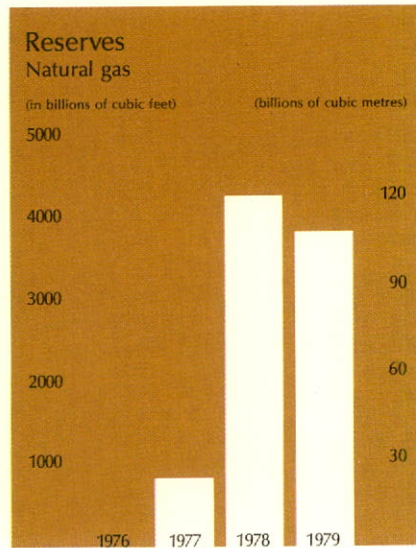


Drilling

Petro-Canada carried out an extensive development drilling program in 1979 to increase production and add reserves to maintain the Corporation's position and enhance its revenue producing base. A total of \$32 million was invested in drilling 235 gross (net 103) development and production wells. Of these, 222 gross wells (96 net) were completed as oil and gas producers.



Major areas of activity include the Utikuma field, where 6 successful oil wells were drilled to add significant reserves. At Brazeau River in the West Pembina basin, Petro-Canada had three drilling rigs operating during the last half of the year on both exploration and development wells. By year end, one successful development well had been drilled and three others were nearing completion. All of these latter wells are being completed early in 1980. The Corporation continued its ongoing annual drilling programs in the southeast Alberta shallow gas area. In 1979, 67 wells were drilled to maintain gas contract commitments in the Medicine Hat and Alderson fields. Other areas where significant multi-well programs were carried out include Clark Lake and Laprise in northeast British Columbia; Bellshill Lake, Rainbow Lake, Caroline and Viking/Kinsella in Alberta; and Lashburn and Cactus Lake in the Saskatchewan heavy oil areas.



Approximate Conversion Factors

1 metre	3.3 feet
1 kilometre	0.62 mile
1 hectare	2.5 acres
1 square kilometre	100 hectares or 250 acres
1 cubic metre of gas	35 cubic feet of gas
1 cubic metre of oil or NGL	6.3 barrels of oil or NGL

Facilities

In 1979, Petro-Canada undertook an aggressive capital program to add new oil and gas production facilities as well as to expand and upgrade existing facilities in its producing areas. The total cost of this program was \$34 million of which 70% was devoted to gas production.

Major construction projects were undertaken at Yoyo in northeast British Columbia, where additional compression facilities are being installed, and Paddle Prairie in north-western Alberta, where a new gas processing facility was placed on-stream in 1979. Brazeau River was an area of intensive construction activity during the year. Construction of a gas conservation plant and a central oil handling battery were completed in 1979. As well, the evaluation, design and installation of a high pressure miscible injection scheme to enhance ultimate recovery from three Petro-Canada operated pools was greatly accelerated in the past year. Injection into the first of these pools will commence in the spring of 1980, with the remaining two starting later in the year. These schemes will recover an additional 1.5 million cubic metres of oil for the Corporation and provide a significant increase in current revenue.

Another area where a substantial construction program was started in 1979 was the Kaybob field. This project will upgrade and expand oil and gas handling facilities which are required to bring new gas production to market.

Petro-Canada has contracted much of its shut-in natural gas reserves to the Pan-Alberta export proposal and is involved in twenty-seven new natural gas development projects dedicated to Pan-Alberta contracts. The Corporation's gas reserves associated with this project are almost 14 billion cubic metres and its share of Pan-Alberta's proposed production would approximate 3 million cubic metres per day.

Reserves

Heavy Oil

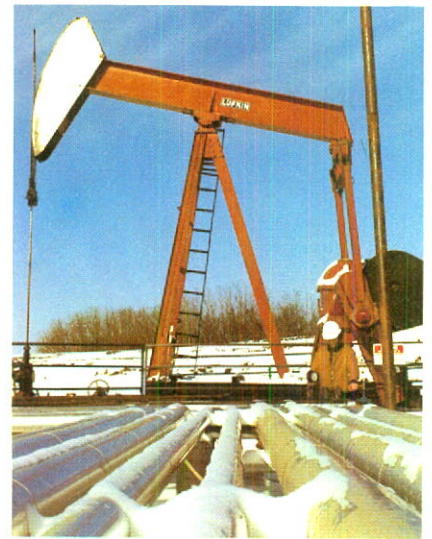
The Corporation has estimated its gas reserves at year end to be 107.5 billion cubic metres, equal to about 7% of total Canadian gas reserves. While 1979 discoveries of 4.2 billion cubic metres offset the year's production of 4.2 billion cubic metres, there were downward adjustments in the order of 11.4 billion cubic metres resulting from a major revaluation of the Corporation's reserves. At year end, the Corporation's oil and natural gas liquids reserves were estimated at 48.8 million cubic metres, about 4% of the total oil and natural gas liquids reserves in Canada. Production of 4.1 million cubic metres was largely offset by discoveries of 3.1 million cubic metres, but again, the reserves' reassessment resulted in a downward adjustment of 1.7 million cubic metres. These estimates are of Petro-Canada's proven conventional reserves and do not include reserves contributing to the production of the Syncrude Canada Ltd. project. They also do not include an estimate of reserves of any discoveries in the foreign and frontier regions, such as the important new discoveries at Hibernia.

Petro-Canada believes that a major source of Canada's future supply of oil production lies in the enormous resources of heavy oil in Alberta and Saskatchewan which have yet to be produced at significant recovery rates and at economic production costs. As a result, the Corporation has embarked on a significant program to explore and develop Canada's vast heavy oil reserves.

In late 1978, the Corporation, along with Gulf and Saskoil, entered into an agreement with the Saskatchewan Government which committed the partners to spend \$99 million to earn a maximum of 65 760 hectares of Crown lands in Saskatchewan. To year-end 32 wells were drilled on the SHOP (Saskatchewan Heavy Oils Program) lands of which 17 were oil wells. A thermal test is planned for 1980 at Cactus Lake as a part of the program.

In the Lashburn area of Saskatchewan the Corporation has drilled eight wells and reservoir studies are under way to define the production potential of this heavy oil pool. In addition an aggressive seismic and land acquisition program adjacent to the SHOP lands has successfully supplemented the Saskatchewan Heavy Oil Program.

At Muriel Lake a \$5.9 million seven well heavy oil pilot in which Petro-Canada has 50% interest and is operator was started to test recovery methods.



Heavy Oil project at Kinsella is a joint venture pilot.

Petro-Canada is a 50% partner with the Alberta Oil Sands Technology Research Authority in a pilot project at Kinsella to test steam flood and fire flood processes. Twelve wells have been drilled for each scheme.

In addition, the Corporation has embarked on a major research program with Petr oleos de Venezuela to exchange information and undertake research and development into ways of extracting and upgrading heavy oil resources found in both Canada and Venezuela.

Oil Sands/Mining

On August 30, 1979, the Alberta Energy Company exercised its option to acquire 20% of Syncrude thereby reducing the Corporation's share from 15% to 12%. The Corporation's share of the option payment was \$82.3 million.

During 1979 the Syncrude project produced 18 million barrels of synthetic crude oil. Considerable progress was made towards improving mining operations and bitumen recoveries in the extraction plant. In the upgrading plant, efforts continue to focus on improving the operating reliability of the process units. Production for the plant averaged 7 800 cubic metres per day in 1979. It is expected that capital expenditures, to redesign and debottleneck operations will result in maximum production of 20 500 cubic metres per day by 1983. The production was sold to refineries in Ontario and Quebec. The agreement with the Federal government to guarantee world price for Syncrude production has made it possible to cover much of the high cost and risk of this pioneering venture.

Petro-Canada also has a 9% interest in the Alsands proposal, a \$6.7 billion, 22 000 cubic metre per day oil sands mining plant planned for an area north of Fort McMurray. Start-up of the plant is scheduled for 1986. Applications for regulatory approval were outstanding at year end.

Petro-Canada is the operator of the PCEJ project, an in-situ pilot project which will test a patented electric-preheat steam drive in-situ process.

In 1978 the partners Petro-Canada, Canada-Cities Service Ltd. and Esso Resources Ltd. entered into an agreement with Japan Canada Oil Sands Limited (JACOS) for a 15-year, three phase farm-in by which JACOS could earn an undivided 25% interest in 4 800 square kilometres in leases in the Athabasca Oil Sands by spending \$74.8 million over the three phases of the project. In 1979, construction was started on the initial field pilot of 12 wells, 40 kilometres south of Fort McMurray.

The Corporation is operator of a five company venture to test a thermal mining technique in the Alberta oil sands. In 1979 Petro-Canada commenced Phase 1 of the project which involves tunnelling into the limestone underlying the oil sands zone and drilling up into the formation.

The Corporation is also involved in two other in-situ oil sands projects. At Gregoire Lake a project is testing a three phase extraction process involving preheating the formation, reducing formation pressure and using forward combustion and waterflood to drive the oil to the surface. At Golden Lake the Corporation is investigating leases containing carbonate rocks impregnated with bitumen.

Petroleum Products/Marketing

At year end the Corporation had a marketing system consisting of 366 retail gasoline stations and 54 wholesale outlets from British Columbia to the Lakehead in Ontario. This system supplies approximately 5% of the motor gasoline and distillate market in Western Canada. Public response to the Pacific 66 retail outlets as well as the response of the franchised dealers operating these outlets has continued to be positive since the change to Petro-Canada ownership. Retail gasoline sales increased by 14% in 1979 compared to a 5% increase in the total retail gasoline market.

Under an agreement with Phillips Petroleum, the Corporation must seek a new identification for its marketing outlets by late 1980. It is expected that a new marketing entity will be in place by that time.

Petro-Canada owns and operates a 3 000 cubic metre per day refinery at Taylor, B.C. This refinery historically supplies about 60% of the Corporation's requirements for its marketing network, either directly or through reciprocal sales agreements. A \$12 million expansion of the Taylor refinery will be commenced in 1980 to ensure that increased demand in Northern British Columbia will be met.

Empress

Arctic Pilot Project

At the Empress natural gas liquids recovery plant, major new facilities were brought on-stream to provide recovery of up to 4 000 cubic metres per day of ethane in addition to the 2 500 cubic metres per day of propane, butanes, and natural gas previously obtained. The new plant is the largest in the world to use the turbo-expansion process for liquids recovery. It features extensive computer control systems and high fuel efficiency, using about the same quantity of fuel to recover more than double the quantity of natural gas liquids.

Market demand for propane, butanes, and other natural gas liquids strengthened in 1979 resulting in substantial increases in revenue for the Corporation.

Mining

The Corporation is involved in various Canadian coal and mineral projects. At Lethbridge, Alberta, the Corporation has an 80% interest in 13 500 hectares of Crown coal leases. It has commenced the sinking of a shaft to obtain access to the coal in order to test mining methods and obtain samples for prospective customers. At Monkman, in north-eastern British Columbia, the Corporation holds a 50% interest in a 37 400 hectare coal lease. A feasibility study is currently being conducted to investigate the prospects for an open pit, metallurgical coal mine. The Corporation is continuing to pursue markets for these prospective mines.



The Arctic Pilot Project would open the north to resource development.

Petro-Canada is the Project Manager of the Arctic Pilot Project on behalf of partners, The Alberta Gas Trunk Line Co. Ltd. and Melville Shipping Ltd.

The Project will provide significant economic benefits to the Arctic and Eastern Canada, will reduce Eastern Canada's dependence on imported oil, will open up the Arctic to year-round shipping and will put Canada in the forefront of Arctic marine technology. The Project is designed to demonstrate the feasibility of producing and delivering 7 million cubic metres per day of natural gas in liquid form (LNG) from Melville Island in the Canadian Arctic to southern markets on a year-round basis. The LNG will be regasified in Eastern Canada for delivery by displacement to U.S. customers. Total cost estimate for the Project is \$1.75 billion with a planned start-up in 1985.

To date, the partners have spent \$16 million on development, engineering and environmental assessment programs. These programs covered all components of the Project including: the Melville Island facilities which include Drake Point production

facilities and the 160 kilometre pipeline to liquefaction facilities at Bridport Inlet on the south coast; the shipping component, which involves two Class 7 ice-breaking tankers; and the southern regasification terminal.

In January 1979, applications were submitted to the National Energy Board, the Ministry of Transport and Department of Indian and Northern Affairs for approvals to proceed with detailed design and construction of the Arctic Pilot Project. Letters of Intent for purchase of gas from Arctic producers and for sale of gas to U.S. purchasers will be filed with the National Energy Board in early 1980 for hearings expected to commence by mid-1980.

Other Interests

Westcoast Transmission

Through the purchase of Pacific, the Corporation acquired a 32% interest in Westcoast Transmission Ltd. In May 1979, the Corporation increased its interest to almost 36%. Westcoast Transmission owns and operates a 4 190 kilometre natural gas gathering and transmission system in B.C.; has a 62% interest in Westcoast Petroleum; a 45% interest in Pacific Northern Gas and a 50% interest in the Foothills Gas Pipeline project.

Cochin Pipeline

Petro-Canada has a 10% interest in both the Canadian and American portions of the Cochin pipeline, a 2 930 kilometre pipeline carrying natural gas liquids including ethylene from Alberta to Sarnia, Ontario.

Petroleum Transmission Co.

Petro-Canada owns 100% of the Petroleum Transmission Company, a pipeline facility which carries propane and butane liquids from the Empress, Alberta Processing Plant to rail terminals at Regina and Winnipeg.

Polar Gas Project

In 1979 Petro-Canada continued to support the economic, environmental and technical studies of the Polar Gas Project in which it has a 25% interest. This long-term pipeline study project is designed to carry major quantities of natural gas from the high Arctic to domestic and export markets when and if threshold reserves are discovered.

Q & M Pipeline

In 1976 Petro-Canada undertook, with The Alberta Gas Trunkline Company Limited, a major study to investigate the feasibility of moving western Canadian natural gas to markets in Quebec and the Maritimes. The resulting application by Q & M Pipelines Ltd., in which Petro-Canada retained an option to take a 20% interest, was put forward to the National Energy Board for approval in 1978. Significant alterations in the Q & M application were being made at year end, as a result of discussion with other companies and to help expedite hearings before the National Energy Board.

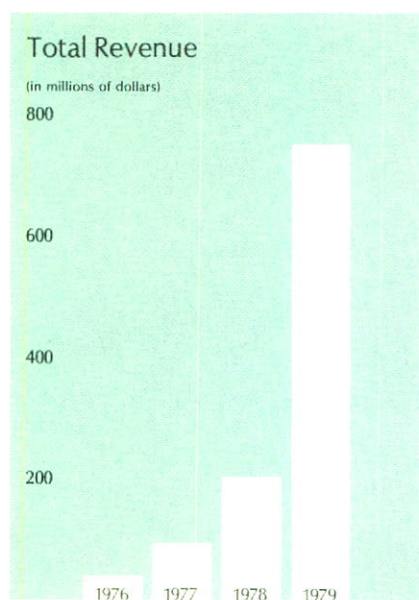
Financial Review

The financial activities of 1979 are highlighted by the completion of the purchase of Pacific Petroleum Ltd., and the continued increase in the Corporation's earnings and capacity to generate funds from operations to finance its sizeable capital expenditure program. These achievements are important to Petro-Canada's current position and provide a firm financial base for its future activities.

At the beginning of 1979, the Corporation owned 51.6% of Pacific Petroleum Ltd. Effective February 3, 1979 the Corporation increased its holdings of Pacific's issued common shares to 100%. The 1979 share purchase was financed from the \$749.0 million cash held for investment at December 31, 1978. The aggregate cost of the acquisition was \$1,496.4 million. Most of the funds for the purchase were acquired in 1978 from the proceeds of a \$1,464.4 million preferred share issue by the Corporation's subsidiary, Petro-Canada Exploration Inc. (PEX), to a group of Canadian chartered banks.

The Corporation's financial results in 1979 include Pacific on a 100% basis (with the minor exception of the 48.4% held by other shareholders of Pacific from January 1 to February 2), whereas the financial results for 1978 include Pacific's results from November 11, 1978, the effective date of acquisition by Petro-Canada of the majority of the shares of Pacific.

Revenue



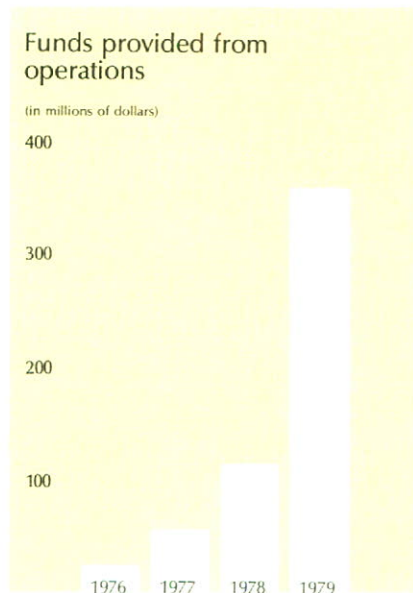
Operating revenue for 1979 of \$704.5 million increased from \$174.3 million in 1978 mainly as a result of the inclusion of greater production revenue coming from the Pacific acquisition and higher prices for oil and gas. In addition, interest income of \$29.3 million and the gain on foreign exchange of \$1.7 million resulted mainly from the investment of temporarily surplus funds and the cash held for the completion of the Pacific acquisition. The Corporation's investment in Westcoast Transmission Company Limited generated almost all of the equity in earnings of affiliates of \$15.6 million. Total revenue for the year of \$751.2 million represents an increase of \$546.1 million over 1978 revenue of \$205.1 million.

Cash Expenses

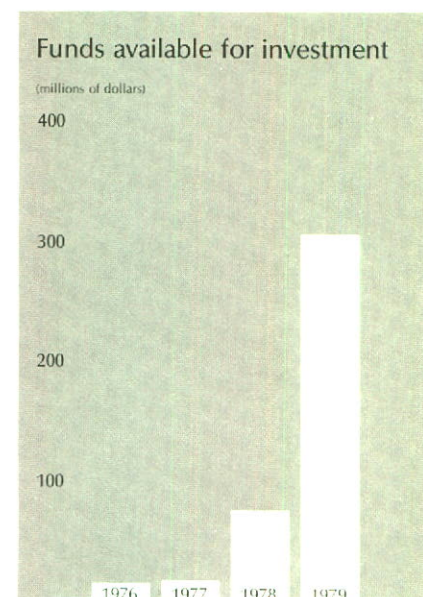
Total cash expenses of \$383.9 million in 1979 increased by \$293.7 million over 1978 expenses of \$90.2 million reflecting the considerably expanded operations resulting from the Pacific acquisition, higher costs of purchases of crude oil and products for refining and marketing operations, and a general increase in operating costs.

Funds from Operations

After adjusting total revenue for the portion of equity in earnings of affiliates not distributed to Petro-Canada in dividends of \$5.5 million and providing for current income taxes of \$4.1 million, funds from operations were \$357.7 million in 1979 compared with \$113.2 million in 1978.



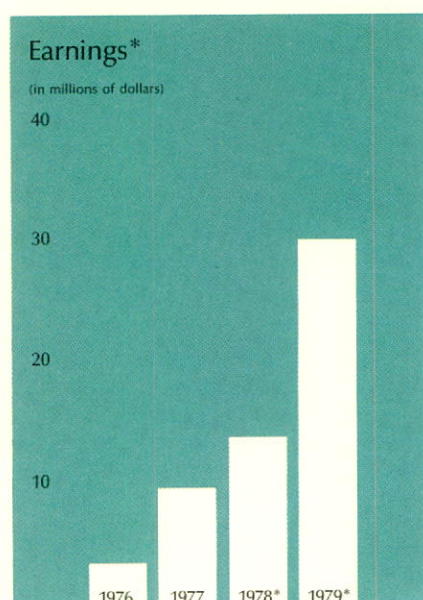
Funds Available for Investment



In addition to funds from operations of \$357.7 million, Petro-Canada received \$82.3 million from the sale of 20% of its interest in the Syncrude project as a result of Alberta Energy Company Ltd. exercising an option granted to it in 1975. It also received \$9.0 million for gas paid for but not taken for a total of \$449.0 million. From this, cash disbursed for the payment of preferred share dividends of \$95.8 million and a reduction of long-term debt of \$47.7 million left \$305.5 million for use by the Corporation for other investment opportunities.

These are funds generated by Petro-Canada (after all cash costs for operating expenses, current income taxes, and obligations for long-term debt and preferred share dividends) which are available for new investments.

Earnings



*Earnings are after deduction of preferred share dividends of PEX of \$13.6 million in 1978 and \$95.8 million in 1979.

Allowances for items which do not require current cash expenditures amounted to \$231.7 million, consisting of deferred income taxes of \$117.9 million, depreciation, depletion and amortization of \$128.8 million, less other net credits amounting to \$15.0 million. After deducting these items from funds from operations of \$357.7 million the net earnings before the deduction of financing costs, incurred for the purchase of Pacific, was \$126.0 million in 1979 as compared to \$27.4 million in 1978. The dividends paid on the preferred shares issued to Canadian banks to fund the purchase of Pacific were \$95.8 million in 1979, leaving net earnings after preferred share dividends of \$30.2 million up from \$13.7 million in 1978.

Total Sources and Uses of Funds

Petro-Canada's total sources of funds for 1979 were as follows:

	(millions)
Working capital provided from operations	\$ 357.7
Sale of 20% interest in Syncrude	82.3
Natural gas paid for but not taken	9.0
Funds from shares issued to Government of Canada	146.0
Additional long-term debt	20.0
Funds held for completion of Pacific acquisition	749.0
Total sources of funds	\$1,364.0

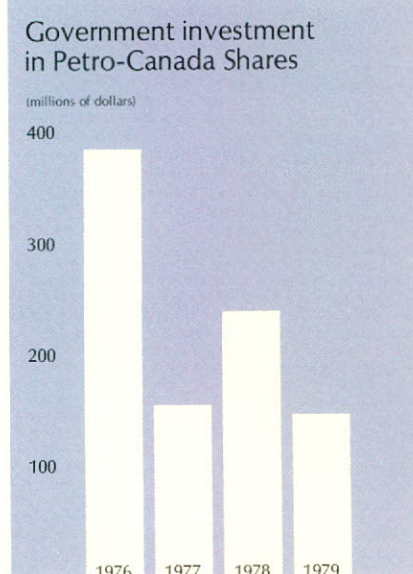
These funds were used as follows:

	(millions)
Completion of Pacific acquisition	\$ 749.5
Oil and gas exploration and development	328.5
PEX preferred share dividends	95.8
Reduction of long-term debt	47.7
Investments (mainly Westcoast Transmission)	25.1
Syncrude project	13.0
Polar Gas, Heavy Oil, Arctic LNG and other feasibility studies (deferred charges)	4.6
Increase in working capital	99.8
Total uses of funds	\$1,364.0

Assets

At the end of 1979 consolidated assets totalled \$3,411.3 million, consisting of: current assets of \$425.9 million; investments (mainly Westcoast Transmission and Panarctic) of \$275.9 million; property plant and equipment of \$2,671.7 million; and deferred charges of \$37.8 million. Deductions of liabilities and deferred income taxes amounting to \$968.0 million and the \$1,464.4 million preferred shares issued by PEX resulted in shareholder's equity at book value of \$978.9 million. The Government of Canada equity at year end consisted of common shares of \$580.0 million and preferred shares of \$343.8 million for a total of \$923.8 million. Retained earnings at year end were \$55.1 million.

It is worth noting that the Government of Canada's equity reflects the purchase costs of underlying assets but does not reflect their present market value.



Consolidated Balance Sheet

As at December 31, 1979

(stated in thousands of dollars)

Assets

	1979	1978
Current Assets		
Cash and short-term deposits	\$ 177,308	\$ 76,471
Accounts receivable	195,054	127,984
Inventories	47,813	38,171
Deposits and prepaid expenses	5,706	1,232
	<u>425,881</u>	<u>243,858</u>
Cash Held for Investment	—	749,000
Investments (Note 4)	275,886	235,485
Property, Plant and Equipment, net (Note 5)	2,671,737	2,087,244
Deferred Charges (Note 7)	37,817	33,326

Approved on behalf of the Board



Director



Director

<u>\$3,411,321</u>	<u>\$3,348,913</u>
--------------------	--------------------

Liabilities

	1979	1978
Current Liabilities		
Accounts payable and accrued liabilities	\$ 193,123	\$ 124,195
Portion of long-term debt due within one year	47,270	36,839
Income taxes payable	2,840	—
	<u>243,233</u>	<u>161,034</u>
Long-Term Debt (Note 8)	282,236	300,277
Deferred Natural Gas Revenue	17,296	8,290
Deferred Income Taxes	425,331	307,452
5% Convertible Subordinated Debentures	—	25,004
Minority Interest	—	279,790
Preferred Shares Issued by a Subsidiary (Note 9)	1,464,375	1,464,375

Shareholder's Equity

Capital (Note 10)		
Preferred shares	343,800	337,800
Common shares	580,000	440,000
	<u>923,800</u>	<u>777,800</u>
Retained Earnings	55,050	24,891
	<u>978,850</u>	<u>802,691</u>

	<u>\$3 411 321</u>	<u>\$3 348 913</u>
--	--------------------	--------------------

Consolidated Statement of Earnings and Retained Earnings

For the year ended December 31, 1979

(stated in thousands of dollars)

	1979	1978 (Note 2)
Revenue		
Operating	\$704,519	\$174,344
Interest	29,319	20,926
Equity in earnings of affiliates	15,580	1,779
Gain on foreign exchange	1,746	8,046
	<u>751,164</u>	<u>205,095</u>
Expenses		
Operating	317,246	53,763
Depreciation, depletion and amortization	128,824	38,388
General and administrative	48,463	23,196
Interest on long-term debt	17,626	11,289
Research	515	125
Other interest	—	1,839
	<u>512,674</u>	<u>128,600</u>
Earnings Before Undernoted Items	238,490	76,495
Gain on Sale of Portion of Investment in the Syncrude Project	14,532	—
	31.8 <u>253,022</u>	<u>76,495</u>
Provision for Income Taxes (Note 11)		
Deferred	117,879	38,763
Current	4,089	3,346
	<u>121,968</u>	<u>42,109</u>
	131,054	34,386
Minority Interest (Note 3)	5,049	7,010
Net Earnings for Year Before Preferred Share		
Dividends of Subsidiary	126,005	27,376
Preferred Share Dividends of Subsidiary (Note 9)	95,846	13,636
Net Earnings for Year After Preferred Share		
Dividends of Subsidiary	30,159	13,740
Retained Earnings at Beginning of Year	24,891	12,848
	55,050	26,588
Preferred Share Issue Expense of Subsidiary	—	1,697
Retained Earnings at End of Year	<u>\$ 55,050</u>	<u>\$ 24,891</u>

Consolidated Statement of Changes in Financial Position

For the year ended December 31, 1979

(stated in thousands of dollars)

	1979	1978
		(Note 2)
Sources of Working Capital		
Net earnings for year before preferred share dividends of subsidiary	\$ 126,005	\$ 27,376
Add items not affecting working capital	231,679	85,792
Working capital provided from operations	357,684	113,168
Proceeds from issue of preferred shares by subsidiary	—	1,464,375
Proceeds from issue of shares	146,000	239,500
Proceeds from issue of long-term debt	20,000	—
Reduction in cash held for investment	749,000	—
Proceeds from sale of portion of investment in the Syncrude Project	82,282	—
Deferred natural gas revenue	9,006	8,290
	<u>1,363,972</u>	<u>1,825,333</u>
Uses of Working Capital		
Acquisition of shares of Pacific Petroleum Ltd. (Note 3)	749,528	699,023
Cash held for investment	—	749,000
Increase in investments	25,076	16,746
Purchase of property, plant and equipment	341,394	219,236
Increase in deferred charges	4,597	11,322
Reduction of long-term debt	47,707	31,116
Preferred share dividends paid by subsidiary (Note 9)	95,846	13,636
Preferred share issue expense of subsidiary	—	1,697
	<u>1,264,148</u>	<u>1,741,776</u>
Increase in Working Capital	99,824	83,557
Working Capital (Deficiency) at Beginning of Year	82,824	(733)
Working Capital at End of Year	<u>\$ 182,648</u>	<u>\$ 82,824</u>

Notes to Consolidated Financial Statements

December 31, 1979

(tabular amounts shown in thousands of dollars)

1. Summary of Significant Accounting Policies

(a) Basis of Consolidation

The consolidated financial statements include the accounts of Petro-Canada and its subsidiary, Petro-Canada Exploration Inc. ("PEX"), and all of its subsidiaries ("the Corporation").

The excess of the consideration paid for the shares of subsidiaries over the underlying net book values at the dates of acquisition has been attributed to the related assets acquired.

(b) Inventories

Inventories are valued at the lower of cost and net realizable value.

(c) Investments

The Corporation accounts for investments in companies over which it has significant influence on the equity method. Other long-term investments are accounted for by the cost method.

(d) Property, Plant and Equipment

The Corporation follows the full cost method of accounting for oil and gas properties whereby all costs relating to the exploration for and development of oil and gas reserves are capitalized. Such costs include those related to lease acquisitions, geological and geophysical activities, carrying charges of non-producing properties, drilling both productive and non-productive wells and overhead related to exploration.

Separate cost centres have been established for non-frontier Canada, each of five Canadian frontier areas and each foreign area in which the Corporation has an interest. Costs incurred in non-frontier Canada and in producing foreign cost centres are depleted separately on the unit of production method based on estimated proven oil and gas reserves. For purposes of calculating depletion, natural gas production and reserves are converted to equivalent units of crude oil based on the relative energy content of each commodity.

Annual costs incurred in the other cost centres are amortized on a straight line basis over the period during which exploration activity in each cost centre is expected to continue. Where exploration proves to be successful, amortization is suspended and the unamortized balance of the cost centre is depleted on the unit of production method when production commences. Where exploration proves to be unsuccessful and the cost centre is condemned or abandoned, the unamortized balance of that cost centre is charged to earnings at that time.

Costs of property, plant and equipment associated with the Syncrude Project and related leases are accumulated in a separate cost centre and are depleted on the unit of production method. Expenditures on other bituminous sands leases are also accumulated in separate cost centres and are amortized, depleted or otherwise charged to earnings in accordance with the policy described in the preceding paragraph.

Substantially all of the Corporation's exploration and production activities related to oil and gas are conducted jointly with others. Only the Corporation's proportionate interest in such activities is reflected in the financial statements.

The interest cost of debt attributable to the construction of major new facilities is capitalized during the construction period.

Depreciation of plant and equipment (except as noted above) is provided on either the unit of production or straight line methods as appropriate. Straight line depreciation rates range from 4% to 25%.

(e) Deferred Charges

The Corporation is deferring costs incurred on feasibility studies involving economic evaluation and preliminary engineering relating to:

- (i) Production of hydrocarbons from conventional heavy oil deposits
- (ii) Polar Gas Project
- (iii) Arctic Liquefied Natural Gas Project
- (iv) Other — transportation and drilling related technologies.

When production or commercial activity of a particular project commences the applicable expenditures are amortized based on the estimated useful life of the project. In the event that a decision is made not to proceed with a particular project, all associated costs are charged to earnings at that time.

The costs of the Polar Gas Project relate to feasibility studies in connection with a gas transmission system from the Arctic Islands to Eastern Canada. Under the participation agreement, subject to the project's feasibility and approval by the necessary regulatory authorities, the participants shall be entitled to have the costs they have incurred treated as an equity investment in a company incorporated to construct and operate the transmission facilities, or be reimbursed out of any financing of such company.

Debt issue expense is amortized on a straight line basis over the life of the debt.

(f) Research Costs

Research costs are charged against earnings as incurred.

(g) Income Taxes

The Corporation makes full provision for income taxes deferred as the result of claiming tax depreciation, exploration, development and other costs which exceed the related amounts charged to expense in the financial statements.

(h) Translation of Foreign Currency

Current assets and current liabilities are translated at the rate of exchange in effect at the close of the year. The resulting gains and losses are included in earnings. Long-term assets, liabilities and preferred shares issued by a subsidiary are translated at rates in effect at the dates the assets were acquired, the obligations incurred or the capital stock issued. Revenue and expense items are translated at the average rates in effect during the year with the exception of depletion, depreciation and amortization which reflect rates in effect when the assets were acquired.

2. Comparative Figures

The 1978 comparative figures in the consolidated statements of earnings and retained earnings and changes in financial position include the operating results of Pacific Petroleum Ltd. from November 11, 1978, the effective date on which it became a subsidiary.

Certain reclassifications have been made to the 1978 comparative figures to conform with the current year's presentation.

3. Acquisition of Shares of Pacific Petroleum Ltd.

Effective February 3, 1979, the Corporation increased its holdings of the issued common shares of Pacific Petroleum Ltd. from 51.6%, held on December 31, 1978, to 100%. The additional shares were acquired, pursuant to a tender offer dated January 19, 1979, at a cost of \$749,528,000. The aggregate cost of the acquisition of all of the Pacific shares was \$1,496,389,000 (including related expenses). Concurrent with the January 19, 1979 tender offer, \$24,566,000 principal amount of the 5% Convertible Subordinated Debentures was converted into 638,716 common shares of Pacific, and the balance of \$438,000 was redeemed. Funds for the 1979 purchase were provided from the cash held for investment at December 31, 1978.

Details of the acquisition, which has been accounted for by the purchase method, are as follows:

	1979	1978
Book value of acquired interest (1978 — net of working capital acquired of \$47,838,000)	\$309,843	\$242,728
Excess of attributed value over book value of acquired interest:		
Petroleum and natural gas properties	439,673	454,913
Investment in Westcoast Transmission Company Limited	9,678	10,028
Long-term debt	(9,666)	(8,646)
	<u>439,685</u>	<u>456,295</u>
Cost of acquisition (net of working capital acquired)	<u>\$749,528</u>	<u>\$699,023</u>

Subsequent to the completion of the acquisition of Pacific, its assets and liabilities were transferred to PEX and proceedings to effect the dissolution of Pacific were commenced.

The Corporation's consolidated earnings for 1979 include 100% of the earnings of Pacific from February 3, 1979 and 51.6% prior to that date.

4. Investments

The Corporation's investments consist of:

	1979	1978
At equity		
Westcoast Transmission Company Limited	\$157,516	\$116,700
Panarctic Oils Ltd.	108,553	108,553
Pacific Northern Gas Ltd.	2,287	1,996
Other, at cost	7,530	8,236
	<u>\$275,886</u>	<u>\$235,485</u>

Westcoast Transmission Company Limited

At December 31, 1979, the Corporation held 35.9% of the total outstanding common shares of Westcoast Transmission Company Limited. Westcoast has reserved common shares for issuance to holders of convertible securities and share purchase warrants which, if issued, would reduce the Corporation's interest to 31.3%.

The value assigned to the investment in Westcoast, when it was acquired by the Corporation through the acquisition of Pacific, and the cost of subsequent share purchases exceed the underlying net book value at the dates of acquisition by \$33,168,000. This excess is being amortized over the estimated useful lives of the underlying assets to which it is attributed by charges against the Corporation's share of Westcoast's net earnings.

Westcoast is a regulated utility and is subject to regulatory directives which may change the components of the cost of service. Changes resulting from such directives do not have a direct effect on net earnings due to rate of return on rate base considerations which are also taken into account in the regulatory process.

At December 31, 1979, the quoted market value of the Corporation's investment in Westcoast was \$184,560,000 (1978 — \$133,303,000).

Panarctic Oils Ltd.

At December 31, 1979, the Corporation held approximately 45% of the issued common shares of Panarctic Oils Ltd. These shares are not traded on the open market and therefore do not have a quoted market value. The activities of Panarctic are in the exploratory stage and all expenses less sundry income have been capitalized; the company is deemed not to have earned a profit or sustained a loss. The Corporation is committed to expenditures of approximately \$14,000,000 in connection with the ongoing financing of Panarctic.

5. Property, Plant and Equipment

Property, plant and equipment consists of:

	1979		1978	
	Cost	Accumulated Depreciation, Depletion and Amortization	Net	Net
Oil and gas				
Canada				
— non-frontier areas	\$1,996,715	\$143,243	\$1,853,472	\$1,366,907
— frontier areas	246,558	32,373	214,185	148,015
Foreign	75,248	7,382	67,866	39,213
Bituminous sands				
— Syncrude Project and related leases (Note 6)	282,981	2,554	280,427	337,763
— Other bituminous sands leases and expenditures thereon	22,527	2,924	19,603	10,618
Refining and marketing	48,721	3,905	44,816	44,185
Natural gas liquids	126,793	1,218	125,575	85,689
Pipelines, and other property and equipment	71,273	5,480	65,793	54,854
	<u>\$2,870,816</u>	<u>\$199,079*</u>	<u>\$2,671,737</u>	<u>\$2,087,244</u>

*consists of depreciation — \$26,998,000, depletion — \$127,670,000 and amortization — \$44,411,000 (at December 31, 1978 — \$7,248,000, \$45,718,000 and \$17,722,000 respectively).

6. Syncrude Project

The Corporation is a participant in a project operated by Syncrude Canada Ltd. to produce synthetic crude oil from the Athabasca Oil Sands. The Corporation considered the project to be in the start-up phase until June 30, 1979, and start-up expenses net of revenues up to that date are included in the capital cost of the project.

On August 30, 1979, the Alberta Energy Company Ltd. exercised its right, granted under the terms of an option agreement, to purchase a 20% interest in the Syncrude Project. As a result, the Corporation's interest in the project was reduced from 15% to 12%.

Associated with the Syncrude Project are facilities which are not owned by the participants, consisting of a steam and electricity generating plant, a field gas supply pipeline and a pipeline to transport plant product to Edmonton. The Corporation, together with the other participants, has minimum usage commitments relating to these facilities.

7. Deferred Charges

Deferred charges consist of:

	1979	1978
At cost:		
Heavy oil projects	\$12,647	\$12,645
Polar Gas Project	13,501	12,062
Arctic Liquefied Natural Gas Project	7,502	4,950
Other	3,582	2,703
Unamortized debt expense	585	966
	<u>\$37,817</u>	<u>\$33,326</u>

8. Long-Term Debt

Long-term debt consists of:

	Maturity	1979	1978
In Canadian dollars			
Bank Income Debentures	1983	\$180,000	\$190,000
6.25% - 6.75% mortgages	1985	1,640	2,055
Other long-term debt, non-interest bearing	1987	3,200	3,600
In United States dollars			
9% unsecured notes (\$60,000,000 U.S.)	1996	71,078	65,161
8.45% unsecured notes (\$30,000,000 U.S.)	1987	35,539	33,717
5.25% unsecured notes (\$26,000,000 U.S.)	1985	30,817	33,926
5.75% - 6.25% mortgages (\$4,252,000 U.S.)	1988	5,096	5,686
6.5% secured notes (\$1,777,000 U.S.)	1982	2,136	2,971
		329,506	337,116
Less portion due within one year		47,270	36,839
		\$282,236	\$300,277

Bank Income Debentures

The Bank Income Debentures are held by a Canadian chartered bank and bear interest at approximately 52% of the bank's prime lending rate as announced from time to time. No deduction is allowed under the Income Tax Act for interest expense relating to the Bank Income Debentures (Note 11).

While the Bank Income Debentures are not secured by any charge against the assets of the Corporation, there are certain restrictions with respect to the disposition or encumbrance of the investment by the Corporation in PEX.

During the year, the Corporation redeemed Bank Income Debentures in the amount of \$30,000,000 and reissued Debentures, which had been redeemed in a prior year, in the amount of \$20,000,000.

Repayment of long-term debt

Annual repayments of the 9% and 8.45% unsecured notes will commence in 1981 and 1982 respectively. All the other issues are currently subject to minimum annual repayments.

The repayment of long-term debt in each of the next five years is as follows:

1980 — \$47,270,000	1981 — \$61,628,000	1982 — \$66,437,000
1983 — \$56,494,000	1984 — \$16,399,000	

9. Preferred Shares Issued by a Subsidiary

The preferred shares issued by PEX consist of 12,500,000 floating rate, cumulative, redeemable, non-voting, preferred shares issued at \$100 U.S. per share to a group of Canadian chartered banks.

The shares are redeemable, at the option of PEX, at \$100 U.S. per share, plus accrued dividends, except that to the extent shares in excess of 3,125,000 are redeemable prior to November 10, 1981, such excess shares are redeemable at a premium of \$2 U.S. per share.

Cumulative dividends, payable quarterly, are based on a percentage of, at the option of PEX, either the United States Base Rates, or the London Inter-Bank Offered Rates of the banks. At December 31, 1979, the dividend rate was approximately 8% per annum.

Under the terms of an agreement between the banks and the Corporation, in the event that PEX does not exercise its option to redeem the shares over a ten year period beginning December 31, 1983, or in the event of certain occurrences under the provisions of the agreement, the banks have the option to require the Corporation to purchase the shares at \$100 U.S. per share, plus accrued dividends.

10. Capital

Authorized:

The initial authorized capital of the Corporation was \$500 million divided into 100 common shares of the par value of \$5 million each. This was increased to 116 common shares on the acquisition of the capital stock of Panarctic Oils Ltd. previously owned by the Government of Canada.

Pursuant to the Petro-Canada Act, and subject to certain conditions and limitations as to the aggregate amount, the authorized capital of the Corporation is increased by the issue of preferred shares. Accordingly, at any time, the authorized and issued preferred shares are identical. The preferred shares have a par value of \$1 each, are redeemable at par at the option of the Corporation, carry no stated rate of dividend and are non-cumulative.

Issued (to the Government of Canada):

	1979		1978	
	Number of Shares	Consideration	Number of Shares	Consideration
Common Shares				
Balance at beginning of year	88	\$440,000	56	\$280,000
For cash	28	140,000	32	160,000
Balance at end of year	116	\$580,000	88	\$440,000
Preferred Shares				
Balance at beginning of year	337,799,853	\$337,800	258,299,853	\$258,300
For cash	6,000,000	6,000	79,500,000	79,500
Balance at end of year	343,799,853	\$343,800	337,799,853	\$337,800

11. Income Taxes

The provision for income taxes of \$121,968,000 (1978 — \$42,109,000) represents an effective rate of 48.2% (1978 — 55.0%) on earnings before income taxes of \$253,022,000 (1978 — \$76,495,000). The provision has been computed as follows:

	1979	1978
Earnings before income taxes	\$253,022	\$ 76,495
Add (deduct)		
Royalties and other payments to Provincial Governments	227,020	79,451
Federal allowances		
Resource allowance	(123,288)	(41,590)
Tax depletion	(77,978)	(22,192)
Frontier exploration allowances	(28,603)	(8,708)
Non-deductible interest on Bank Income Debentures (Note 8)	13,385	10,406
Non-taxable portion of capital gains	(14,966)	—
Amortization of excess of attributed value over book value of assets acquired on purchase of subsidiary companies	63,141	13,693
Equity in earnings of affiliates	(15,580)	(1,779)
Other	(662)	(4,676)
	295,491	101,100
Combined Canadian Federal and Provincial income tax at 47%	138,881	47,517
Deduct tax rebates and credits		
Provincial income tax rebate plans	(13,327)	(5,408)
Federal investment tax credit	(3,586)	—
Provision for income taxes	\$121,968	\$ 42,109

12. Litigation

On January 9, 1980 Atlantic Richfield Company served the Corporation and PEX with a Statement of Claim requesting that the Corporation cause PEX to pursue a monetary claim for \$12,039,000 against the Government of Saskatchewan with respect to payments made by it under certain Saskatchewan legislation (subsequently determined to be unconstitutional) prior to the time the shares of PEX were acquired by the Corporation from Atlantic Richfield Company. The Statement of Claim asks the court, inter alia, for certain injunctive relief and general damages in the amount of \$20,000,000.

Prior to the service of the Statement of Claim, PEX had executed an assignment and quitclaim agreement with the Government of Saskatchewan pursuant to which the payments made under the unconstitutional legislation were applied in satisfaction of an assessment under the Oil Well Income Tax Act, 1978 for the same period as the payments previously made.

In the opinion of management, based on the advice of counsel, no provision for the claim is required in the accounts of the Corporation.

Auditors' Report

To the Honorable Minister
Energy, Mines and Resources
House of Commons
Ottawa, Canada



Peat, Marwick, Mitchell & Co.

We have examined the consolidated balance sheet of Petro-Canada as at December 31, 1979 and the consolidated statements of earnings and retained earnings and changes in financial position for the year then ended. Our examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as we considered necessary in the circumstances.

In our opinion, these consolidated financial statements present fairly the financial position of the corporation as at December 31, 1979 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied on a basis consistent with that of the preceding year.

We further report as required by Section 77(1) of the Financial Administration Act that, in our opinion, proper books of account have been kept by the corporation and the transactions that have come under our notice have been within the powers of the corporation.

Calgary, Canada
February 26, 1980

Peat, Marwick, Mitchell & Co.

Chartered Accountants

Petro-Canada

Petro-Canada

Petro-Canada

Petro-Canada

Petro-Canada

RAPPORT ANNUEL 1979

Conseil d'administration

Wilbert H. Hopper
Président du Conseil d'administration et directeur général
Petro-Canada
Calgary

Donald S. Harvie
Vice-président du Conseil d'administration
Petro-Canada
Président
The Devonian Group of
Charitable Foundations
Calgary

L'honorable John B. Aird, O.C., C.R.
Associé principal
Aird et Berlis
Toronto
(terme complété le 9 décembre 1979)

Marshall A. Cohen
Sous-ministre
Ministère de l'Industrie et du Commerce
Ottawa

J.-Claude Hébert
Conseiller en affaires
Montréal

William C. Hood
Conseiller économique et directeur du service de recherche du FMI
Ottawa
(démissionnait le 24 août 1979)

Andrew Janisch
Président et directeur général
Opérations
Petro-Canada
Calgary

Arthur Kroeger
Sous-ministre
Ministère du Transport
Ottawa
(démissionnait le 1^{er} octobre 1979)

David McD. Mann
Associé
Cox, Downie, Nunn and Goodfellow
Halifax

Thomas K. Shoyama
Ottawa
(démissionnait le 30 septembre 1979)

Ian A. Stewart
Sous-ministre
Ministère de l'Énergie, des
Mines et des Ressources
Ottawa

Donald G. Willmot
Président du Conseil d'administration
La Compagnie Molson Limitée
Toronto
(démissionnait le 23 novembre 1979)

Cadres supérieurs

Bill Hopper
Président du Conseil d'administration et directeur général

Andy Janisch
Président et directeur général
Opérations

Joel Bell
Premier vice-président
Finances et planification

Sam Stewart
Premier vice-président
Développement Athabasca

Don Wolcott
Premier vice-président
Produits pétroliers et
Développement

Bob Meneley
Vice-président de groupe
Exploration

Glenn Sundstrom
Vice-président de groupe
Marketing et Fabrication

Fred Grant
Trésorier

Steve Lathrop
Vice-président
Fabrication

Bill Morrow
Contrôleur

David O'Brien
Vice-président et
conseil général

Jim Scott
Vice-président
Exploration — Secteur international

Jim Scurr
Vice-président
Ressources humaines et
Administration corporative

Sid Smith
Vice-président
Exploration — Ouest du Canada

Jim Stanford
Vice-président
Production

Siège social

Boîte postale 2844
Calgary, Alberta
T2P 2M7
403-232-8000
Telex: 03825753

Bureau d'Ottawa
350, rue Sparks
Suite 306
Ottawa, Ontario
K1R 7S8
613-238-8951
Telex: 0534135

Filiale principale
Petro-Canada Exploration Inc.

Vérificateurs

Peat, Marwick, Mitchell & Cie
Calgary, Alberta
Canada

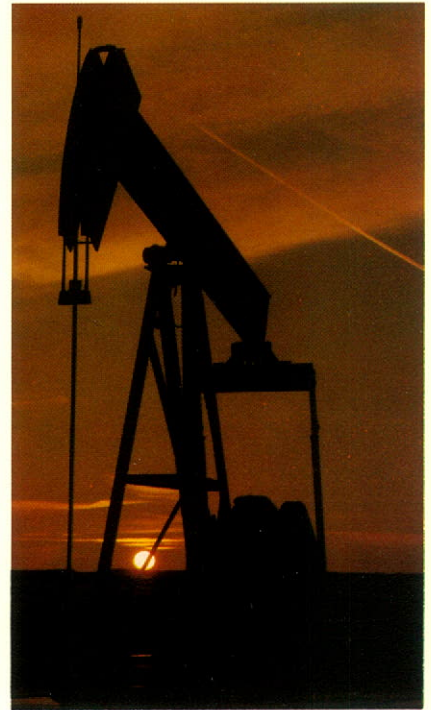
Revue de l'année

L'énergie a continué de représenter un sujet très important en 1979, tant au Canada qu'à travers le monde. Des événements internationaux mouvants, tels que ceux d'Iran, ont souligné l'immense incertitude des approvisionnements continus de pétrole du Moyen-Orient. En 1979, on a également vu une montée substantielle des prix internationaux du pétrole. Les prix gouvernementaux officiels pour le pétrole brut établis par les membres de l'OPEP ont augmenté plus rapidement qu'en aucun autre temps depuis 1973 et on a noté des prix de marché rapide atteignant jusqu'à \$95 par mètre cube de plus que les prix officiels. Par ailleurs, les gouvernements des principaux pays industrialisés de l'Ouest ont réaffirmé une fois de plus au Sommet de Tokyo et aux rencontres ministérielles de l'Agence internationale de l'énergie leur détermination à réduire leur dépendance du pétrole brut importé.

Les questions énergétiques ont également dominé au Canada. Le nouveau Gouvernement élu a mis de l'avant un objectif d'autosuffisance pétrolière pour 1990 et les autres partis politiques ont également souligné la nécessité d'augmenter les approvisionnements de pétrole intérieur et de réduire les besoins de pétrole brut étranger. Les questions énergétiques ont continué d'occuper une place importante dans la politique gouvernementale durant l'année ainsi qu'au cours de l'élection fédérale de 1980. L'un des principaux sujets de débat a été celui des ententes de prix futures pour le pétrole et le gaz.

Sujet de maintes discussions dans ce débat énergétique global, Petro-Canada a dû faire face à une période d'incertitude considérable quant à son mandat et à son avenir. L'élection du Gouvernement le 22 mai dernier comportait un engagement de la part de ce dernier de réviser le rôle et le mandat existants de Petro-Canada ainsi que ses rapports comme agence gouvernementale vis-à-vis son seul actionnaire, le Gouvernement du Canada. Au cours des premiers mois d'existence du nouveau Gouvernement, une étude interne a examiné le rôle futur de la Société.

Le 7 septembre, le Gouvernement du Canada annonçait la création d'un Groupe de travail dont le mandat était d'étudier et de proposer une méthode de "privatisation" de la Société. Le 16 octobre, le Groupe de travail soumettait ses recommandations au Gouvernement, dont les plus importantes étaient de conserver la Société intacte et de distribuer l'investissement du Gouvernement dans Petro-Canada au public afin d'en faire des actionnaires directs de l'avoir.



Coucher de soleil sur une pompe à pétrole dans les Prairies.



La tour de forage Zapata Uglund est utilisée pour forer le puits Ben Nevis.



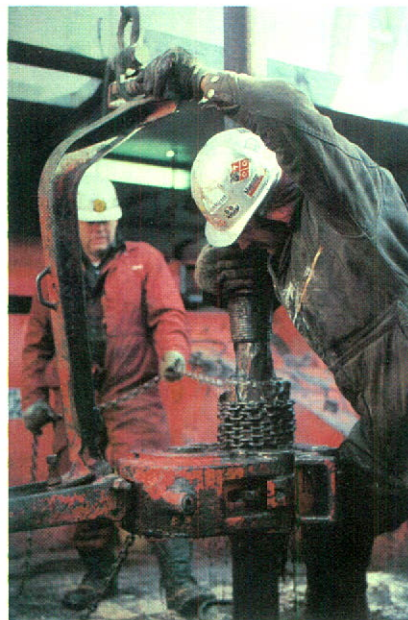
Des études sur les icebergs du grand Nord font partie du programme environnemental de la Société.

Le 20 décembre, le Premier ministre Clark annonçait une proposition de restructuration de Petro-Canada. Petro-Canada demeurerait intacte comme société, quelques-unes de ses actions seraient distribuées gratuitement au public, quelques autres seraient disponibles pour achat par des Canadiens tandis que d'autres seraient retenues par le Gouvernement. Les objectifs corporatifs de Petro-Canada restructurée seraient guidés par des critères d'ordre commercial.

Le 18 février 1980, les Canadiens éliaient un Gouvernement libéral qui s'est déclaré déterminé à maintenir et à renforcer Petro-Canada comme instrument de la politique gouvernementale.



Tour de forage à l'emplacement du champ Brazeau.



Un programme intensif de forage a eu lieu dans l'Ouest du Canada.

Même si la révision du Gouvernement en 1979 a causé une incertitude considérable chez les membres de son Conseil d'administration, de sa Direction et de son personnel, la Société a continué à assister le Gouvernement dans ses études relatives à Petro-Canada. En dépit de l'incertitude de cette période, Petro-Canada a continué de remplir son mandat statutaire de façon active et de faire progresser ses projets et ses activités. Ainsi, la Société demeurait prête à assumer tout mandat qui pourrait lui être confié par le Gouvernement et le Parlement du Canada.

Les événements les plus positifs qui se soient produits pour l'industrie du pétrole et du gaz du Canada ont été les résultats de l'exploration des régions éloignées en 1979. En rétrospective, l'année 1979 peut être considérée comme un point tournant de l'exploration des régions éloignées du Canada. Deux découvertes de pétrole possiblement importantes ont été faites — la première par Dome Petroleum à Dome et al Kopanoar dans la Mer de Beaufort et la seconde, dans laquelle Petro-Canada a un intérêt de 25%, à Hibernia, au large de Terre-Neuve. Il faudra procéder à des travaux de forage additionnels pour établir l'étendue de ces réserves.

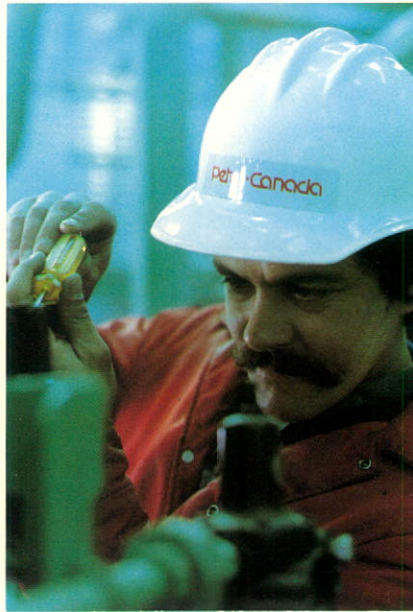
Près de Hibernia, les travaux de forage d'exploration et de délimitation en cours ont déjà fait progresser la compréhension de l'importance de cette découverte. Si les réserves découvertes sont de valeur commerciale, la capacité d'opération à l'année de Hibernia permettra probablement à cette région de produire le premier pétrole des régions éloignées du Canada à atteindre le marché.



Plate-forme de forage au large utilisée sur la côte Est pour le forage de Venture D-23.

La situation s'est également améliorée pour le gaz des régions éloignées. Des découvertes de gaz à Whitefish dans les îles de l'Arctique, un forage de délimitation fructueux à Bjarni sur la côte du Labrador ainsi qu'un forage de reconnaissance à Venture au large du plateau continental de la Nouvelle-Écosse, permettent de croire à une addition possible d'une quantité considérable de gaz aux réserves du Canada. De plus, on a déjà rapporté quelques succès à deux autres puits au large de la côte du Labrador qui seront testés durant la saison de forage de 1980.

Petro-Canada a participé activement à toutes les découvertes faites en 1979 dans des régions reculées, à l'exception de Kopanoar.



Les employés constituent la ressource-clé de Petro-Canada.

L'achat de Pacific Petroleum a été complété en 1979. L'offre d'achat des 48,4% qui restaient des actions de Pacific, faite au printemps de 1979, fut acceptée par les détenteurs d'actions en cours. Les opérations de Pacific ont été entièrement fusionnées avec celles de Petro-Canada au cours de la dernière année. Il faut rendre hommage à tous les employés pour le succès de cette fusion.

Durant 1979, Petro-Canada a continué de développer sa production de pétrole et de gaz dans l'Ouest du Canada et d'explorer activement afin de trouver de nouvelles sources de pétrole classique et de gaz dans la région. De plus, la Société a poursuivi ses nombreux travaux de recherche et de tests-pilotes dans les régions de sables pétrolifères et de pétrole lourd de l'Alberta et de la Saskatchewan. On a complété en 1979 la

construction d'une installation importante d'extraction d'éthane à Empress, en Alberta.

En 1980, la Société maintiendra son niveau élevé d'investissement corporatif. A la fin de 1979, le Gouvernement du Canada approuvait son budget des investissements de 1980 au montant de \$435 millions pour des dépenses d'investissements. De ce montant, on a prévu \$115 millions pour des fins d'exploration dans des régions éloignées et \$104 millions pour des fins analogues dans l'Ouest du Canada — indice du niveau élevé de l'activité exploratoire à laquelle s'est engagée la Société. On a également prévu \$106 millions additionnels pour des dépenses d'investissements liées au développement de la production de pétrole léger classique et de gaz, reflet de la position importante de la Société comme producteur de pétrole et de gaz. Le reste des fonds sera consacré à des projets d'exploration à l'étranger, à l'exploitation des sables pétrolifères, du pétrole lourd et du charbon, aux méthodes de transport ainsi qu'à la fabrication et à la mise en marché des produits pétroliers.

On a poursuivi en 1979 la construction du Centre de recherche et de développement de \$10 millions de Petro-Canada près de l'Université de Calgary. On s'attend de compléter cette construction au printemps de 1980.

La Société a continué d'appliquer des normes élevées aux considérations d'ordre social et environnemental comme partie intégrale de ses nombreuses activités.

Exploration

Le programme d'exploration de Petro-Canada constitue la plus importante réussite de la Société en 1979. L'un des principaux objectifs de Petro-Canada depuis sa création a été l'exploration des régions éloignées du pays. C'est un objectif que la Société a sans cesse poursuivi avec vigueur. Depuis 1976, Petro-Canada a participé au forage de 60 des 114 puits forés dans les régions éloignées, soit un meilleur pourcentage de participation que celui de n'importe quelle autre société de pétrole et de gaz oeuvrant au Canada. Au cours des quatre dernières années, Petro-Canada a dépensé \$246,6 millions ou environ 60% de son budget exploratoire pour des projets d'exploration en régions reculées — environ 12% du total dépensé par l'industrie. En 1979, les dépenses ont totalisé \$64,0 millions. Au 31 décembre 1979, Petro-Canada avait acquis 120 000 kilomètres carrés d'une superficie brute d'environ 419 000 kilomètres carrés (voir tableau du sommaire de la superficie).

Durant 1979, Petro-Canada a participé aux travaux de six découvertes importantes fructueuses dans les régions éloignées du Canada. Dans l'Ouest du pays, la Société a poursuivi un important programme d'exploration sur des terres qu'elle détenait tout en augmentant sa superficie d'exploration. Elle a dépensé un total de \$115,9 millions principalement dans des champs de gaz du centre de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique, dans la région de West Pembina ainsi que dans la région de Lloydminster, en Alberta et en Saskatchewan.

En 1979, la Société obtenait plus de 172 000 kilomètres de données sismiques au Canada et à l'étranger, acquérant ainsi une meilleure connaissance des objectifs possibles d'exploration.

Au large du plateau continental de la Nouvelle-Écosse

La première réussite de l'année d'exploration 1979 a été la découverte de gaz à Venture D-23. Ce puits faisait partie d'un programme d'amodiation de plusieurs puits par Petro-Canada et Kaiser Resources Inc. sur une superficie de 5 000 kilomètres carrés de terres sous permis détenus par Mobil Oil Canada Ltd. et ses associés près de l'île de Sable. Petro-Canada a payé 75% du coût du programme (\$55 millions) afin d'acquérir 30% des droits sur ces permis. Il y eut un écoulement de gaz suffisant de trois zones distinctes du puits Venture D-23 pour encourager les participants à croire que l'on pouvait en trouver en quantité commerciale. Quant aux quatre autres puits du programme, l'un consistait en puits de délimitation important (Thebaud I-94), deux étaient des forages de reconnaissance avec indications mineures de gaz (Migrant N-20 et Cohasset L-97) et le dernier (Cohasset P-42) s'est révélé improductif.

Durant l'été de 1979, les associés entreprenaient un important programme complémentaire sismique afin de recueillir l'information pertinente pour un programme de travaux en 1980. A la fin de l'année, on avait retenu une plate-forme de forage par contrat afin de reprendre les travaux vers le milieu de 1980 pour délimiter davantage les découvertes de 1979.

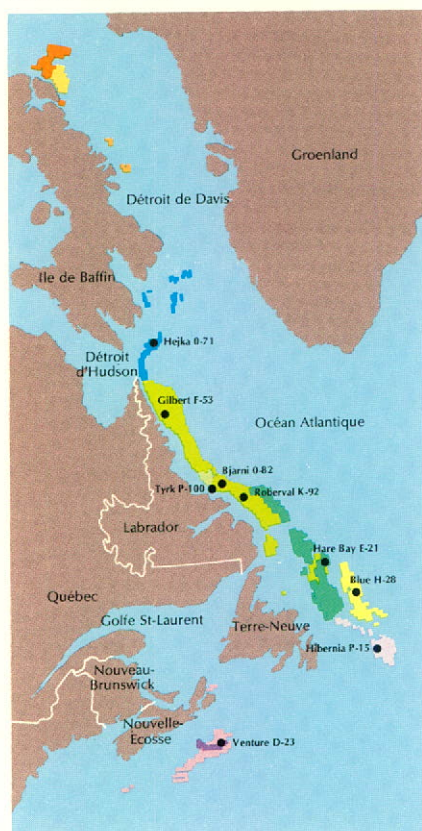
Terre-Neuve/ Labrador

Au cours de 1979, le programme d'exploration de l'industrie rapportait des travaux de forage de 10 puits et des dépenses totales sans précédent de plus de \$250 millions à cette fin. Petro-Canada a participé aux travaux de 9 de ces 10 puits.

La participation de Petro-Canada à un important projet d'amodiation du Groupe Labrador dont Total Eastcan Exploration Ltd. est l'agent opérateur a résulté en travaux agressifs d'exploration sur cette superficie en 1979. On a utilisé trois navires de forage pour forer et compléter deux puits, un puits improductif à Tyrk P-100 et un autre indiquant des hydrocarbures à Roberval. Le puits Roberval K-92 a été abandonné avant de pouvoir être testé; cependant, on y forera un autre puits en 1980 afin d'évaluer davantage le potentiel de la structure. Deux autres puits, un puits de délimitation de gaz productif à Bjarni O-82 et un forage de reconnaissance à Gilbert F-53, doivent être complétés et testés en 1980.

Petro-Canada acquerra un intérêt de travail d'environ 100 000 kilomètres carrés de terres sous permis d'exploration en dépensant 35% du budget global d'exploration de \$125 millions en 1979 et 1980. L'intérêt de travail de Petro-Canada sera probablement au-delà de 20% selon les coûts actuels du Projet. Au début de 1980, Petro-Canada a assumé le rôle d'opérateur du Groupe Labrador et utilisera au moins trois navires de forage sur cette superficie durant la saison de forage de 1980.

Côte de l'Est



- Permis baie de Baffin
- Option Shell à baie de Baffin
- Permis Skaha
- Amodiation Aquitaine
- Amodiation Eastcan et al Labrador
- Amodiation Chevron et al Hopedale
- Amodiation B.P. et al Labrador
- Amodiation Shell-Texaco et al Gander
- Permis de renouvellement spéciaux Mobil et al (amodiation Hibernia)
- Autres terres à intérêts conjoints existants de P.C.
- Amodiation Mobil et al, est et ouest de Sable

Petro-Canada a participé à trois autres programmes d'amodiation au large du Labrador, dont les plus fructueux ont été ceux de Hekja 0-71 dans la partie nord de la région. Le puits Hekja 0-71 opéré par la Cie Aquitaine du Canada Ltée. a été foré à une profondeur de 3 269 mètres avant que les travaux ne soient suspendus pour l'hiver. Ce puits a présentement atteint un fond dans une section d'hydrocarbures porteur de grès. En 1980, on a poursuivi le forage vers les mêmes objectifs du réservoir principal, en-dessous de la profondeur actuelle, avant de tester l'importance de toutes les zones indicatrices d'hydrocarbures.

Petro-Canada a amodié une portion de son intérêt à deux sociétés canadiennes, Home Oil Company Limited et Pan Canadian Petroleum Limited et elle paie maintenant 25% du coût du puits afin d'acquérir un intérêt de 15% sur 80 000 kilomètres carrés de terres sous permis.

Les deux autres programmes ont été infructueux. Un groupe de sociétés dirigé par B.P. Exploration Canada Limited a foré le puits Hare Bay H-31 à une profondeur totale de 4 874 mètres mais n'a découvert aucune trace d'hydrocarbures. Le puits Blue H-28 foré par Texaco Canada Inc., bien qu'improductif comme puits exploratoire, a établi un nouveau record mondial de forage au large avec une profondeur de 6 103 mètres dans 1 486 mètres d'eau.

La réussite la plus prometteuse du programme d'exploration des régions éloignées de 1979 a été la découverte de pétrole de Hibernia. A Hibernia, Petro-Canada a acquis un intérêt de travail de 25% dans les 16 700 kilomètres carrés de terres sous permis spéciaux de renouvellement émis par le Gouvernement du Canada. Le test du puits a révélé du

pétrole de trois zones distinctes. Tandis que l'écoulement maximum du test était juste d'un peu moins de 600 mètres cubes de pétrole par jour, l'opérateur a estimé qu'en vertu des conditions actuelles de production, ce puits pourrait bien produire plus de 3 000 mètres cubes de pétrole par jour. L'huile de la zone principale était d'une densité de 850 kilogrammes par mètre cube, de faible teneur en soufre et elle constitue une charge d'alimentation de haute qualité pour raffinerie. A l'heure actuelle, on y fore deux puits de délimitation tandis qu'à un troisième puits, Ben Nevis 1-45, on évalue une structure de 38 kilomètres à l'est par un forage de reconnaissance. Le forage à l'année dans cette région permettra d'évaluer les possibilités à un rythme beaucoup plus rapide de façon continue que dans les autres régions dont l'année d'exploration est limitée. On poursuit des études sur l'environnement de la région afin de déterminer comment peut se faire l'exploitation avec un risque minimum de dommages environnementaux.

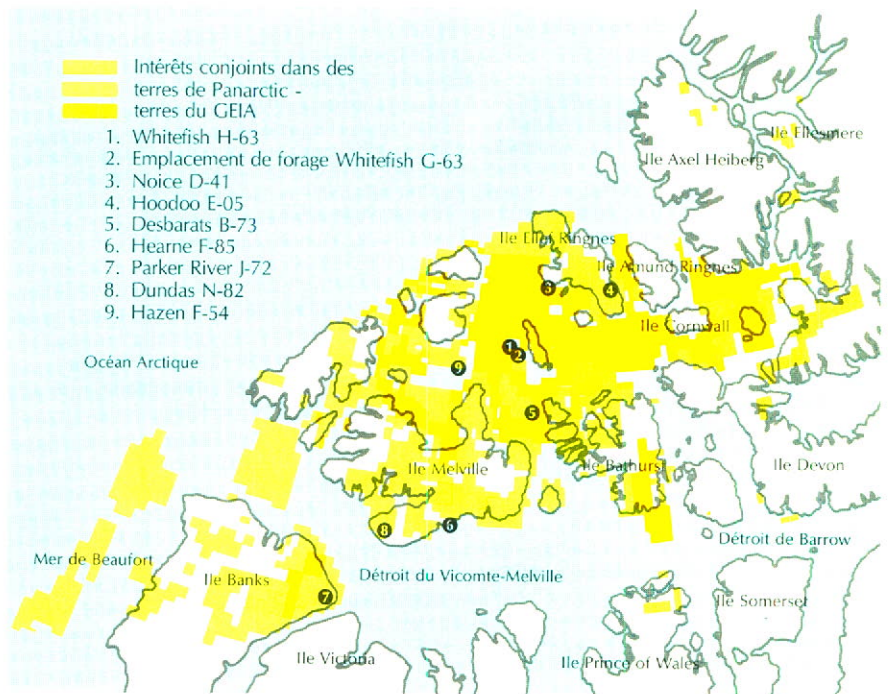
Dans la région hautement prometteuse de la baie de Baffin, Petro-Canada a poursuivi un relevé intensif de reconnaissance sismique au large, des relevés détaillés du fond de la mer et des conditions sous-marines à des sites possibles de forage, ainsi que d'autres relevés intensifs relatifs à l'environnement biologique et physique de la baie du Baffin. Ces études se sont faites tel que requis par le programme de l'Étude de l'environnement marin de l'Arctique de l'Est (ÉEMAE) du Gouvernement fédéral dans l'intention de demander un permis de forage dans la région de la baie de Baffin et du détroit de Lancaster.

L'Arctique et les Territoires du Nord-Ouest

L'activité exploratoire de Petro-Canada dans l'Arctique en 1979 a consisté en un investissement dans Panarctic Oils Limited et un appui au Groupe d'exploration des îles de l'Arctique, directement et par l'intermédiaire de Panarctic. Le Groupe d'exploration des îles de l'Arctique est un consortium de sociétés (Panarctic 22%, Petro-Canada 18%, Gulf Resources Canada Inc. 25%, Esso Resources Canada Ltd. 35%) qui se sont engagées à dépenser 580 millions au cours d'une période de quatre à six ans afin d'acquérir un intérêt de 60% dans 130 000 kilomètres carrés d'une superficie au large de l'Arctique. En 1979, le Groupe forait le puits représentant la plus importante découverte de gaz de l'Arctique en une période de plus de 5 ans.

Le puits Panarctic AIEG Whitefish H-63, foré à une profondeur totale de 2 126 mètres, a révélé du gaz dans deux zones distinctes. Même si ce puits ne pouvait être foré à la profondeur totale planifiée, Panarctic a estimé qu'il pouvait contenir plus de 150 milliards de mètres cubes de gaz naturel. Un autre puits jumeau, AIEG Whitefish G-63, foré au début de 1980, a produit du gaz dans deux zones qui ont été indiquées mais non évaluées dans le puits de 1979.

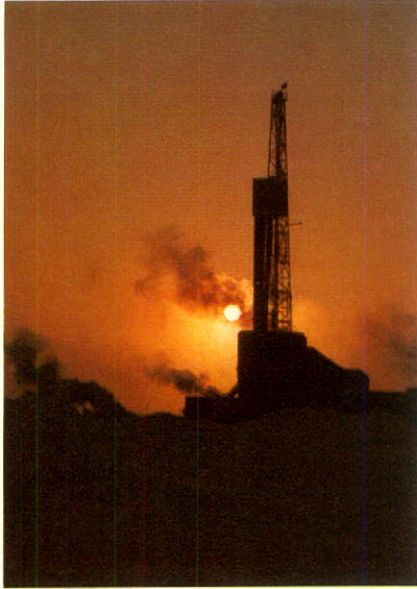
Arctique



En outre, Petro-Canada, qui possède un peu plus de 45% de Panarctic, continue de financer les activités de Panarctic à un taux au-delà de son appartenance. Dans le programme de 1980 et 1981, Petro-Canada financera 81,2% du budget de Panarctic afin d'assurer que le niveau nécessaire d'activité soit maintenu, puisque les associés du secteur privé ne se sont pas engagés à continuer leur part respective de financement.

Dans la Mer de Beaufort, Dome a continué d'exercer son option afin d'acquérir un intérêt dans les terres de Petro-Canada en forant son puits Natsek E-56. Le puits a été commencé en 1977, foré à 2 695 mètres en 1978 et à 3 520 mètres en 1979.

Les conditions pénibles . . . la normale dans les régions reculées!



Le soleil de minuit met en relief une tour de forage de l'Arctique.

Puits d'exploration dans les régions éloignées

	Petro-Canada	Industrie
1976	16	41
1977	13	26
1978	16	24
1979	15	23
Total	60	114

Sur la scène internationale

Au cours des quatre dernières années, Petro-Canada a limité ses travaux d'exploration sur la scène internationale là où on a cru qu'une telle présence pourrait avantager le Canada. Au nombre d'avantages possibles, mentionnons l'accès à des sources assurées de pétrole étranger, l'augmentation du commerce étranger et l'accès à une technologie étrangère permettant de perfectionner le savoir et l'expertise requis pour résoudre les problèmes énergétiques canadiens. Grâce à son achat de Pacific, la Société possède maintenant certains intérêts à l'étranger.

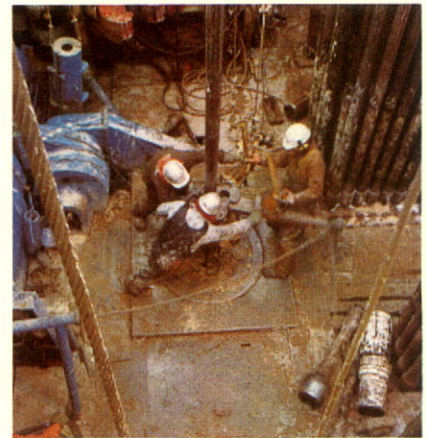
En 1979, la Société a obtenu un intérêt de 5% dans un bloc d'exploration de la Mer du Nord norvégienne contenant un engagement à des travaux de forage de trois puits pour une dépense évaluée par Petro-Canada à environ \$4,1 millions durant 1979 et 1980.

En Extrême-Orient, Petro-Canada participe à sept des huit principaux programmes sismiques présentement poursuivis dans des régions du large de la République populaire de Chine par un grand nombre des principales sociétés internationales et des sociétés nationales de pétrole d'autres pays.

Petro-Canada détient aussi divers intérêts dans huit superficies sous permis sises au large de la côte de l'Espagne où fut découvert en 1975 le grand champ de pétrole Casablanca. On y a commencé la production continue à la fin de 1979 à partir

d'installations temporaires dans ce champ. Petro-Canada détient d'autres intérêts divers dans des blocs sur terre et au large du Golfe du Mexique, au large des côtes du Royaume-Uni, au large de la Mer du Nord allemande ainsi qu'au large des côtes de l'Italie.

Dans le domaine international, Petro-Canada a également participé à l'acquisition de 100 000 kilomètres de données sismiques et au forage de neuf puits exploratoires et d'un puits d'exploitation.



Le puits Whitefish dans l'Arctique supérieur.

Puits exploratoires - 1979

(Bruts)

Pétrole	Gaz	Improductif	Autres découvertes indiquées	TOTAL
64	54	51	1	170

Sommaire de la superficie*

(kilomètres carrés)

	Bruts	Nets
Ouest du Canada		
Colombia-Britannique	12 849	7 301
**Alberta	31 707	16 450
Saskatchewan	2 748	656
Manitoba	251	125
Ontario	445	445
Sous-total	48 000	24 977
Régions éloignées		
T.N.-O., Yukon, Beaufort, Baie d'Hudson ..	14 601	7 122
Iles de l'Arctique	130 119	27 211
Côte de l'Est, au large	220 452	60 335
Sous-total	365 172	94 668
À l'étranger		
	5 795	680
Total	418 967	120 325

* Ces chiffres n'incluent pas les redevances et intérêts nets de production de quelque 4 000 kilomètres carrés, ni l'intérêt que la Société possède par son 45% des 140 000 kilomètres carrés de terres sous permis de Panarctic Oils Ltd.

** De ces intérêts albertains, les permis de sables pétroliers représentent 8 000 kilomètres carrés bruts; 2 860 kilomètres carrés nets.

L'Ouest du Canada

Le programme d'exploration de 1979 pour l'Ouest du Canada fut le plus substantiel de l'histoire de la Société. Au cours de 1979, la Société a foré ou participé aux travaux de 153 puits d'exploration. De plus, elle a acquis 4 413 kilomètres de données sismiques pour appuyer et délimiter davantage des terres sous permis présentant des possibilités. Un programme agressif d'acquisition de terres, concentré principalement sur des achats lors de ventes par des sociétés d'état provinciales, a permis l'acquisition d'environ 148 000 nouveaux hectares d'exploration à ajouter à son inventaire de terres de l'Ouest du Canada en 1979.

En vertu d'une entente d'amodiation avec Alberta Energy Company, Petro-Canada a continué d'opérer un programme d'exploration de plusieurs puits et d'étudier les possibilités d'huile lourde et de gaz en zone peu profonde dans une portion de Primrose Bombing Range, au lac Ipiatik. A la fin de l'année, on avait foré 29 puits-tests d'un engagement original de 100 puits avec un taux de succès de 80%, établissant ainsi un potentiel considérable pour la production d'huile lourde. En plus du forage qui sera complété en 1980 et 1981, on planifie un test de récupération thermique pour 1982.

Les récents travaux de forage d'exploration et d'extension, initiés en partie par la Société, ont établi l'existence de nouvelles réserves de pétrole classique dans la région Utikuma/Golden du centre de l'Alberta où l'on a foré des puits productifs. On poursuivra le forage d'exploitation en 1980 afin de délimiter les découvertes des deux années précédentes d'exploration.

Dans la région de Deep Basin de l'ouest central de l'Alberta, Petro-Canada a entrepris un programme de travaux pour plusieurs puits afin d'évaluer les zones peu profondes et profondes du potentiel de pétrole et de gaz. On a foré quatre puits productifs dans la région de Cutbank, ainsi que trois puits de gaz productifs dans la région d'Elmworth, tandis que l'on évaluait des résultats similaires dans les régions Gold Creek/Karr. Bien que les travaux de délimitation ne soient pas encore commencés, on a indiqué des réserves de gaz en quantité importante sur des blocs de terre où Petro-Canada détient un intérêt dominant. De plus, certains indices laissent croire qu'on a fait une nouvelle découverte de pétrole à Lator sur l'un des grands blocs importants de terres sous permis dont la Société possède un intérêt significatif.

L'activité exploratoire s'est considérablement accrue dans la région de Brazeau dont on a tant parlé. On y poursuit des études sismiques détaillées afin de pouvoir localiser de nouveaux secteurs possibles pour l'exploration. En 1979, la Société forait deux puits de reconnaissance productifs à Brazeau 7-20 et Peco 6-36; tous deux ont été complétés et rapportés comme découvertes productives de gaz humide.

Dans le nord-est de la Colombie-Britannique, c'est une acquisition de terres importante qui a initié un nouveau programme d'exploration. Cette acquisition, qui se trouve au nord du champ de gaz existant de Laprise, est le résultat d'une étude

Ouest du Canada



■ Régions dans lesquelles Petro-Canada détient des droits sur le pétrole et le gaz naturel

■ Principale activité exploratoire en 1979

■ Régions de production importante

■ gaz naturel

■ pétrole

géophysique et géologique intensive effectuée au cours de deux dernières années, étude qui avait été encouragée par les succès exploratoires de Petro-Canada dans le voisinage.

Le long de la ceinture des "foothills" de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, la Société a acquis des

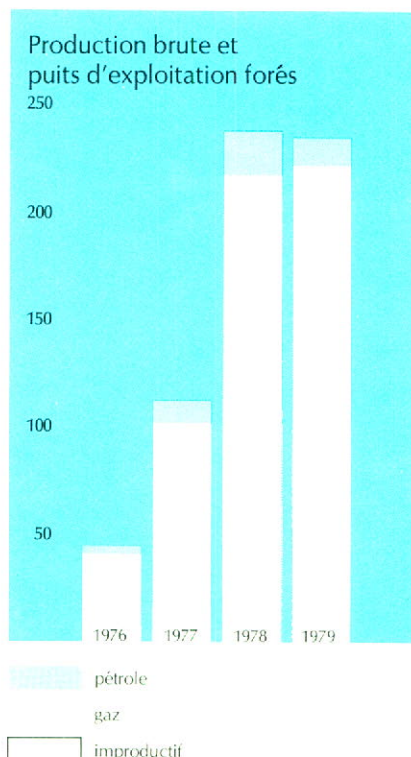
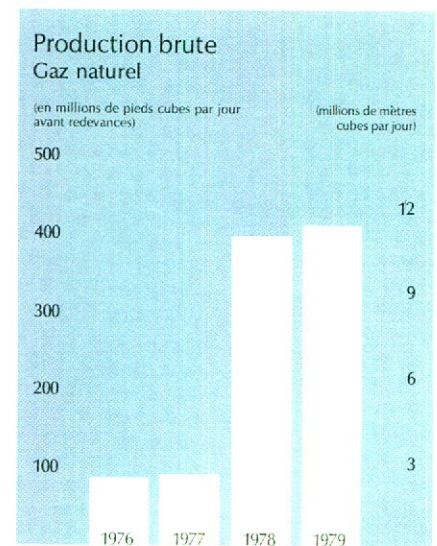
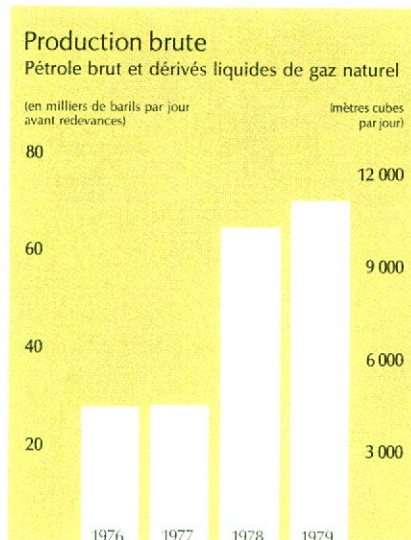
permis sélectionnés et substantiels sur des zones productives possibles des collines. C'est une importante découverte de gaz sur des terres dont Petro-Canada possède un intérêt dans la région Ojay de C.-B. qui a stimulé l'intérêt de la Société dans ces zones.

Production

Grâce à son importante base de production et à l'acquisition des immenses réserves de l'Ouest du Canada et de la production de Pacific, Petro-Canada est devenu un important producteur de pétrole et de gaz au Canada. En 1979, la Société se classait au deuxième rang au Canada pour la production du gaz avec une production quotidienne de 11,5 millions de mètres cubes. Elle se situait environ au huitième rang quant à la production de pétrole et de dérivés liquides du gaz naturel avec une production quotidienne moyenne de 10 000 mètres cubes. Cela représente environ 5% de la production de pétrole et de dérivés liquides du gaz naturel du Canada et environ 5% de sa production de gaz naturel.

Près de 50% de la production de gaz de Petro-Canada se fait en Colombie-Britannique, où les champs de Yoyo et Clark Lake représentent près de la moitié de cette quantité. En Alberta, la Société est un producteur important dans les régions de gaz en zones peu profondes du sud-est et du nord-ouest de la province. Les autres régions importantes incluent Whitecourt, Ricinus et Gold Creek.

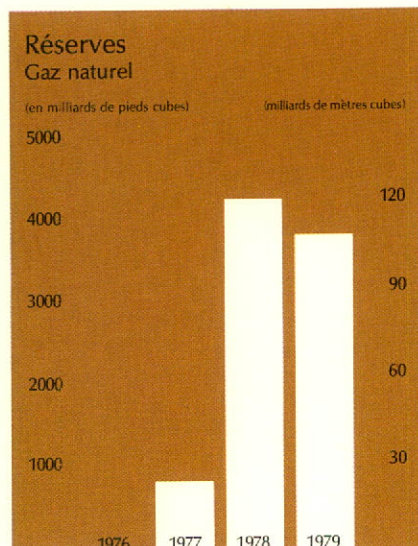
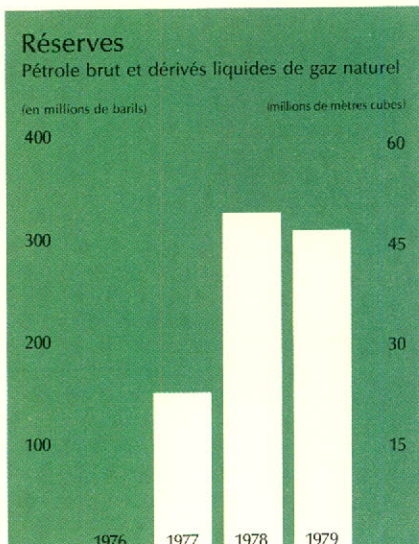
Environ 91% de la production de pétrole de Petro-Canada provient de l'Alberta. Les principales régions productives sont Viking-Kinsella et Wainwright dans les régions d'huile lourde de l'est de l'Alberta, le champ de densité moyenne de Bellshill Lake et les champs de densité légère de Pembina, Swan Hills, Nipisi, Redwater, Kaybob et Utikuma.



Forage

Petro-Canada a poursuivi un programme intensif de forage d'exploitation en 1979 afin d'augmenter la production et les réserves de façon à maintenir la position de la Société et améliorer ses revenus de production. On a investi un total de \$32 millions dans des travaux de forage de 235 puits bruts (103 nets) d'exploitation et de production. De ce nombre, on a complété 222 puits bruts (96 nets) comme producteurs de pétrole et de gaz.

Parmi les principales régions de forage, mentionnons le champ Utikuma, où l'on a foré 6 puits de pétrole productifs qui ajoutent des réserves importantes. A Brazeau River



dans le bassin de West Pembina, au cours de la dernière partie de l'année, Petro-Canada a poursuivi des travaux sur trois plates-formes de forage de puits d'exploration et d'exploitation. A la fin de l'année, on avait foré un puits d'exploitation productif et on en avait presque complété trois autres. Tous ces derniers puits doivent être complétés au début de 1980. La Société continue ses projets courants de forage annuel dans le sud-est de la région de gaz en zones peu profondes de l'Alberta. En 1979, on a foré 67 puits afin de maintenir des engagements de contrats de gaz dans les champs de Medicine Hat et d'Alderson. Au nombre des autres travaux importants relatifs à plusieurs puits, mentionnons Clark Lake et Laprise dans le nord-est, Colombie-Britannique; Bellshill Lake, Rainbow Lake, Caroline et Viking/Kinsella, en Alberta; et Lashburn et Cactus Lake, dans les régions d'huile lourde de la Saskatchewan.

Facteurs approximatifs de conversion

1 mètre	3,3 pieds
1 kilomètre	0,62 mille
1 hectare	2,5 acres
1 kilomètre carré	100 hectares ou 250 acres
1 mètre cube de gaz	35 pieds cubes de gaz
1 mètre cube de pétrole ou de DLGN	6,3 barils de pétrole ou de DLGN

Installations

Petro-Canada entreprenait en 1979 un programme majeur afin d'ajouter de nouvelles installations pour la production de pétrole et de gaz ainsi que pour augmenter et valoriser les installations existantes dans ces régions de production. Le coût total de ce programme était de \$34 millions dont 70% a été consacré à la production de gaz.

On a entrepris des projets importants de construction à Yoyo dans le nord-est de la Colombie-Britannique, où l'on met en place des installations additionnelles de compression et à

Paddle Prairie dans le nord-ouest de l'Alberta, où une nouvelle installation de traitement de gaz a été mise en circuit continu en 1979. Brazeau River a été le site d'une activité intense de construction durant l'année. En 1979, on a également complété la construction d'une usine de conservation de gaz et d'une batterie centrale de manutention du pétrole. On a aussi beaucoup accéléré durant l'année l'évaluation, le design et l'installation d'un projet d'injection miscible à haute pression pour valoriser la récupération ultime des trois gisements opérés par Petro-Canada. L'injection dans le premier de ces gisements commencera au printemps de 1980 et plus tard cette année dans les deux autres. Ces projets récupéreront 1,5 millions de mètres cubes de pétrole additionnels pour la Société et fourniront une hausse importante au revenu à court terme.

On a commencé en 1979 un autre programme substantiel de construction au champ de Kaybob. Ce projet valorisera et développera les installations de manutention de pétrole et de gaz nécessaires pour acheminer la nouvelle production de gaz au marché.

Petro-Canada a adjudgé par contrat la majeure part de ses réserves de gaz naturel en puits fermé au Projet d'exportation Pan-Alberta et a participé à vingt-sept nouveaux projets d'exploitation du gaz naturel consacrés aux contrats de Pan-Alberta. Les réserves de gaz de la Société reliées à ce Projet sont de près de 14 milliards de mètres cubes et sa part à la production proposée par Pan-Alberta sera d'environ 3 millions de mètres cubes par jour.

À la fin de l'année, Petro-Canada évaluait ses réserves de gaz à 107,5 milliards de mètres cubes, soit environ 7% des réserves totales de gaz du Canada. Tandis que les découvertes de 1979 de 4,2 milliards de mètres cubes ont compensé la production de 4,2 milliards de mètres cubes pour l'année, on a dû, par suite d'une réévaluation majeure des réserves de la Société, procéder à un rajustement à la baisse de 11,4 milliards de mètres cubes. À la même période, on évaluait les réserves de pétrole et de dérivés liquides du gaz naturel de la Société à 48,8 millions de mètres cubes, environ 4% des réserves totales de pétrole et de dérivés liquides du gaz naturel au Canada. La production de 4,1 millions de mètres cubes a été largement compensée par des découvertes de 3,1 millions de mètres cubes, mais là encore, la réévaluation des réserves a résulté en un rajustement à la baisse de 1,7 millions de mètres cubes. Ces évaluations des réserves de classique prouvées de Petro-Canada n'incluent pas celles qui contribuent à la production du Projet Syncrude Canada Ltd., ni n'incluent une évaluation des réserves de découvertes faites dans des pays étrangers et dans des régions éloignées, telles que les importantes découvertes à Hibernia.

Petro-Canada est d'avis que l'on trouvera une source importante d'approvisionnement futur de production pétrolière dans les ressources énormes de pétrole lourd de l'Alberta et de la Saskatchewan qu'il reste toujours à exploiter à des taux de récupération importants et à des coûts économiques de production. Résultat : la Société s'est inscrite à un programme important d'exploration et d'exploitation des immenses réserves de pétrole lourd du Canada.

À la fin de 1978, en association avec Gulf et Saskoil, Petro-Canada concluait un accord avec le Gouvernement de la Saskatchewan en vertu duquel les associés s'engageaient à dépenser \$99 millions afin d'acquérir un maximum de 65 760 hectares de terres de la Couronne en Saskatchewan. Jusqu'à maintenant, on a foré 32 puits sur les terres de SHOP (Programme de pétrole lourd de la Saskatchewan) dont 17 étaient des champs de pétrole. On projette un test thermal à Cactus Lake en 1980 comme partie de ce programme.

Dans la région Lashburn de la Saskatchewan, la Société a foré huit puits et elle poursuit des études du réservoir afin de déterminer le potentiel de production de ce gisement de pétrole lourd. En outre, on a appuyé le programme de pétrole lourd de la Saskatchewan par des travaux agressifs en sismique et par l'acquisition de terres adjacentes à celles de SHOP.

À Muriel Lake, on a commencé un test-pilote de \$5,9 millions pour sept puits de pétrole lourd dans lesquels Petro-Canada est agent opérateur et possède un intérêt de 50% afin de tester des méthodes de récupération.



Le projet de pétrole lourd de Kinsella est un projet-pilote conjoint.

Petro-Canada est associée à 50% avec Alberta Oil Sands Technology Research Authority dans un projet-pilote à Kinsella afin de tester des procédés d'inondation-vapeur et de combustion in-situ. On a foré douze puits pour chaque projet.

De plus, la Société a participé à un programme important de recherche avec Petróleos de Venezuela afin d'échanger de l'information et entreprendre de la recherche sur les moyens d'extraire et de valoriser le pétrole lourd découvert au Canada et au Venezuela.

Sables pétrolifères/ Minage

Le 30 août 1979, Alberta Energy Company exerçait son option d'acquiescer 20% de Syncrude, réduisant ainsi la part de la Société de 15% à 12%. Petro-Canada a reçu \$82,3 millions comme paiement de sa part.

Durant 1979, le Projet Syncrude a produit 18 millions de barils de pétrole brut synthétique. On a accompli des progrès considérables relativement au perfectionnement des opérations de minage et à la récupération de bitume dans l'usine d'extraction. Dans l'usine de valorisation, on a continué de concentrer les travaux pour améliorer la fiabilité d'opération des unités de traitement. La production de l'usine en 1979 a été de 7 800 mètres cubes par jour en moyenne. On s'attend que le financement pour modifier le design et remettre les opérations en marche permettra une production maximale de 20 500 mètres cubes par jour en 1983. La production a été vendue à des raffineries de l'Ontario et du Québec. L'entente conclue avec le Gouvernement du Canada pour garantir le prix mondial à la production de Syncrude a permis de couvrir la majeure partie du coût et des risques élevés de cette entreprise pionnière.

Petro-Canada détient également un intérêt de 9% dans le Projet Alsands, une usine de minage de 22 000 mètres cubes par jour de sables pétrolifères au coût de \$6.7 milliards dans une région située au nord de

Fort McMurray. On planifie pour 1986 le début des opérations de cette usine. A la fin de l'année, les demandes d'approbations réglementaires étaient en circulation.

Petro-Canada est l'agent opérateur du Projet PCEJ, un projet pilote in-situ qui testera une méthode brevetée de récupération par vapeur préchauffée à l'électricité.

En 1978, les associés Petro-Canada, Canada-Cities Service Ltd. et Esso Resources Canada Ltd. ont conclu une entente avec Japan Canada Oil Sands Limited (JACOS) pour une amodiation de 15 ans en trois phases selon laquelle JACOS pourrait acquiescer un intérêt indivisible de 25% dans 4 800 kilomètres carrés dans des terres sous permis des sables bitumineux de l'Athabasca en dépensant \$74,8 millions au cours des trois phases du Projet. En 1979, on a commencé la construction de 12 puits dans le champ-pilote initial à 40 kilomètres au sud de Fort McMurray.

La Société est l'agent opérateur d'une entreprise conjointe de cinq sociétés qui teste une technique de minage thermique dans les sables pétrolifères de l'Alberta. En 1979, Petro-Canada a entrepris la Phase 1 du Projet qui implique le percement de tunnel dans le calcaire sous-jacent de la zone des sables pétrolifères et le forage dans la formation.

La Société participe également à deux autres projets in-situ de sables pétrolifères. A Gregoire Lake, on teste un procédé d'extraction en trois phases qui inclut le préchauffage de la formation, la réduction de la pression dans la formation et l'utilisation de combustion in-situ et de combustion humide pour ramener le pétrole à la surface. A Golden Lake, la Société étudie les permis qui contiennent des roches carbonatées imprégnées de bitume.

Produits pétroliers/ Marketing

A la fin de l'année, la Société disposait d'un réseau de commercialisation consistant en 366 postes d'essence au détail et en 54 débouchés en gros s'étendant de la Colombie-Britannique à Lakehead, en Ontario. Ce réseau fournit environ 5% de l'essence à moteur et approvisionne le marché du distillat de l'Ouest du Canada. L'accueil du public aux débouchés de détail de "Pacific 66", tout comme celui des concessionnaires opérant ces débouchés, a continué d'être positif depuis le changement de propriétaire (Petro-Canada). Les ventes d'essence au détail ont augmenté de 14% en 1979 comparativement à la hausse de 5% rapportée pour tout le marché de détail de l'essence.

En vertu d'une entente avec Phillips Petroleum, la Société doit rechercher une nouvelle identification pour ses débouchés de marketing à la fin de 1980. On croit qu'une nouvelle entité commerciale sera en place à ce moment-là.

Petro-Canada possède et opère une raffinerie de 3 000 mètres cubes par jour à Taylor, en C.-B. Généralement, cette raffinerie fournit environ 60% des besoins de la Société pour son réseau de marketing, soit directement ou par l'intermédiaire d'ententes de ventes réciproques. On commencera en 1980 des travaux d'expansion de \$12 millions à la Raffinerie Taylor afin de pouvoir être sûr de répondre à la demande croissante du nord de la Colombie-Britannique.

Empress

A l'usine de récupération des dérivés liquides du gaz naturel à Empress, on a mis en circuit continu de nouvelles installations importantes afin de permettre la récupération de 4 000 mètres cubes par jour d'éthane en plus de 2 500 mètres cubes par jour de propane, de butane et de gaz naturel obtenus antérieurement. La nouvelle usine est la plus grande du monde à utiliser le procédé turbo-expansion pour la récupération de liquides. Ses caractéristiques incluent un système de contrôle intensif par ordinateur et un rendement élevé de combustible, utilisant environ la même quantité de fuel pour récupérer plus du double de la quantité des dérivés liquides du gaz naturel.

La demande du marché pour le propane, le butane et autres dérivés liquides du gaz naturel a augmenté en 1979, représentant des hausses substantielles de revenus pour la Société.

Minage

La Société participe également à différents projets touchant le charbon et les minéraux du Canada. A Lethbridge, en Alberta, Petro-Canada détient un intérêt de 80% dans 13 500 hectares de terres de la Couronne sous permis d'exploitation de charbon. On avait commencé le fonçage d'un puits pour accéder au charbon afin de tester des méthodes de minage et pour obtenir des échantillons destinés à des clients éventuels. A Monkman, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, la

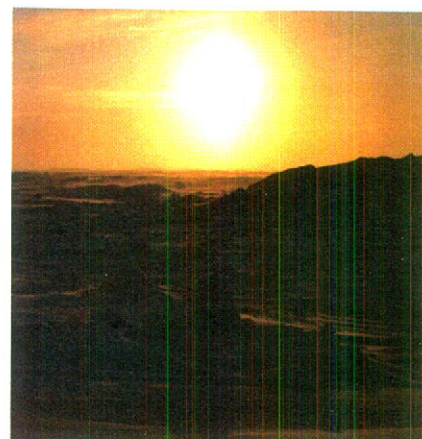
Société détient un intérêt de 50% dans une superficie de 37 400 hectares de terres sous permis d'exploitation de charbon. On poursuit actuellement une étude de faisabilité pour examiner les possibilités que représenterait une mine à ciel ouvert de charbon métallurgique. La Société continue de rechercher des marchés pour ces mines prometteuses.

Projet pilote de l'Arctique

Petro-Canada est le gestionnaire du Projet pilote de l'Arctique pour ses associés, The Alberta Gas Trunk Line Co. Ltd. et Melville Shipping Ltd.

Le Projet offrira d'importants avantages économiques à l'Arctique et à l'Est du Canada; il réduira la dépendance de l'Est du Canada du pétrole importé, ouvrira l'Arctique au transport à l'année et placera le Canada à l'avant-garde de la technologie marine de l'Arctique. Le Projet est conçu pour démontrer la faisabilité de produire et livrer 7 millions de mètres cubes de gaz naturel par jour sous une forme liquide (GNL) depuis l'île Melville dans l'Arctique canadien jusqu'aux marchés du sud sur une base annuelle. Le GNL sera regazéifié dans l'Est du Canada pour livraison par échange aux clients des États-Unis. Le coût total estimé du Projet est de \$1,75 milliards et on planifie le début de ses opérations pour 1985.

Jusqu'à maintenant, les associés ont dépensé \$16 millions pour des programmes d'exploitation,



Le Projet pilote de l'Arctique ouvrirait le Nord à l'exploitation des ressources.

d'ingénierie et d'évaluation environnementale. Ces programmes couvrent tous les éléments du Projet, dont les installations de l'île Melville qui incluent celles de la production de Drake Point et le pipe-line de 160 kilomètres conduisant aux installations de liquéfaction à l'anse de Bridport sur la côte sud; l'élément expédition, qui comprend deux méthaniers brise-glace de catégorie 7 et le terminal de regazéification du sud.

En janvier 1979, on a soumis des Demandes de permis à l'Office national de l'énergie, au Ministère du Transport ainsi qu'au Ministère des Affaires indiennes et du Nord afin d'obtenir les approbations requises pour procéder au design détaillé et à la construction du Projet pilote de l'Arctique. Des lettres d'intention relatives à l'achat de gaz des producteurs de l'Arctique et à la vente de gaz aux acheteurs des É.-U. seront déposées devant l'Office national de l'énergie au début de 1980 en vue des audiences qui devraient commencer vers le milieu de 1980.

Westcoast Transmission

Avec l'achat de Pacific, la Société a acquis un intérêt de 32% dans Westcoast Transmission Ltd. En mai 1979, la Société augmentait son intérêt à près de 36%. Westcoast Transmission possède et opère un réseau de 4 190 kilomètres pour la collecte et la transmission de gaz naturel en C.-B., compte un intérêt de 62% dans Westcoast Petroleum, un intérêt de 45% dans Pacific Northern Gas et un intérêt de 50% dans le projet de Foothills Gas Pipeline.

Pipe-line Cochin

Petro-Canada possède un intérêt de 10% dans la portion canadienne et américaine du pipe-line Cochin, un pipe-line de 2 930 kilomètres transportant les dérivés liquides du gaz naturel, dont de l'éthylène, de l'Alberta à Sarnia, en Ontario.

Petroleum Transmission Co.

Petro-Canada possède 100% de Petroleum Transmission Company, une installation de pipe-line qui transporte des dérivés liquides de propane et de butane de l'usine de traitement d'Empress, en Alberta, jusqu'aux terminaux du rail à Regina et à Winnipeg.

Projet Gaz polaire

En 1979, Petro-Canada continuait d'appuyer les études économiques, environnementales et techniques du Projet Gaz polaire dans lequel elle détient un intérêt de 25%. Cette étude du Projet de pipe-line à long terme concerne le transport de vastes quantités de gaz naturel de l'Arctique supérieur vers les marchés intérieurs et d'exportation au moment et si l'on découvre des réserves au seuil requis.

Pipe-line Q & M

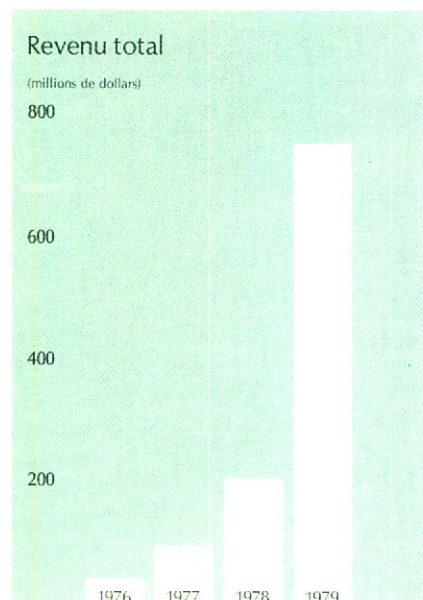
En 1976, Petro-Canada entreprenait avec Alberta Gas Trunk Line Company Limited une étude importante sur la faisabilité de transporter du gaz naturel de l'Ouest canadien aux marchés du Québec et des Maritimes. La demande de permis qui en a résulté par Q & M Pipelines Ltd., pour laquelle Petro-Canada a retenu une option d'intérêt de 20%, a été soumise pour approbation à l'Office national de l'énergie en 1978. A la fin de l'année, on avait fait des modifications importantes à la demande de Q & M par suite de discussions avec d'autres sociétés et aussi pour aider à accélérer les audiences devant l'Office national de l'énergie.

L'activité financière de 1979 a été marquée par la réalisation de l'achat de Pacific Petroleum Ltd., ainsi que par la hausse continue des bénéfices de la Société et par sa capacité de produire des fonds provenant de l'exploitation pour financer son programme de dépenses en immobilisations. Ces réalisations sont importantes pour la situation courante de Petro-Canada et lui fournissent une solide base financière pour ses activités futures.

Au début de 1979, la Société possédait 51,6% de Pacific Petroleum Ltd. A partir du 3 février 1979, Petro-Canada augmentait à 100% son portefeuille d'actions ordinaires émises par Pacific. L'achat d'actions en 1979 fut financé à même l'encaisse de \$749,0 millions détenue pour placement au 31 décembre 1978. Le coût global de l'acquisition fut de \$1 496,4 millions. La majeure partie des fonds utilisés à cette fin provenait de l'émission en 1978 d'actions privilégiées au montant de \$1 464,4 millions par la filiale de Petro-Canada, Petro-Canada Exploration Inc. (PEX), à un groupe de banques à charte canadiennes.

Les résultats financiers de la Société pour 1979 incluent ceux de Pacific sur une base de 100% (sauf les 48,4% détenus par les autres actionnaires de Pacific du 1^{er} janvier au 2 février), tandis que les résultats financiers pour 1978 incluaient les résultats de Pacific depuis le 11 novembre 1978, date d'entrée en vigueur de l'acquisition de la majorité des actions de Pacific par Petro-Canada.

Revenu



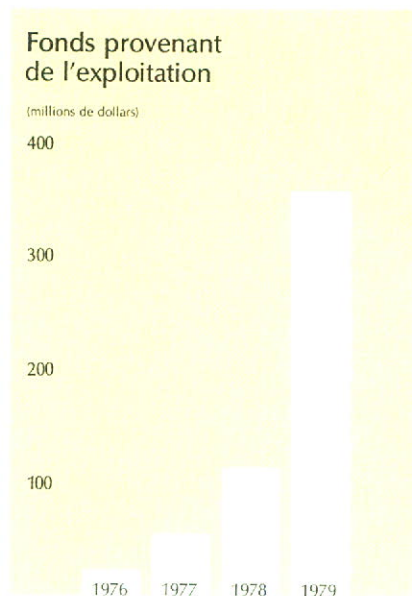
Les revenus de \$704,5 millions provenant de l'exploitation en 1979 ont augmenté par rapport à ceux de \$174,3 millions en 1978 principalement par suite de l'inclusion du revenu plus élevé provenant de la production, à la suite de l'achat de Pacific, et des prix plus élevés du pétrole et du gaz. De plus, les revenus d'intérêt de \$29,3 millions et le gain de \$1,7 millions sur le change étranger proviennent principalement de l'investissement excédentaire et de l'encaisse retenue pour compléter l'achat de Pacific. L'investissement de la Société dans Westcoast Transmission Company Limited a compté pour la plus grande partie de la participation de la Société dans le bénéfice de \$15,6 millions de ses sociétés affiliées. Le revenu total de \$751,2 millions pour l'exercice représente une hausse de \$546,1 millions par rapport au revenu de \$205,1 millions pour 1978.

Dépenses d'encaisse

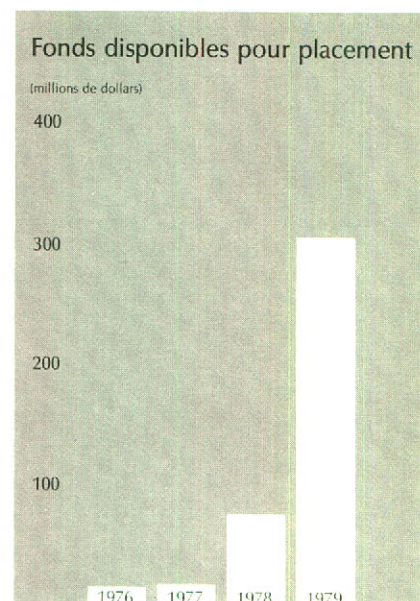
Les dépenses totales de l'encaisse de \$383,9 millions en 1979 ont augmenté de \$293,7 millions par rapport aux dépenses de \$90,2 millions en 1978, reflétant ainsi l'expansion considérable qui a suivi l'acquisition de Pacific, les coûts plus élevés d'achat pour le pétrole brut et les produits de raffinerie et de commercialisation ainsi que la hausse générale des coûts d'exploitation.

Fonds provenant de l'exploitation

Après rajustement du revenu total d'après le pourcentage de l'avoir dans le bénéfice des sociétés affiliées non distribué à Petro-Canada sous forme de dividendes de \$5,5 millions, et après provision de \$4,1 millions pour les impôts sur le revenu exigibles, les fonds provenant de l'exploitation étaient de \$357,7 millions en 1979 comparativement avec \$113,2 millions en 1978.



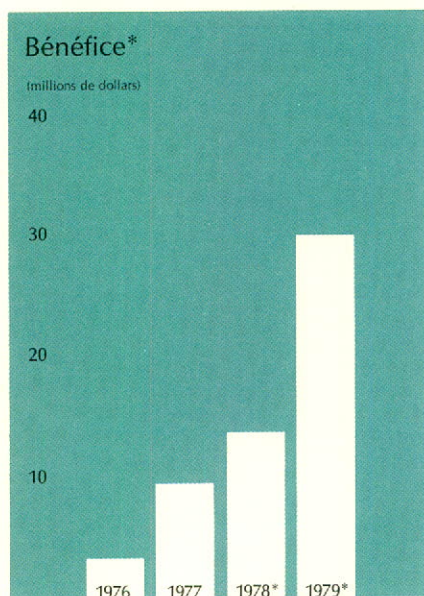
Fonds disponibles pour investissement



En plus des \$357,7 millions provenant de l'exploitation, Petro-Canada a reçu \$82,3 millions par la vente de son intérêt de 20% dans le Projet Syncrude, Alberta Energy Company Ltd. exerçant l'option qui lui avait été accordée à cet effet en 1975. Petro-Canada a également reçu \$9,0 millions pour le gaz payé mais non pris, ce qui a donné un total de \$449,0 millions. Après déduction de l'encaisse de \$95,8 millions versée pour le paiement des dividendes sur les actions privilégiées et \$47,7 millions pour la réduction de la dette à long terme, la Société disposait de \$305,5 millions pour d'autres investissements possibles.

Ce sont des fonds engendrés par Petro-Canada (après tous les coûts d'encaisse pour dépenses d'exploitation, impôts sur le revenu exigibles et obligations de la dette à long terme et dividendes sur les actions privilégiées) qui sont disponibles pour nouveaux investissements.

Bénéfice



* Après déduction des dividendes sur les actions privilégiées de PEX, le bénéfice a été de \$13,6 millions en 1978 et de \$95,8 millions en 1979.

Les provisions pour des postes qui ne requièrent pas de déboursés ont totalisé \$231,7 millions consistant en impôts sur le revenu reportés de \$117,9 millions, l'amortissement corporel, l'épuisement et l'amortissement incorporel de \$128,8 millions, moins d'autres crédits nets de \$15,0 millions. Après avoir déduit ces fonds des \$357,7 millions provenant de l'exploitation, le bénéfice net avant déduction des coûts du financement encourus pour l'achat de Pacific a été de \$126,0 millions en 1979, comparativement avec \$27,4 millions en 1978. Les dividendes payés sur les actions privilégiées émises à des banques canadiennes pour financer l'achat de Pacific ont été de \$95,8 millions en 1979, laissant ainsi, après dividendes sur actions privilégiées, un profit net de \$30,2 millions, comparativement avec \$13,7 millions en 1978.

Total – Provenance et utilisation des fonds

Les fonds de Petro-Canada pour 1979 provenaient des sources suivantes:

	(millions)
fonds de roulement provenant de l'exploitation	\$ 357,7
vente de l'intérêt de 20% dans Syncrude	82,3
gaz naturel payé mais non pris	9,0
fonds provenant des actions émises au	
Gouvernement du Canada	146,0
dette additionnelle à long terme	20,0
fonds retenus pour compléter l'acquisition de Pacific	749,0
Provenance totale des fonds	\$1 364,0

Ces fonds furent utilisés comme suit:

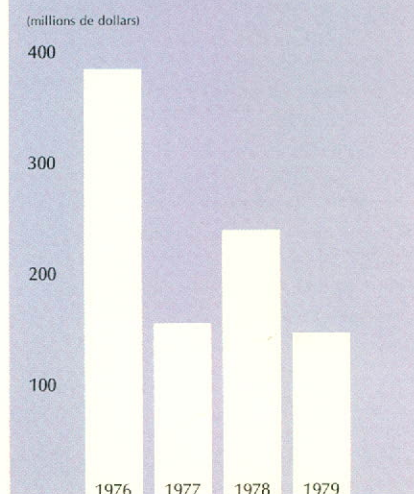
	(millions)
réalisation de l'acquisition de Pacific	\$ 749,5
exploration et exploitation de pétrole et de gaz	328,5
dividendes sur les actions privilégiées de PEX	95,8
réduction de la dette à long terme	47,7
investissements (surtout Westcoast Transmission) Projet Syncrude	25,1
Gaz polaire, pétrole lourd, GNL de l'Arctique et autres études de faisabilité (frais reportés)	13,0
et autres études de faisabilité (frais reportés)	4,6
augmentation du fonds de roulement	99,8
Total	\$1 364,0

Actif

A la fin de 1979, l'actif consolidé totalisait \$3 411,3 millions, comprenant: l'actif à court terme de \$425,9 millions; des placements de \$275,9 millions (principalement Westcoast Transmission et Panarctic); immobilisations de \$2 671,7 millions et frais reportés de \$37,8 millions. La déduction du passif à court terme et des impôts sur le revenu reportés a totalisé \$968,0 millions et les actions privilégiées de \$1 464,4 millions émises par PEX ont produit un avoir des actionnaires de \$978,9 millions à la valeur comptable. L'avoir du Gouvernement du Canada à la fin de l'année consistait en \$580,0 millions d'actions ordinaires et en \$343,8 millions d'actions privilégiées totalisant \$923,8 millions. A la fin de l'exercice, les bénéfices non répartis étaient de \$55,1 millions.

Il faut souligner que l'avoir du Gouvernement du Canada reflète les coûts d'achat des éléments d'actif sous-jacents mais ne reflète pas leur valeur présente sur le marché.

Investissement du Gouvernement dans Petro-Canada



Bilan consolidé

au 31 décembre 1979

(en milliers de dollars)

Actif

	1979	1978
Actif à court terme		
Encaisse et dépôts à court terme	\$ 177 308	\$ 76 471
Comptes-clients	195 054	127 984
Stocks	47 813	38 171
Dépôts et frais payés d'avance	5 706	1 232
	<u>425 881</u>	<u>243 858</u>
Encaisse détenue pour placement	—	749 000
Placements (note 4)	275 886	235 485
Immobilisations, net (note 5)	2 671 737	2 087 244
Charges reportées (note 7)	37 817	33 326

Approuvé au nom du Conseil d'administration



Administrateur



Administrateur

<u>\$3 411 321</u>	<u>\$3 348 913</u>
--------------------	--------------------

Passif

	1979	1978
Passif à court terme		
Comptes-fournisseurs et frais courus	\$ 193 123	\$ 124 195
Portion de la dette à long terme échéant d'ici un an	47 270	36 839
Impôts sur le revenu à payer	2 840	—
	<u>243 233</u>	<u>161 034</u>
Dette à long terme (note 8)	282 236	300 277
Revenu reporté provenant du gaz naturel	17 296	8 290
Impôts sur le revenu reportés	425 331	307 452
Débetures subordonnées, 5%, convertibles	—	25 004
Intérêt minoritaire	—	279 790
Actions privilégiées émises par une filiale (note 9)	1 464 375	1 464 375
Avoir de l'actionnaire		
Capital (note 10)		
Actions privilégiées	343 800	337 800
Actions ordinaires	<u>580 000</u>	<u>440 000</u>
	923 800	777 800
Bénéfices non répartis	<u>55 050</u>	<u>24 891</u>
	<u>978 850</u>	<u>802 691</u>
	<u>\$3 411 321</u>	<u>\$3 348 913</u>

État consolidé des résultats et des bénéfices non répartis

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 1979

(en milliers de dollars)

	1979	1978 (note 2)
Revenus		
Exploitation	\$704 519	\$174 344
Intérêt	29 319	20 926
Participation au bénéfice des sociétés affiliées	15 580	1 779
Gain sur le change étranger	1 746	8 046
	<u>751 164</u>	<u>205 095</u>
Frais		
Exploitation	317 246	53 763
Amortissement et épuisement	128 824	38 388
Frais généraux et d'administration	48 463	23 196
Intérêt sur la dette à long terme	17 626	11 289
Recherche	515	125
Autre intérêt	—	1 839
	<u>512 674</u>	<u>128 600</u>
Bénéfice avant les postes notés ci-dessous	238 490	76 495
Gain à la vente d'une partie du placement dans le Projet Syncrude	14 532	—
	<u>253 022</u>	<u>76 495</u>
Provision pour les impôts sur le revenu (note 11)		
Reportés	117 879	38 763
Exigibles	4 089	3 346
	<u>121 968</u>	<u>42 109</u>
	131 054	34 386
Intérêt minoritaire (note 3)	5 049	7 010
Bénéfice net de l'exercice avant dividendes sur actions privilégiées d'une filiale	126 005	27 376
Dividendes sur actions privilégiées d'une filiale (note 9)	95 846	13 636
Bénéfice net de l'exercice après dividendes sur actions privilégiées d'une filiale	30 159	13 740
Bénéfices non répartis au début de l'exercice	24 891	12 848
	<u>55 050</u>	<u>26 588</u>
Frais d'émission d'actions privilégiées d'une filiale	—	1 697
Bénéfices non répartis à la fin de l'exercice	<u>\$ 55 050</u>	<u>\$ 24 891</u>

État consolidé de l'évolution de la situation financière

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 1979

(en milliers de dollars)

	1979	1978 (note 2)
Provenance du fonds de roulement		
Bénéfice net de l'exercice avant dividendes sur actions privilégiées d'une filiale	\$ 126 005	\$ 27 376
Charges n'impliquant pas de déboursés	231 679	85 792
Fonds de roulement provenant de l'exploitation	357 684	113 168
Produit de l'émission d'actions privilégiées par une filiale	—	1 464 375
Produit de l'émission d'actions	146 000	239 500
Produit de l'émission de dette à long terme	20 000	—
Réduction de l'encaisse détenue pour placement	749 000	—
Produit de la vente d'une partie du placement dans le Projet Syncrude	82 282	—
Revenu reporté provenant du gaz naturel	9 006	8 290
	<u>1 363 972</u>	<u>1 825 333</u>
Utilisation du fonds de roulement		
Acquisition des actions de Pacific Petroleum Ltd. (note 3)	749 528	699 023
Encaisse détenue pour placement	—	749 000
Augmentation des placements	25 076	16 746
Acquisition d'immobilisations	341 394	219 236
Augmentation des charges reportées	4 597	11 322
Réduction de la dette à long terme	47 707	31 116
Dividendes sur actions privilégiées d'une filiale (note 9)	95 846	13 636
Frais d'émission d'actions privilégiées d'une filiale	—	1 697
	<u>1 264 148</u>	<u>1 741 776</u>
Augmentation du fonds de roulement	<u>99 824</u>	<u>83 557</u>
Fonds de roulement (négatif) au début de l'exercice	<u>82 824</u>	<u>(733)</u>
Fonds de roulement à la fin de l'exercice	<u>\$ 182 648</u>	<u>\$ 82 824</u>

Notes des états financiers consolidés

31 décembre 1979

(les montants dans les tableaux sont indiqués en milliers de dollars)

1. Résumé des principales pratiques comptables

(a) Principe de consolidation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de Petro-Canada et de sa filiale, Petro-Canada Exploration Inc. ("PEX") et de toutes les filiales de celle-ci (la "Société").

L'excédent de la contrepartie versée pour les actions des filiales sur les valeurs comptables nettes sous-jacentes aux dates d'acquisition a été réparti à l'actif connexe acquis.

(b) Stocks

Les stocks sont évalués au coût ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux.

(c) Placements

La Société comptabilise ses placements dans les sociétés sur lesquelles elle exerce une influence prépondérante selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Les autres placements à long terme sont comptabilisés à la valeur d'acquisition.

(d) Immobilisations

La Société a adopté, pour ses propriétés pétrolières et gazéifères, la méthode de capitalisation du coût entier selon laquelle tous les coûts se rapportant à l'exploration et à l'exploitation de ces réserves pétrolières et gazéifères sont capitalisés. Ces coûts incluent les frais d'acquisition des concessions, les dépenses se rapportant aux travaux de géologie et de géophysique, les frais de possession sur les territoires non exploités, les coûts de forage tant des puits productifs que des puits improductifs et les frais généraux ayant trait à l'exploration.

On a établi des centres de coûts séparés pour les régions du Canada autres que les régions éloignées, pour chacune des cinq régions éloignées du Canada et chacune des régions étrangères où la Société détient un intérêt. Les coûts encourus dans les régions du Canada autres que les régions éloignées et dans les régions étrangères productives sont amortis séparément selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation basée sur les estimations de réserves pétrolières et gazéifères prouvées. Pour des fins de calcul de l'épuisement, on convertit la production et les réserves de gaz naturel en quantités équivalentes de barils de pétrole brut en se basant sur le contenu relatif d'énergie de chaque produit.

Les coûts annuels encourus dans les autres centres séparés sont amortis selon la méthode linéaire durant la période au cours de laquelle on prévoit poursuivre les travaux d'exploration dans chaque région. Là où l'exploration se révèle fructueuse, l'amortissement linéaire cessera et le solde non amorti du centre des coûts sera réparti selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation lorsque débutera la production. Là où les résultats de l'exploration se seront avérés négatifs et où le centre des coûts aura été abandonné ou condamné, le solde non amorti de cette source de coûts sera alors imputé au bénéfice.

Les coûts des immobilisations se rapportant au Projet Syncrude et aux concessions connexes sont accumulés dans un centre de coûts distinct et sont amortis selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation. Les dépenses se rapportant aux autres concessions des sables bitumineux sont aussi accumulées dans des centres de coûts distincts et sont amorties, réparties ou autrement imputées au bénéfice selon la politique énoncée au paragraphe précédent.

La plupart des activités d'exploration et de production de la Société relatives au pétrole et au gaz sont exploitées conjointement avec d'autres parties. Les états financiers ne tiennent compte que de l'intérêt proportionnel de la Société dans ces activités.

Les frais d'intérêt de la dette attribuable à la construction de nouvelles installations importantes sont capitalisés au cours de la période de construction.

L'amortissement des immobilisations (sauf comme il est noté ci-dessus) se fait selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation ou selon la méthode de l'amortissement linéaire selon le cas. L'amortissement linéaire varie de 4% à 25%.

(e) Charges reportées

La Société reporte les coûts encourus sur les études de faisabilité reliées aux évaluations économiques et à l'ingénierie préliminaire relativement :

- (i) à la production d'hydrocarbures provenant de gisements de pétrole lourd classique.
- (ii) au projet Gaz polaire
- (iii) au projet Gaz naturel liquéfié de l'Arctique
- (iv) à d'autres activités — transport et technologie relative au forage.

Lorsque la production ou l'activité commerciale d'un projet particulier commencera, les dépenses connexes seront amorties selon la vie utile estimative du projet. Advenant que l'on décide de ne pas procéder avec un projet particulier, tous les coûts connexes seront alors imputés au bénéfice.

Les coûts du projet "Gaz polaire" ont trait aux études de faisabilité reliées à un gazoduc des îles de l'Arctique vers l'est du pays. Selon l'accord de participation, les participants pourront considérer les coûts encourus comme un placement de participation dans une compagnie constituée pour construire et exploiter le gazoduc, ou être remboursés à même le financement de cette compagnie, le tout étant sujet à la possibilité de réaliser le projet et à l'approbation des organismes de réglementation.

Les frais d'émission de dette sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée de la dette.

(f) Frais de recherche

Les frais de recherche sont imputés au revenu lorsque engagés.

(g) Impôts sur le revenu

La Société fait toutes les provisions requises pour les impôts sur le revenu reportés du fait qu'elle réclame pour fins d'impôt un amortissement, des coûts d'exploration et d'exploitation et d'autres coûts qui dépassent les montants imputés aux frais dans les états financiers.

(h) Conversion des devises étrangères

L'actif à court terme et le passif à court terme sont convertis au taux de change en vigueur à la fin de l'exercice. Le gain ou la perte qui en résulte est inclus au bénéfice. L'actif à long terme, le passif et les actions privilégiées émises par une filiale sont convertis aux taux en vigueur aux dates où l'actif a été acquis, l'obligation encourue ou le capital-actions émis. Les postes de revenus et de frais sont convertis aux taux moyens en vigueur durant l'exercice à l'exception de l'épuisement et de l'amortissement, corporel et incorporel, qui reflètent les taux en vigueur lorsque l'actif a été acquis.

2. Chiffres correspondants

Les chiffres correspondants de 1978 dans les états consolidés des résultats et des bénéfices non répartis et de l'évolution de la situation financière comprennent les résultats d'exploitation de Pacific Petroleum Ltd. à partir du 11 novembre 1978, date à laquelle celle-ci est devenue une filiale.

Certaines reclassifications ont été apportées aux chiffres correspondants de 1978 afin de les rendre conformes à la présentation de l'exercice courant.

3. Acquisition des actions de Pacific Petroleum Ltd.

En date du 3 février 1979, la Société a augmenté sa participation au capital-actions émis de Pacific Petroleum Ltd. de 51,6% qu'elle détenait au 31 décembre 1978 à 100%. Les actions supplémentaires ont été acquises au coût de \$749 528 000 suite à une offre d'achat datée du 19 janvier 1979. Le coût global de l'acquisition de toutes les actions de Pacific se chiffrait à \$1 496 389 000 (y compris les frais connexes). En même temps que l'offre d'achat du 19 janvier 1979, \$24 566 000 montant principal des débentures subordonnées, 5%, convertibles ont été converties en 638 716 actions ordinaires de Pacific et le solde de \$438 000 a été racheté. Les fonds pour l'achat de 1979 ont été fournis par l'encaisse détenue pour placement au 31 décembre 1978.

Voici les détails de l'acquisition qui a été comptabilisée selon la méthode de l'achat pur et simple:

	1979	1978
Valeur comptable de l'intérêt acquis (1978 — moins le fonds de roulement acquis de \$47 838 000)	\$309 843	\$242 728
Excédent de la valeur attribuée sur la valeur comptable de l'intérêt acquis:		
Propriétés pétrolières et de gaz naturel	439 673	454 913
Placement dans Westcoast Transmission Company Limited	9 678	10 028
Dette à long terme	(9 666)	(8 646)
	<u>439 685</u>	<u>456 295</u>
Coût de l'acquisition (moins le fonds de roulement acquis)	<u>\$749 528</u>	<u>\$699 023</u>

Suite à la réalisation de l'acquisition de Pacific, son actif et son passif ont été transférés à PEX et on a entrepris des procédures visant à la dissolution de Pacific.

Le bénéfice consolidé de la Société pour 1979 comprend 100% du bénéfice de Pacific à partir du 3 février 1979 et 51,6% avant cette date.

4. Placements

Les placements de la Société comprennent:

	1979	1978
À la valeur comptable		
Westcoast Transmission Company Limited	\$157 516	\$116 700
Panarctic Oils Ltd.	108 553	108 553
Pacific Northern Gas Ltd.	2 287	1 996
Autre, au coût	7 530	8 236
	<u>\$275 886</u>	<u>\$235 485</u>

Westcoast Transmission Company

Au 31 décembre 1979, la Société détenait 35,9% du total des actions ordinaires en circulation de Westcoast Transmission Company Limited. Westcoast a des actions ordinaires en réserve pour émission aux détenteurs de valeurs convertibles et de droits d'achat d'actions. Si toutes les actions réservées étaient émises, l'intérêt de la Société dans Westcoast serait réduit à 31,3%.

La valeur attribuée au placement dans Westcoast lorsque celle-ci a été acquise par la Société lors de l'acquisition de Pacific et le coût des achats subséquents d'actions excèdent la valeur comptable nette sous-jacente aux dates d'acquisition de \$33 168 000. Cet excédent est amorti sur les vies utiles estimatives des éléments d'actif sous-jacents s'y rapportant par une imputation à la part de la Société dans le bénéfice net de Westcoast.

Westcoast est une compagnie d'utilité publique réglementée et est assujettie à des directives de réglementation qui peuvent changer les composantes du coût du service de temps en temps. Les changements résultant de ces directives n'ont pas d'effet direct sur le bénéfice net en raison des considérations du taux de rendement sur la base des tarifs qui entrent aussi en ligne de compte dans le processus de réglementation.

Au 31 décembre 1979 la valeur à la cote du placement de la Société dans Westcoast était de \$184 560 000 (1978 — \$133 303 000).

Panarctic Oils Ltd.

Au 31 décembre 1979, la Société détenait environ 45% des actions ordinaires émises de Panarctic Oils Ltd. Ces actions ne sont pas transigées sur le marché libre et, par conséquent, elles n'ont pas de valeur à la cote. Les activités de Panarctic Oils Ltd. en sont à l'étape exploratoire et tous les frais moins le revenu divers ont été capitalisés; la compagnie est censée ne pas avoir gagné de profit ou supporté de perte. La Société s'est engagée à dépenser environ \$14 000 000 relativement au financement permanent de Panarctic.

5. Immobilisations

Les immobilisations comprennent :

	1979		1978	
	Coût	Amortissement et épuisement accumulés	Net	Net
Territoires gazéifères et pétrolifères				
Canada				
— Hors des régions éloignées	\$1 996 715	\$143 243	\$1 853 472	\$1 366 907
— Régions éloignées	246 558	32 373	214 185	148 015
Étranger	75 248	7 382	67 866	39 213
Sables bitumineux				
— Projet Syncrude et concessions afférentes (note 6)	282 981	2 554	280 427	337 763
— Autres concessions de ce secteur et dépenses s'y rapportant	22 527	2 924	19 603	10 618
Raffinage et mise en marché	48 721	3 905	44 816	44 185
Dérivés liquides du gaz naturel	126 793	1 218	125 575	85 689
Pipe-lines et autres immobilisations	71 273	5 480	65 793	54 854
	<u>\$2 870 816</u>	<u>\$199 079*</u>	<u>\$2 671 737</u>	<u>\$2 087 244</u>

*composé d'amortissement corporel — \$26 998 000, d'épuisement — \$127 670 000 et d'amortissement incorporel — \$44 411 000 (au 31 décembre 1978 — \$7 248 000, \$45 718 000 et \$17 722 000 respectivement).

6. Projet Syncrude

La Société participe à un projet exploité par Syncrude Canada Ltd. qui a pour but de produire du pétrole brut synthétique à partir des sables bitumineux de l'Athabasca. La Société considérait que ce projet était à l'étape de mise en oeuvre au 30 juin 1979 et les frais de mise en oeuvre, moins les revenus, sont inclus dans le coût en capital du projet jusqu'à cette date.

Le 30 août 1979, Alberta Energy Company Ltd. a exercé son droit, accordé en vertu des termes d'une entente d'option, d'acheter une participation de 20% dans le Projet Syncrude. Par conséquent, la participation de la Société au projet a été réduite de 15% à 12%.

Les installations, qui ne sont pas détenues par les participants, associées au Projet Syncrude consistent en une usine génératrice d'électricité et de vapeur, un pipe-line de gaz combustible et un pipe-line pour transporter le produit de l'usine à Edmonton. La Société et les autres participants ont des ententes d'utilisation minimale portant sur ces installations.

7. Charges reportées

Les charges reportées comportent :

	1979	1978
Au prix coûtant :		
Projets pétrole lourd	\$12 647	\$12 645
Projet Gaz polaire	13 501	12 062
Projet Gaz naturel liquéfié de l'Arctique	7 502	4 950
Autre	3 582	2 703
Frais non amortis d'émission de dette	585	966
	<u>\$37 817</u>	<u>\$33 326</u>

8. Dette à long terme

La dette à long terme comporte:

	Échéance	1979	1978
En dollars canadiens			
Débiteures bancaires à intérêt conditionnel	1983	\$180 000	\$190 000
Hypothèques 6,25% - 6,75%	1985	1 640	2 055
Autre dette à long terme, ne portant pas intérêt	1987	3 200	3 600
En dollars américains			
Billets non garantis 9% (\$60 000 000 US)	1996	71 078	65 161
Billets non garantis 8,45% (\$30 000 000 US)	1987	35 539	33 717
Billets non garantis 5,25% (\$26 000 000 US)	1985	30 817	33 926
Hypothèque 5,75% - 6,25% (\$4 252 000 US)	1988	5 096	5 686
Billets garantis 6,5% (\$1 777 000 US)	1982	2 136	2 971
		329 506	337 116
Moins le capital échéant d'ici un an		47 270	36 839
		\$282 236	\$300 277

Débiteures bancaires à intérêt conditionnel

Les Débiteures bancaires à intérêt conditionnel sont détenues par une banque à charte canadienne et portent intérêt à environ 52% du taux d'intérêt préférentiel de cette banque, tel que déclaré de temps à autre. Selon la Loi de l'impôt sur le revenu, aucune déduction n'est admise pour le coût de l'intérêt relié aux Débiteures bancaires à intérêt conditionnel (note 11).

Bien que les Débiteures bancaires à intérêt conditionnel ne soient pas garanties par quelque lien que ce soit sur l'actif de la Société, il existe tout de même certaines restrictions quant à la possibilité d'aliéner ou d'engager le placement que la Société possède dans PEX.

Au cours de l'exercice, la Société a racheté des Débiteures bancaires à intérêt conditionnel au montant de \$30 000 000 et a émis de nouveau des Débiteures qu'elle avait rachetées dans un exercice antérieur, au montant de \$20 000 000.

Remboursement de la dette à long terme

Les remboursements annuels des billets non garantis 9% et 8,45% commenceront en 1981 et 1982 respectivement. Toutes les autres valeurs sont présentement sujettes aux remboursements annuels minimums.

Le remboursement de la dette à long terme au cours de chacun des cinq prochains exercices est comme suit:

1980 — \$47 270 000	1981 — \$61 628 000	1982 — \$66 437 000
1983 — \$56 494 000	1984 — \$16 399 000	

9. Actions privilégiées émises par une filiale:

Les actions privilégiées ont été émises par PEX et comportent 12 500 000 actions privilégiées, sans droit de vote, rachetables, à dividende cumulatif à taux variable, émises à \$100 US par action à un groupe de banques à charte canadiennes.

Les actions sont rachetables, au gré de PEX, à \$100 US par action, plus les dividendes accumulés, sauf dans la mesure où les actions en excès de 3 125 000 sont rachetées avant le 10 novembre 1981, ces actions excédentaires sont rachetables à une prime de \$2 US par action.

Les dividendes cumulatifs, payables trimestriellement, sont basés sur le pourcentage, au gré de PEX, soit des taux de base des États-Unis, soit des taux LIBO (London Inter-Bank Offered Rates) des banques. Le taux de dividende était d'environ 8% par an au 31 décembre 1979.

En vertu des conditions d'une entente entre les banques et la Société, si PEX n'exerce pas son droit d'achat des actions sur une période de dix ans commençant le 31 décembre 1983 ou si certains événements ont lieu en vertu des dispositions de l'entente, les banques ont le droit d'exiger que la Société achète les actions à \$100 US plus les dividendes courus.

10. Capital

Autorisé:

Le capital initial autorisé de la Société était de \$500 millions répartis en 100 actions ordinaires d'une valeur nominale de \$5 millions chacune. Ce capital initial fut porté à 116 actions ordinaires à l'acquisition du capital-actions de Panarctic Oils Ltd., antérieurement détenu par le Gouvernement du Canada.

En vertu de la Loi créant Petro-Canada et sous réserve de certaines conditions et limites quant au montant global, le capital autorisé de la Société est augmenté par l'émission d'actions privilégiées. Par conséquent, les actions privilégiées autorisées et émises représentent un montant identique en tout temps. Ces actions privilégiées ont une valeur au pair de \$1 chacune, sont rachetables au pair au gré de la Société, ne comportent aucun taux déclaré de dividende et ce dividende n'est pas cumulatif.

Émis (au Gouvernement du Canada):

	1979		1978	
	Nombre d'actions	Contrepartie	Nombre d'actions	Contrepartie
Actions ordinaires				
Solde au début de l'exercice	88	\$440 000	56	\$280 000
Au comptant	28	140 000	32	160 000
Solde à la fin de l'exercice	116	\$580 000	88	\$440 000
Actions privilégiées				
Solde au début de l'exercice	337 799 853	\$337 800	258 299 853	\$258 300
Au comptant	6 000 000	6 000	79 500 000	79 500
Solde à la fin de l'exercice	343 799 853	\$343 800	337 799 853	\$337 800

11. Impôts sur le revenu

La provision pour impôts sur le revenu de \$121 968 000 (1978 — \$42 109 000) représente un taux réel de 48,2% (1978 — 55,0%) sur le bénéfice avant impôts de \$253 022 000 (1978 — \$76 495 000). La provision a été calculée comme suit:

	1979	1978
Bénéfice avant impôts sur le revenu	\$253 022	\$ 76 495
Ajouter (déduire)		
Redevances et autres paiements à des gouvernements provinciaux	227 020	79 451
Dédutions fédérales		
Déduction en matière de ressources	(123 288)	(41 590)
Épuisement fiscal	(77 978)	(22 192)
Déduction fédérale au titre de l'exploration en régions éloignées	(28 603)	(8 708)
Intérêt non déductible sur les Débentures bancaires à intérêt conditionnel (note 8)	13 385	10 406
Portion non imposable du gain en capital	(14 966)	—
Amortissement de l'excédent de la valeur attribuée sur la valeur comptable de l'actif acquis lors de l'achat de filiales	63 141	13 693
Participation au bénéfice de sociétés affiliées	(15 580)	(1 779)
Autre	(662)	(4 676)
	295 491	101 100
Taux combiné d'impôts sur le revenu canadiens fédéral et provinciaux à 47%	138 881	47 517
Déduire rabais et crédits fiscaux		
Programmes de rabais provinciaux d'impôts sur le revenu	(13 327)	(5 408)
Crédit d'impôt fédéral à l'investissement	(3 586)	—
Provision pour impôts sur le revenu	\$121 968	\$ 42 109

12. Litige

Le 9 janvier 1980, Atlantic Richfield Company a signifié une demande introductive d'instance à la Société et à PEX demandant que la Société agisse de sorte que PEX intente une action en dommages-intérêts monétaires de \$12 039 000 contre le gouvernement de la Saskatchewan relativement à des versements effectués par PEX en vertu de certaines lois de la Saskatchewan (lesquelles lois ont par la suite été déclarées non constitutionnelles) avant l'époque où la Société a acquis les actions de PEX de Atlantic Richfield Company. La demande introductive d'instance demande à la cour, entre autres, certains dégrèvements injonctifs et dommages-intérêts généraux au montant de \$20 000 000.

Avant de recevoir la demande introductive d'instance, PEX avait exécuté un acte de cession et de transfert de droit avec le gouvernement de la Saskatchewan selon lequel les versements effectués en vertu de la loi non constitutionnelle ont été crédités à un montant cotisé aux termes de la loi intitulée "Oil Well Income Tax Act, 1978" pour la même période que celle couvrant les versements déjà effectués.

La direction croit, sur la foi de l'avis des conseillers juridiques, qu'aucune provision n'est requise pour la demande dans les comptes de la Société.

Rapport des vérificateurs

À l'honorable Ministre
Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Chambre des Communes
Ottawa, Canada



Peat, Marwick, Mitchell & Co.

Nous avons vérifié le bilan consolidé de Petro-Canada au 31 décembre 1979 ainsi que les états consolidés des résultats et des bénéfices non répartis et de l'évolution de la situation financière de l'exercice terminé à cette date. Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.

À notre avis, ces états financiers consolidés présentent fidèlement la situation financière de la Société au 31 décembre 1979 ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date, selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

Nous estimons également, en vertu de l'article 77(1) de la Loi sur l'administration financière, qu'à notre avis, la Société a tenu les livres de comptabilité appropriés et que les opérations de la Société venues à notre connaissance étaient de la compétence de la Société.

Calgary, Canada
le 26 février 1980

Peat, Marwick, Mitchell & Co.

Comptables agréés