

C

NORTHERN PIPELINE AGENCY

**ANNUAL REPORT
1991-1992**

Canada

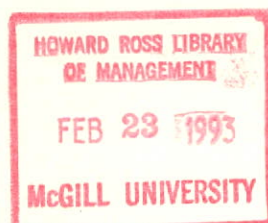


Northern Pipeline Agency
Canada

Administration du pipe-line du Nord
Canada

ANNUAL REPORT

1991-1992



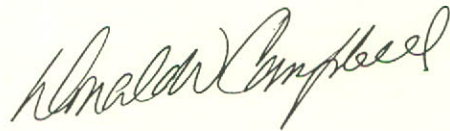
© Minister of Supply and Services Canada 1992
Cat. No. C88-1/1992
ISBN 0-662-59437-1

Ottawa, Ontario,
December 31, 1992.

Dear Sir:

I present herewith the Annual Report of the Northern Pipeline Agency for the fiscal year ending March 31, 1992, together with the report of the Auditor General on the accounts and financial transactions of the Agency for the same period, for submission by you to Parliament as required under Sections 13 and 14 of the *Northern Pipeline Act*.

Yours sincerely,

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'Donald W. Campbell', written in a cursive style.

Donald W. Campbell,
Commissioner,
Northern Pipeline Agency.

The Right Honourable Joe Clark, P.C., M.P.,
President of the Queen's Privy Council,
Minister Responsible for Constitutional Affairs,
And Minister Responsible for the Northern Pipeline Agency,
House of Commons,
Ottawa, Ontario.

Table of Contents

	Page
Overview	1
Major Developments Involving The Alaska Highway Gas Pipeline Project	3
The Prebuild	3
The Western Leg	
– U.S. Developments	3
– The California Conflict	4
– Canadian Developments	5
– The Altamont Pipeline Proposal	5
The Eastern Leg	
– U.S. Developments	6
– Canadian Developments	7
Mackenzie Delta Gas	7
The Continuing Procurement Controversy	8
The Proposed Abrogation of the 1977 Canada-U.S. Pipeline Agreement and Termination of Underlying U.S. Legislation	9
Operations of the Canadian and U.S. Regulatory Agencies Responsible for the Pipeline	11
Finance, Personnel and Official Languages	12
Finance and Personnel	12
Official Languages Plan	12
Appendix	13
Report of the Auditor General of Canada	13

Office of the Agency

Mr. Donald W. Campbell, Commissioner,

Lester B. Pearson Building,
125 Sussex Drive,
Ottawa, Ontario.
K1A 0G2

Tel.: 993-7466

Fax: 998-8787

ALASKA HIGHWAY NATURAL GAS PIPELINE PROJECT



Overview

Plans for substantially expanding the capacity of the Western and Eastern Legs of the Alaska Highway Gas Pipeline to transport increased exports of Canadian natural gas to western and mid-western U.S. markets continued to move forward during the fiscal year 1991-1992.

The driving force behind this expansion has been an increase in U.S. demand for Canadian gas that has been under way since 1986. In 1991, total U.S. consumption of natural gas increased by a modest 2.8 per cent to 544 billion cubic metres (19.2 trillion cubic feet), but exports of Canadian gas rose by around 16 per cent to 47.8 billion cubic metres (1.69 trillion cubic feet – tcf). This followed an increase in Canadian gas exports to the United States the previous year of more than 7 per cent. As a result of this growing flow across the border, the National Energy Board reported that there was little spare capacity remaining in any of Canada's major gas pipelines.

In the meantime, however, various plans for providing market access to U.S. reserves at Prudhoe Bay in Alaska, Canadian reserves in the Mackenzie Delta, and the reserves of both countries offshore in the Beaufort Sea remained in abeyance pending a hoped-for strengthening in total U.S. demand for natural gas and a significant increase in gas prices.

South of the border, the major expansion of the Western Leg proposed to accommodate an increase in design capacity to California and the Pacific Northwest of more than 25.9 million cubic metres per day – 916 million cubic feet per day (mmcf/d) commencing November, 1993, received final approval from the Federal Energy Regulatory Commission (FERC) in October, 1991. While extensive construction commenced very quickly thereafter, the proposed increase in Canadian gas exports to California that underlies the project came under a cloud as a result of a continuing dispute between the California Public Utilities Commission (CPUC) and a number of Canadian participants – the federal, Alberta and British Columbia governments, the National Energy Board and gas producers.

Altamont Gas Transmission Co. (Altamont) put forward a separate proposal to build a new pipeline system for the delivery of some 20.8 million cubic metres of Canadian gas a day (736 mmcf/d) to western U.S. markets, principally in California. While Altamont initially planned an in-service date of November 1, 1993, Altamont subsequently extended the date by a year because of its perception of a weakening in the California gas market. Altamont also was confronted by a question raised by the National Energy Board as to whether the connecting pipeline to be constructed by NOVA Corp. of Alberta for the delivery of Canadian gas came under federal jurisdiction.

In the case of the Eastern Leg, U.S. sponsors finally secured approval in the spring of 1992 from the FERC for a modified expansion of the Northern Border Pipeline System that would involve increased Canadian gas exports of 6.8 million cubic metres a day (240 mmcf/d).

In Canada, a possible impediment to proposed expansions of both the Eastern and Western Legs was raised as a result of an action commenced in the Federal Court by Altamont in June 1991. That potential hurdle, which involved a number of jurisdictional and other issues, was removed when Altamont withdrew its case in December, 1991.

Through the approval of Addendum 4 to the System Design Report by Kenneth W. Vollman, Administrator and Designated Officer of the Northern Pipeline Agency, in mid-April, 1991, and the subsequent approval by the National Energy Board of new facilities associated with the extraction of natural gas liquids, the way was cleared for the proposed expansion of the Eastern Leg of the system in Canada through the installation of two new compressor stations and modification of a third compressor station in Alberta. (The planned expansion of the Western Leg obtained the necessary regulatory approval to enable it to proceed from the Northern Pipeline Agency in May, 1992, concurrent with the National Energy Board's approval of a companion expansion by Alberta Natural Gas Co. Ltd.)

The issue of procurement for the pipeline remained a matter of contention between Canadian and U.S. authorities. In addition to exchanges of correspondence on the matter, Michael J. Bayer, the U.S. Federal Inspector, and Donald W. Campbell, Commissioner of the Northern Pipeline Agency, met in Ottawa in early December, 1991, for mutual consultations on their respective concerns.

For its part, the Northern Pipeline Agency continued to press its concern over the failure of the U.S. side to implement the provisions of the 1980 Canada-United States Agreement on the procurement of designated items in the case of the major expansion of the Western Leg and the only limited application of these provisions in the case of large diameter valves and fittings required for the more limited expansion of the Eastern Leg south of the border. On behalf of the U.S. Administration, the Federal Inspector for the first time contended that the Procurement Program Foothills Pipe Lines Ltd. is required to implement in keeping with the provisions of the *Northern Pipeline Act* is contrary to the provisions of both the 1988 Canada-U.S. Free Trade Agreement and the General Agreement on Tariffs and Trade.

All of the foregoing developments over the course of the fiscal year tended to be overshadowed, however, by the report Mr. Bayer submitted to President George Bush in mid-January, 1992, recommending termination of the 1977 Canada-U.S. Pipeline Agreement and the ancillary Procurement Agreement of 1980, together with revocation of the underlying U.S. legislation – the *Alaska Natural Gas Transportation Act* (ANGTA) of 1976. The then-Federal Inspector contended the remainder of the Alaska Natural Gas Transportation System (ANGTS) was unlikely to be built in the next 20 years and that, in any case, it should be left to market forces to determine the sponsors and route of any pipeline that might eventually be constructed.

In a later exchange of notes, the Canadian government asserted that implementation of the Federal Inspector's recommendation would be contrary to the obligations of the United States to Canada and the U.S. government offered assurances that it was not its intent to abrogate its bilateral agreements unilaterally.

In subsequent weeks, the Administration proposed to eliminate the Office of the Federal Inspector (OFI) and transfer its responsibilities to the Secretary of Energy. (In early April, 1992, Mr. Bayer submitted his resignation as Federal Inspector to the President effective as of mid-month.)

Major Developments Involving The Alaska Highway Gas Pipeline Project

The Prebuild

As noted in the last and many previous annual reports, U.S. and Canadian authorities concluded during the latter part of 1977 that it would be desirable to "prebuild" the Western and Eastern Legs that would carry gas from Prudhoe Bay on the North Slope of Alaska from their connecting juncture with the trunk line at Caroline, Alberta, to western and mid-western U.S. markets. From Caroline, which is 105 km (63 mi) north of Calgary, the Eastern and Western Legs extend for a distance of 2 992 km (1,858 mi). Pending the completion of the second stage of the system, it was planned that these two legs would be utilized initially to transport surplus Canadian gas for export to American markets. The Western and Eastern Legs came into service in the early 1980s, but market conditions have remained inadequate to support completion of the second stage of the project to provide access to U.S. reserves at Prudhoe Bay.

A steady resurgence in U.S. demand for natural gas, particularly for Canada's own growing surplus, during the latter part of the 1980s led to the formulation of plans for substantially expanding the capacity of the prebuilt Western and Eastern Legs in both Canada and the United States. Following is an update on some of the more significant developments during the course of the fiscal year (and, in some cases, developments of more recent date).

The Western Leg

– U.S. Developments

In October, 1991, the Federal Energy Regulatory Commission (FERC) removed the final hurdle to an expansion of the facilities of the Pacific Gas Transmission Co. (PGT) in order to increase imports of Canadian gas to markets in California and the Pacific Northwest by 24.7 million cubic metres per day (872 mmcf/d). This expansion in the existing capacity of the Western Leg south of the border from its existing level of 8.5 million cubic metres daily (300 mmcf/d) is being achieved both through the addition of compression and looping of both the PGT line to California and the connecting pipeline in California owned by its parent company, the Pacific Gas and Electric Co. (PG&E). The overall PGT/PG&E expansion involves the addition of some 1 350 km (845 mi) of pipe and 57 megawatts (76,000 horsepower) of compression at an estimated cost of U.S. \$1.6 billion. Installation of the additional facilities was well under way during the remainder of the fiscal year, with the increased gas flows scheduled to commence by November 1, 1993.

Even as it moved toward completion, however, the proposed increase in Canadian gas exports over the expanded Western Leg system still faced potential problems of uncertain dimensions on two fronts: A developing conflict between the California Public Utilities Commission (CPUC) and Canadian governments at the federal and provincial level, together with the National Energy Board and Canadian gas producers, and; the potentially competitive project proposed by the Altamont

Gas Transmission Co. and its Canadian subsidiary, Altamont Gas Transmission Canada Ltd., which will be outlined in the following section dealing with Canadian developments involving the Western Leg.

As noted in the 1990-91 annual report, the proposed expansion of the Western Leg in the United States took on a new complexion with the announcement in September, 1991, that TransCanada PipeLines Ltd. (TCPL) had reached an agreement to purchase PGT from its PG&E parent. TCPL also said it planned to purchase PGT's 49 per cent interest in the Alberta Natural Gas Co., which transports gas from the Alberta border through South B.C. to the international border. In addition, TransCanada indicated an interest in purchasing the Alberta and Southern Gas Co. (A&S), the Canadian gas purchasing arm of PGT that acts on behalf of PG&E. In December, 1991, TCPL announced that it had decided against purchasing A&S. (In mid-April, 1992, TransCanada indicated that it intended to put its planned purchase of PGT from PG&E on hold pending resolution of the dispute between Canada and the California Public Utilities Commission. In early July, 1992, however, TCPL completed the purchase of PGT's 49 per cent equity in ANG.)

– The California Conflict

The complex issues surrounding the controversy between the CPUC and Canadian federal and provincial authorities go back to a decision by the National Energy Board in 1989. The Board approved what was in effect the long-term extension of a licence granted to the Alberta and Southern Gas Co. Ltd. (A&S), a wholly-owned subsidiary of PG&E, to export 116.4 billion cubic metres (4.1 tcf) of Canadian gas to the northern California market over an 11-year period.

At the time of the Board's consideration of the A&S application, strong support was expressed by the CPUC. A change in the CPUC's stance became apparent in mid-1990, however, when the Commission ordered PG&E, ultimate purchaser of gas from A&S, to renegotiate its long-term contracts in order to obtain gas at prices comparable to those prevailing in Alberta, as opposed to higher base prices for Alberta gas that reflected the cost of alternative gas supplies in the California market (excluding transportation costs), even though the Canadian gas was highly competitive with these other alternative sources. Subsequently, the Commission issued directives aimed at promoting direct purchase of Canadian gas on a short-term basis by California shippers (described as "capacity brokering"), the effect of which was to undermine the long-term A&S contracts that underpinned the licence extensions approved by the NEB in 1989 and jeopardize the investments made in Canada to fulfil them. While the CPUC initially applauded an Access Agreement made by the commercial parties that allowed 25 per cent of the gas being supplied under the A&S licence to be opened up to direct purchase between shippers and A&S producers, the Commission subsequently directed PG&E to implement full capacity brokering on PGT by October, 1992, or within 60 days of a FERC rehearing order authorizing capacity brokering, whichever was later.

In late May, 1991, the Canadian Petroleum Association (CPA) submitted an application to the National Energy Board requesting that it review its earlier decision to extend the A&S export licence in light of measures adopted by the CPUC, which it claimed were contrary to the market-based policies governing trade in natural gas that were previously adopted by the Canadian and U.S. governments. The CPA subsequently filed an amended application with the Board in November, 1991, requesting that it take immediate action to counteract the effects of the November decision by the CPUC with respect to capacity brokering. Early in February, 1992, the NEB issued certain interim orders that had the effect of requiring prior approval of the Board for any increased exports under existing short-term export orders and new short-term exports of Canadian gas via the PGT/PG&E pipelines.

(Following conclusion of its hearing on the CPA application, the Board stated in its Reasons for Decision issued in June, 1992, "that it cannot condone or ignore the impact of regulatory actions taken by other jurisdictions which fundamentally change the basis upon which it was persuaded to issue a licence and which imposes changes within its jurisdiction." It was the Board's view that a longer transition period was needed to allow commercial parties to negotiate contractual

arrangements. Among other things, the NEB replaced its interim measures with new orders that prohibited all short-term exports of Canadian gas destined for shipment to the northern California market that were not already contracted for sale by A&S to northern California.

(While a meeting in July, 1992, between the President of the CPUC and Alberta's Minister of Energy again appeared to lay the basis for settlement of the dispute, this agreement subsequently collapsed. Shortly afterwards, the CPUC issued an "Order to Show Cause" to PG&E that required it to investigate potential sources of additional supplies for the California market in light of the possible unreliability of Canadian gas sources during the approaching winter. On the Canadian side, Alberta's Minister of Energy countered with a warning that the province might refuse to authorize the removal of the new gas volumes contracted for California if the dispute were not satisfactorily resolved. In September, 1992, the planned increase in gas exports via the expanded PGT/PG&E system faced a new hurdle as a result of a CPUC decision requiring PG&E to charge incremental tolls for new shippers on its expanded system – as opposed to tolls based on the rolled-in costs of its total system – while at the same time prohibiting those new customers from using PG&E's existing northern California facilities.)

– Canadian Developments

During the course of the fiscal year, the National Energy Board and the Northern Pipeline Agency worked together to discharge regulatory responsibilities within their respective jurisdictions in connection with the proposed expansion of the Western Leg of the Alaska Highway Gas Pipeline (AHGP) in South B.C. required to supply the proposed increase in exports to California and the Pacific Northwest through the PGT/PG&E system.

In the case of the NEB, this involved consideration of the application by the Alberta Natural Gas Co. (ANG) to add new compressor units and modify existing facilities at three of its compressor stations in order to increase compression by 42 megawatts (56,250 horsepower). The cost was estimated at nearly \$82 million. At the same time, the Designated Officer of the Northern Pipeline Agency had before him a proposed Addendum 4 to the System Design Report from Foothills Pipe Lines Ltd., sponsor of the AHGP and holder of a pipeline certificate deemed to have been granted under the *Northern Pipeline Act*. This involved joining together the existing four Foothills loops on the ANG system in South B.C. with the installation of an additional 77.5 km (54.4 mi) of 1 067 millimetre (42") diameter pipe at an estimated cost of \$104.6 million. This additional pipe – together with the increased compression provided by ANG – would provide the expansion in capacity of the system in South B.C. required to increase throughput from 6.8 million cubic metres of gas a day (240 mmcf/d) to 31.5 million cubic metres daily (1.1 bcf/d). A substantial expansion of the NOVA system in Alberta costing some \$312 million would also be required to gather and deliver the increased volumes of gas to the Alberta-B.C. border. Following submission of the respective applications, the Board and the Agency established a joint process for soliciting any additional information required and for receiving written submissions in connection with the review undertaken by the NEB.

(In May, 1992, the Board issued its Reasons for Decision in connection with approval of the ANG application and the Designated Officer of the NPA also approved the addendum to the System Design Report submitted by Foothills, which constituted authorization for the company to proceed with its part of the proposed expansion of the Western Leg of the AHGP. In its Reasons for Decision, the Board said it was "satisfied that the ANG expansion facilities would be used at a reasonable level over their economic life and that the associated demand charge would be paid." The Board concluded, therefore, that the project would serve the Canadian public interest.)

– The Altamont Pipeline Proposal

As pointed out in the previous section and noted in the last annual report, the proposed expansion of the Western Leg of the AHGP in Canada and the United States was challenged by the proposal of the Altamont Gas Transmission Co. to transport a substantial volume of Canadian gas to California markets through the installation of a new pipeline that would join with the existing

system of Kern River Gas Transmission Co. at Opal in Wyoming. In response to a widespread perception that only one of the two projects was economically viable, the Alberta government in October, 1991, requested its Energy Resources Conservation Board to conduct a "Call for Information" in an effort to bring together relevant information required to weigh the merits of each proposal while foregoing any conclusion on the part of the Board itself. (That report was made public in June, 1992.)

In early 1991, the FERC approved Altamont's proposal to build a 1 000 km (620 mi) pipeline from the Canadian border near Wild Horse, Alberta, to join with the Kern River system for the delivery of up to 20.8 million cubic metres a day (736 mmcf/d) of Canadian gas to California and other western markets. In late July, 1991, Altamont Gas Transmission Canada Ltd. (Altamont Canada) filed an application with the National Energy Board seeking authorization to build a 300-metre pipeline at the Canadian border to link together a lateral to be constructed by NOVA Corp. for the delivery of Alberta gas and the Altamont line in the United States to join with the Kern River system. In an accompanying letter, Altamont requested the Board to conduct a comparative hearing to consider at the same time the competing application for expansion of the Western Leg in South B.C. in order to "select the project which best serves the Canadian public interest", a request that was denied by the NEB.

The announcement by the Board in November, 1991, that it would consider the Altamont application on its own merits and independently of the ANG expansion application, subsequently led Altamont to withdraw its earlier application to the Federal Court challenging previous decisions by the Board and the Northern Pipeline Agency with respect to the latter case.

(In June, 1992, the NEB announced its intention of considering a preliminary question of jurisdiction arising from the Altamont Canada application by means of written submissions from interested parties. The issue raised by the Board posed the question as to whether the 217 km (135 mi) pipeline to be constructed by NOVA immediately upstream to deliver Alberta gas to Altamont Canada's link at the Canada-U.S. border should also be subject to federal jurisdiction under the principles of constitutional law. The Board concluded that it was required to form a judgment on this issue in order to determine whether the Altamont Canada application, which seeks exemption from the requirement to obtain a certificate of public convenience and necessity to construct a pipeline, is one that the Board could legally grant to the company. Under the *National Energy Board Act*, the NEB may not grant such an exemption for pipelines exceeding 40 km (25 mi) in length.

(While Altamont strongly contested any suggestion that the NOVA lateral came under federal jurisdiction, it also requested the National Energy Board in July, 1992, to review and stay its decision approving the installation of increased compression by the Alberta Natural Gas Co. Ltd. (ANG) as part of the proposed expansion of the Western Leg in South B.C. Altamont contended that, as a matter of fundamental justice, the Board should also consider whether or not a question of jurisdiction existed in the case of NOVA facilities upstream of the B.C.-Alberta border. In a ruling in September, 1992, the Board concluded that there were insufficient grounds to review the original decision approving the ANG expansion. As a result, the application was dismissed and no stay was granted. At the time of writing, the Board had not issued a decision on the jurisdictional question.

(In mid-1992, Altamont announced that it had decided to delay for a year the original in-service date of November, 1993, because of what it perceived as a developing weakness in the California market.)

The Eastern Leg

– U.S. Developments

Since the latter part of the 1980s, the Northern Border Pipeline Co., sponsor of the Eastern Leg of what is known in the United States as the Alaska Natural Gas Transportation System (ANGTS), formulated a variety of plans for expansion of its operations south of the border. Proposals put

forward in 1990 and subsequently amended in early 1991 contemplated extension of the system from its existing terminus at Ventura, Iowa, to Tuscola, Ill., a distance of some 612 km (378 mi), and an increase in throughput volumes of some 21.24 million cubic metres daily (750 mmcf/d). Under pressure from the Federal Energy Regulatory Commission (FERC) to demonstrate that firm markets existed for the proposed increase in throughput capacity or face dismissal of its application, Northern Border filed a scaled-down expansion plan in July, 1991. This involved utilizing the extension of the system from Ventura to Harper, Iowa, a 238 km (147 mi) line that it had previously agreed to acquire from the Natural Gas Pipeline Co. of America.

Through the installation of additional compression capacity, Northern Border proposed to provide an increase in throughput on the system of some 8.87 million cubic metres a day (387 mmcf/d). Of that amount, around 6.8 million cubic metres daily (240 mmcf/d) would involve increased Canadian exports delivered through Foothills' Eastern Leg in Alberta and Saskatchewan. The balance of the increased flows would come from domestic U.S. sources. The modified expansion proposed by Northern Border was approved by the FERC in the spring of 1992, with the additional flows scheduled to begin in November, 1992.

– Canadian Developments

During the course of the fiscal year, work continued to proceed with the expansion of the Alberta segment of the Eastern Leg in Canada as provided for in Addendum 5 to Foothills' System Design Report, which was approved by the Northern Pipeline Agency's Designated Officer in April, 1991. As outlined in the last annual report, this involved the installation of two new compressor stations in Alberta, Stations 363 and 365, and modification of an existing station, No. 367, at Jenner, Alberta. In addition, the National Energy Board in June, 1991, approved installation of a partial third train required in connection with Foothills' decompression-recompression facilities that are associated with the natural gas liquids extraction plant at Empress, Alberta.

The expansion was undertaken in response to a request from NOVA for firm transportation of some 16.35 million cubic metres of gas a day (577 mmcf/d) through the Alberta segment of the Eastern Leg. This expansion would increase its daily delivery volumes from 42.41 million cubic metres (1.5 bcf) to 58.76 million cubic metres (2.07 bcf). Initially, NOVA required this additional gas for delivery to TransCanada PipeLines at the Alberta-Saskatchewan border. Subsequently, however, it was determined that 6.8 million cubic metres a day (240 mmcf/d) would be delivered to the Saskatchewan segment of the Eastern Leg to supply the increased demand for gas exports to be shipped through the Northern Border system south of the border commencing in November, 1992. This higher throughput was capable of being provided on the Eastern Leg in Saskatchewan with only minor modification of existing compressor units.

Mackenzie Delta Gas

Plans for the delivery to market of Canadian gas reserves in the Mackenzie Delta region of the Northwest Territories essentially remained on hold during the fiscal year. As noted in the Agency's previous annual report, federal government approval of the licences that the National Energy Board proposed in the summer of 1989 to grant to Esso, Gulf and Shell for the export of 260 billion cubic metres (9.2 tcf) of Canadian gas over a 20-year period beginning in 1996 was withheld until it was satisfied that environmental factors had been properly taken into account.

In mid-March, 1991, a consortium of six companies announced that they had signed a Statement of Principles to provide a basis for planning the development of a pipeline to transport gas from the Delta to southern markets. This consortium is made up of the three major owners of Delta gas and three pipeline companies – Interprovincial, Polar Gas and Foothills. The latter company, sponsor of the Canadian segment of the Alaska Highway Gas Pipeline (AHGP), earlier had submitted an application to the NEB proposing construction of a pipeline running south from the Delta to join with the proposed second-stage trunkline of the AHGP near Boundary Lake, close to the border of northern B.C. and Alberta. Since its announcement of March 1991, no further

information has been provided by the consortium with respect to the size, routing or capacity of the pipeline it intended to propose.

During the course of the past fiscal year, the National Energy Board continued its review of the potential environmental impact of the projected export of Delta gas in keeping with the guidelines laid down under the federal environmental assessment and review process. (In July, 1992, the Board issued a report that concluded there would no adverse environmental effects associated with the actual export of Delta gas. Such impacts as there might be would result from the production, processing, transportation and distribution of the gas. But the Board considered it "premature and impractical" to attempt to assess those environmental considerations until the required applications had been submitted to the appropriate authorities. The Board noted that it had been required to take into account in its deliberations a judgment issued by the Federal Court of Appeal in July, 1991, involving Quebec Hydro, which held that the NEB's jurisdiction over exports – in this case of electricity – did not extend to facilities for the production of the commodity for export.

The Continuing Procurement Controversy

Canada's concern regarding implementation of the 1980 bilateral agreement governing the procurement of certain designated items for the pipeline began to develop in the late 1980s. Around that time, it became increasingly apparent that the U.S. sponsors of the Eastern and Western Legs were proposing to bypass these agreed procurement procedures, with the concurrence of the then-Acting U.S. Federal Inspector, in the case of proposed increases in the capacity of their respective systems. It was argued on the U.S. side that these expansions were not really a part of the Alaska Natural Gas Transportation System (ANGTS), a claim that was said to be reinforced by the fact that neither of the sponsors had elected to seek regulatory approval under the terms of the *Alaska Natural Gas Transportation Act*.

These procedures – which cover procurement of large-diameter pipe, compression units and large diameter valves and fittings – were adopted in the first place at the urging of the U.S. government as one means of helping to achieve one of the major objectives that it had originally pressed to have spelled out in the 1977 Canada-U.S. Pipeline Agreement. This was the commitment of both governments to take steps to ensure that the supply of goods and services for the project would be obtained "on generally competitive terms".

Following his appointment as Federal Inspector in October, 1990, Michael J. Bayer met subsequently with his counterpart, Donald W. Campbell, Commissioner of the Northern Pipeline Agency, in Ottawa in February, 1991, to discuss this and other issues. Mr. Bayer indicated at the time that he considered it desirable the procurement procedures be implemented on the U.S. side, as they had been in connection with expansions of the system in Canada, and expressed his intention of seeking voluntary compliance by the U.S. sponsors.

As noted in the 1990-91 report, Mr. Bayer subsequently advised Congress in May, 1991, that since each of the proposed expansion projects substantially tracked the planned second phase of the ANGTS, the sponsors had agreed to comply with the procurement procedures "wherever feasible". As a result, the Federal Inspector stated, the procurement issue had been resolved to the "mutual satisfaction" of both Canada and the United States.

A subsequent exchange of correspondence in August and September, 1991, between the heads of the two agencies, however, made it clear that procurement remained a matter of contention. Mr. Bayer sought consultations with respect to his concern over a questionnaire included by Foothills in bidding documents covering procurement of certain designated items, a document that sought information related to an evaluation of potential Canadian industrial and/or economic benefits from the proposed procurement. In reply, Mr. Campbell indicated that he also wanted to undertake consultations with respect to his continuing concerns regarding the lack of effective implementation of the procurement process on the U.S. side. He observed that Mr. Bayer's claim in his earlier report to Congress that the procurement issue had been resolved to the

mutual satisfaction of both sides rather overstated the case from Canada's perspective. The Commissioner pointed out that procurement in connection with expansion of the Western Leg south of the border had passed the point where the established procedures could be instituted in any meaningful way. During subsequent consultations in Ottawa in December 1991, Mr. Campbell pointed out that he still had not been informed either about the status of procurement for the proposed expansion of the Eastern Leg as it related to the agreed bilateral procedures or about the implications of the conditional undertaking of the Eastern Leg sponsors to comply with the provisions of the bilateral agreement. In the event, the only case in which the procurement procedures were fully complied with in connection with procurement of designated items for expansion of the two systems involved the purchase of valves and fittings required on the Eastern Leg. Mr. Bayer disclosed that the only other designated item required for the proposed expansion of that segment of the system – additional compression units – had long since been purchased by Northern Border, sponsor of that segment of the pipeline in the United States.

For his part, Mr. Bayer said that consultations with a number of U.S. departments and agencies had led him to the conclusion that the Procurement Program adopted by Foothills in compliance with the requirements of the *Northern Pipeline Act*, of which the questionnaire on Canadian benefits to which he objected formed a part, was contrary to the provisions both of the 1988 Canada-U.S. Free Trade Agreement (FTA) and the General Agreement on Tariffs and Trade. During the course of the meeting, Mr. Campbell undertook to consider and respond to the contention advanced by the Federal Inspector. Replying to a subsequent letter from the Commissioner with respect to his report to the President in mid-January, 1992, recommending termination of all U.S. commitments to the ANGTS, including those to Canada, Mr. Bayer wrote in mid-February that the procurement issue he raised during their previous meeting "exists quite independently of the status of my Office or its underlying authorities. Our position was grounded in the GATT and the 1988 Canada-U.S. Free Trade Agreement, not the 1977 or 1980 ANGTS Agreements."

(In June, 1992, the Commissioner wrote to the Office of the Federal Inspector in response to the question of the validity of the Foothills' Procurement Program raised during their earlier consultations by Mr. Bayer, who by that time had already resigned his position. Mr. Campbell pointed out that the 1977 Pipeline Agreement between the two governments stated in its preamble that they supported the project out of a desire "to advance the national economic and energy interests and to maximize related industrial benefits of each country..." At the same time, he continued, the Agreement also stipulated that each government would endeavour to ensure that the supply of goods and services for the project was undertaken "on generally competitive terms."

(Under the provisions of the *Northern Pipeline Act*, Mr. Campbell noted, Foothills was required to maximize the industrial benefits available to Canada within the ambit of the second objective – that procurement be undertaken on generally competitive terms. "On consideration, it is our judgment that the Procurement Program adopted by Foothills is entirely in keeping with the provisions of the 1977 Agreement between our two governments and fully in compliance with the existing provisions of the GATT." By the same token, he said, it was also the Canadian view that the Procurement Program was in keeping with the Free Trade Agreement, a conclusion that was reinforced by the fact that U.S. negotiators of the FTA took no exception to the provisions of the *Northern Pipeline Act* nor the program adopted in keeping with its requirements.)

The Proposed Abrogation of the 1977 Canada-U.S. Pipeline Agreement and Termination of Underlying U.S. Legislation

Questions about the continuing need to maintain the Office of the Federal Inspector to oversee the implementation of the Alaska Natural Gas Transportation Project (ANGTS) were first raised publicly by Congressman Philip R. Sharp, Chairman of the House Subcommittee on Energy and Power, in a letter to the Federal Inspector in October, 1991. Given the long delay in completing the project with the extension of the pipeline to provide access to Alaska gas at Prudhoe Bay, Mr. Sharp questioned whether the Office of the Federal Inspector (OFI) should continue to remain

operational. If there were certain functions that should be maintained, he suggested, they could perhaps be carried out on a less costly basis by some other arm of the federal government.

In a lengthy reply, Mr. Bayer appeared to argue that a case could be made for maintaining the role of the OFI and expressed doubt as to whether any significant saving could be made by transferring its functions elsewhere. In any case, he added, any change in the existing legal and regulatory structure should not be made without extensive consultation with the Canadian and Alaskan governments and consideration of other possible ramifications. In response to a similar letter from Mr. Sharp, however, James D. Watkins, the Secretary of Energy, subsequently wrote that he agreed with the Chairman's conclusion "that the OFI is no longer a needed organization within the Executive Branch." He proposed that the authority then being exercised by the OFI should be transferred to a branch of his own department.

Given the foregoing developments, the submission by Mr. Bayer of a report to President Bush dated January 14, 1992, recommending abrogation of the 1977 Canada-U.S. Pipeline Agreement and the ancillary 1980 Procurement Agreement, abolition of the Office of the Federal Inspector, repeal of the underlying U.S. legislation and withdrawal of all the legal rights extended to the U.S. sponsors of the ANGTS, came as something of a surprise to observers on both sides of the border.

The Federal Inspector based his recommendations on a number of conclusions. He said that since the project was adopted in 1977, times had changed and the assumptions on which it was based had proven to be "absolutely incorrect". During the intervening years, the reserves of gas discovered in the conventional areas of the lower 48 states and of Canada had turned out to be far larger than anticipated, while the price of gas remained far below predicted levels. In the same period, the U.S. government had cleared away legal hurdles to the export of North Slope Alaskan gas in liquefied form to Pacific Rim countries through approval of the Trans-Alaska Gas System (TAGS), a development that challenges assumptions about the marketability of Prudhoe Bay gas and the availability of those suppliers for the ANGTS, Mr. Bayer asserted.

It was, he said, unlikely that the proposed ANGTS pipeline would be extended to the Alaskan North Slope at any time within the next 20 years. In fact, it was more likely that the first Arctic gas to be tapped would be by a pipeline transporting Canadian gas reserves in the Mackenzie Delta southward along the Mackenzie Valley. In any case, the Federal Inspector argued, in future reliance should be placed on market forces rather than governmental decrees to determine when, where, by whom and at what cost a pipeline to Alaska should be built. He acknowledged that construction of any future pipeline from Alaska across Canada would require the consent of Canadian authorities, but maintained that this "would not be fundamentally different than the current situation for other pipeline projects that propose to transport Canadian gas to the U.S."

The Federal Inspector referred in his report to the need to consult with the Canadian government, among other interests, with respect to his recommendations. He did not suggest, however, that termination of the 1977 Canada-U.S. Pipeline Agreement should be contingent on Canadian consent to such action and, in fact, observed that Canada "will likely oppose elimination of ANGTS." While he suggested abandonment of the ANGTS might have certain advantages for Canada, particularly the elimination of competition from Alaskan gas for its own reserves in the Mackenzie Delta, he indicated that Canadian authorities would be anxious to maintain the rate structure that was adopted to encourage prebuilding of the Eastern and Western Legs for the initial purpose of transporting surplus Canadian gas to U.S. markets.

In a note submitted to the State Department in mid-February, 1992, regarding the Federal Inspector's report, the Canadian government said it "expects that the United States will continue to honour its obligations under the 1977 Agreement of principles and subsequent assurances given to the Government of Canada with respect to the pipeline. Any action giving effect to the above-noted recommendations would be contrary to the obligations of the United States and would not be acceptable to Canada." (The 1977 Pipeline Agreement between the two countries stipulated that it would remain in force for 35 years from the date of signing and thereafter was terminable on 12 months' notice.) In early April, the U.S. government responded to the Canadian note with the assurance that it was not its intent "to abrogate unilaterally" its bilateral agreements. "In order

to further our bilateral cooperation in this area, and in view of market conditions which have changed substantially since the 1977 and 1980 Agreements were negotiated," the U.S. note continued, "the United States believes it would be useful for the two governments to jointly review the continued relevance of policies established as a result of the Alaska Natural Gas Transportation Act. This review might take place under the auspices of the Energy Consultative Mechanism (the means inaugurated several years ago to provide for periodic bilateral consultations on energy matters)."

Operations of the Canadian and U.S. Regulatory Agencies Responsible for the Pipeline

The main focus of the Northern Pipeline Agency during the period covered by this report was on matters already outlined earlier. These included overseeing the expansion by Foothills of the Eastern Leg in Alberta through the addition of two new compressor stations and modification of a third so as to ensure that they complied with all established engineering, environmental, socio-economic and other terms and conditions. The Agency was also engaged in consideration of the application by Foothills for authority to expand substantially the capacity of its system in South B.C. in conjunction with the proposed expansion in compression to be provided by the Alberta Natural Gas Co., a matter that was at the same time before the National Energy Board for its review. In addition, bilateral issues continued to occupy the NPA's attention. These included the continuing contention over the matter of procurement for the project and the recommendation by Michael J. Bayer, the Federal Inspector, to the President in mid-January regarding the abrogation of bilateral agreements with Canada regarding the pipeline and the termination of underlying U.S. legislation.

As noted in the previous annual report, The Right Honourable Joe Clark, for a number of years the Secretary of State for External Affairs, on April 21, 1991, became the Minister responsible for the Northern Pipeline Agency, as well as President of the Privy Council and Minister responsible for Constitutional Affairs. He succeeded the Honourable Don Mazankowski, the Deputy Prime Minister, who was appointed Minister of Finance after having served for some time as President of the Privy Council, Minister of Agriculture and Minister responsible for the Northern Pipeline Agency.

Donald W. Campbell continued to serve during the fiscal year as Commissioner of the NPA as well as Deputy Minister of International Trade and Associate Under-Secretary of State for External Affairs. Kenneth W. Vollman, a Temporary Member of the National Energy Board, served also as Administrator and Designated Officer of the NPA. (Following expiration of his term in September, 1992, Mr. Vollman was succeeded by Roy Illing, a Member of the National Energy Board who, as Deputy Minister of Energy for British Columbia, served for some years as that province's representative on the Federal-Provincial Consultative Council established under the *Northern Pipeline Act*.)

The Northern Pipeline Agency continued to be indebted to the National Energy Board for making available on a contractual basis the services of its staff to provide the Agency with all of the technical information and advice required to discharge its regulatory responsibilities. Staff of the Board also continued to provide administrative support services to the NPA. The Board is reimbursed for all of these services by the Agency, which in turn are recovered from Foothills in the same manner as other Agency costs.

(In the United States, the most notable development involving the Office of the Federal Inspector (OFI) was its unexpected demise, which was the culmination of developments outlined earlier in this report. In early April, 1992, Mr. Bayer submitted his resignation as Federal Inspector. The following week, the Bush Administration proposed the suspension of further funding for the agency during the 1992 fiscal year and elimination of all funding as of the following fiscal year. In October, 1992, the U.S. Congress approved a massive energy bill, which – among many other things – provided for repeal of existing provisions establishing the OFI and the transfer of the responsibility and authority of that office to the Secretary of Energy.)

Finance, Personnel and Official Languages

Finance and Personnel

Section 13 of the *Northern Pipeline Act* provides for an annual audit of the accounts and financial transactions of the Agency by the Auditor General of Canada and for a report thereon to be made to the Minister. Section 14 of the Act requires the Auditor General's report to be laid before Parliament together with the Minister's annual report on the operations of the Agency. To comply with these requirements, the report of the Auditor General of Canada on the accounts and financial transactions of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1992, is reproduced as an appendix.

Estimates for 1991-92 provided \$472,000 for the operation of the Agency. Expenditure for the year totalled \$179,000. At year end, only one full-time employee was on staff. The National Energy Board provides administrative support as well as technical information and advice, for which the Agency reimburses the Board.

Section 29 of the *Northern Pipeline Act* provides for recovery of the costs of the Agency from the company constructing the pipeline in accordance with regulations made under subsection 55(2) of the *National Energy Board Act*. During the year, 156,000 was recovered from Foothills in keeping with the provisions of the *Northern Pipeline Act*, of which \$100,000 related to prior year costs. In addition, \$30,400 in Yukon easement fees were collected. All amounts were credited to the Consolidated Revenue Fund.

Official Languages Plan

Although the Northern Pipeline Agency is a separate employer under Part II of the *Public Service Staff Relations Act* and is not subject to the *Public Service Employment Act*, the language policies and procedures established for other government departments and agencies have generally been applied. In addition, the Agency conforms as fully as possible with the provisions of the *Official Languages Act*.

In order to allow members of the public to comment on the linguistic aspect of services provided, enquiries may be made by telephoning (613) 993-7466 or by writing to the Office of the Northern Pipeline Agency, Lester B. Pearson Building, 125 Sussex Drive, Ottawa, Ontario, K1A 0G2.



AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

AUDITOR'S REPORT

To the Minister responsible for the
Northern Pipeline Agency

I have audited the statement of net recoverable expenditure and receipts of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1992. This financial statement is the responsibility of the Agency's management. My responsibility is to express an opinion on this financial statement based on my audit.

I conducted my audit in accordance with generally accepted auditing standards. Those standards require that I plan and perform an audit to obtain reasonable assurance whether the financial statement is free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statement. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall financial statement presentation.

In my opinion, this financial statement presents fairly, in all material respects the net recoverable expenditure and receipts of the Agency for the year ended March 31, 1992 in accordance with the accounting policies set out in Note 2 to the statement.

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'D. Meyers'.

D. Larry Meyers, FCA
Deputy Auditor General
for the Auditor General of Canada

Ottawa, Canada
November 30, 1992

NORTHERN PIPELINE AGENCY

Statement of Net Recoverable Expenditure and Receipts for the year ended March 31, 1992

	<u>1991-92</u>	<u>1990-91</u>
Net recoverable expenditure		
<u>Expenditure</u>		
Professional and special service	\$ 79,972	\$151,559
Salaries and employee benefits	67,600	88,652
Employee contingency plan	—	43,074
Rentals and office accommodation	19,905	19,941
Office equipment	3,942	—
Information	3,725	—
Travel and communications	2,445	3,099
Material, supplies and maintenance	<u>1,685</u>	<u>1,792</u>
Total expenditure funded by parliamentary appropriations (Note 3)	179,274	308,117
Less: Non-recoverable portion of employee benefits	<u>6,324</u>	<u>13,176</u>
Net recoverable expenditure (Note 4)	<u>\$172,950</u>	<u>\$294,941</u>
<u>Receipts</u>		
Recovery of net recoverable expenditure from Foothills Pipe Lines Ltd. (Note 4)	\$156,327	\$268,346
Easement fees	<u>30,400</u>	<u>30,400</u>
	<u>\$186,727</u>	<u>\$298,746</u>

Approved by:


Commissioner


Senior Financial Officer

NORTHERN PIPELINE AGENCY

Notes to the Statement of Net Recoverable Expenditure and Receipts for the year ended March 31, 1992

1. Authority and objective

The Agency was established in 1978 by the Northern Pipeline Act. The objective of the Agency is to facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the Alaska Highway Gas Pipeline in a manner consistent with the best interests of Canada as defined in the Act.

The Agency's expenditure is funded by parliamentary appropriations. However, in accordance with the Act and the National Energy Board Cost Recovery Regulations, the Agency is required to recover all its annual operating costs from the companies holding certificates of public convenience and necessity issued by the Agency. Currently, Foothills Pipe Lines Ltd. is the sole holder of such certificates.

Receipts are deposited to the Consolidated Revenue Fund and are not available for use by the Agency.

Reduction of Activity

On May 1, 1982, the United States sponsors for the Alaska Highway Gas Pipeline and Foothills Pipe Lines Ltd. announced that the target date for completion had been set back until further notice and all parties were to scale down their activities.

2. Accounting policies

Expenditure

Expenditure includes the cost of work performed, goods received or services rendered prior to April 1, except for the costs of the employees' contingency and termination plans which are charged to expenditure when paid. Capital acquisitions are charged to expenditure in the year of purchase. Expenditure also includes costs incurred on behalf of the Agency by government departments.

Receipts

Receipts are recorded on a cash basis.

Employee contingency plan

Senior and certain other key employees who remain with the Agency until completion of their responsibilities and whose service exceeds two years are entitled to an allowance of 13% of accumulated salary received upon separation.

NORTHERN PIPELINE AGENCY

Notes to the Statement of Net Recoverable Expenditure and Receipts for the year ended March 31, 1992 (Cont'd)

3. Expenditure funded by parliamentary appropriations

Expenditure for the year was funded as follows:

	<u>1991-92</u>	<u>1990-91</u>
Parliamentary appropriations		
Privy Council		
Vote 30-Program expenditure	\$472,000	\$530,000
Statutory-Contributions to employee benefit plans	<u>18,000</u>	<u>27,000</u>
	490,000	557,000
Amount not required	<u>310,726</u>	<u>248,883</u>
Net appropriation used	<u>\$179,274</u>	<u>\$308,117</u>

4. Account with Foothills Pipe Lines Ltd.

	<u>1991-92</u>	<u>1990-91</u>
Net recoverable expenditure	<u>\$172,950</u>	<u>\$294,941</u>
Less: Current year recovery	156,327	268,346
Less: Current year recovery applicable to prior year	<u>100,064</u>	<u>73,469</u>
	<u>56,263</u>	<u>194,877</u>
Balance recoverable at year-end	<u>\$116,687</u>	<u>\$100,064</u>

Recovery of expenditure from Foothills Pipe Lines Ltd. is based on quarterly billings.

5. Related party transactions

The expenditure includes the cost of services by other federal government departments and agencies. These costs aggregate \$76,781 (1990-91 \$101,879). Professional and special assistance and office accommodation represent the main services provided by the related parties.

ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

**RAPPORT ANNUEL
1991-1992**

Canada



Administration du pipe-line du Nord
Canada

Northern Pipeline Agency
Canada

RAPPORT ANNUEL

1991-1992

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1992

N° de cat. C88-1/1992

ISBN 0-662-59437-1

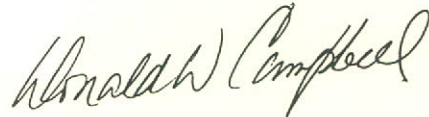
Ottawa (Ontario)
Le 31 décembre 1992

Monsieur le Ministre,

Conformément aux articles 13 et 14 de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, j'ai l'honneur de vous soumettre pour présentation au Parlement le rapport annuel de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'exercice se terminant le 31 mars 1992, ainsi que le rapport du Vérificateur général sur les comptes et les transactions financières de l'Administration pour la même période.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Ministre, l'expression de mes sentiments distingués.

Directeur général de
l'Administration du pipe-line du Nord,

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'Donald W. Campbell', written in a cursive style.

Donald W. Campbell

Le très honorable Joe Clark, C.P., député,
Président du Conseil privé de la Reine,
ministre responsable des Affaires constitutionnelles
et ministre responsable de l'Administration
du pipe-line du Nord,
Chambre des communes,
Ottawa (Ontario)

Table des matières

	Page
Aperçu	1
Principaux développements concernant le projet de gazoduc de la route de l'Alaska	3
Les embranchements préliminaires	3
L'embranchement ouest	
– Développements du côté américain	3
– Le différend avec la CPUC	4
– Développements du côté canadien	5
– La proposition d'Altamont	6
L'embranchement est	
– Développements du côté américain	7
– Développements du côté canadien	7
Les réserves de gaz du delta du Mackenzie	8
Persistance de la controverse concernant les approvisionnements	9
Le projet d'annulation de l'entente canado-américaine de 1977 sur le pipe-line et d'abrogation de la loi américaine sous-jacente	10
Activités des organismes de réglementation canadien et américain responsables du gazoduc	12
Finances, personnel et langues officielles	14
Finances et personnel	14
Plan des langues officielles	14
Appendice	15
Rapport du Vérificateur général du Canada	15

Bureau de l'Administration

M. Donald W. Campbell, directeur général,

Édifice Lester B. Pearson,
125, promenade Sussex,
Ottawa (Ontario).
K1A 0G2
Tél. : 993-7466
Fax : 998-8787

PROJET DU PIPE-LINE DE GAZ NATUREL DE LA ROUTE DE L'ALASKA



Aperçu

L'exécution des plans visant à accroître considérablement la capacité des embranchements est et ouest du gazoduc de la route de l'Alaska afin de permettre le transport des exportations accrues de gaz naturel canadien vers les marchés américains de l'Ouest et du Mid-Ouest a continué de progresser pendant l'exercice 1991-1992.

Cet accroissement de capacité est motivé par l'augmentation, depuis 1986, de la demande américaine de gaz naturel canadien. En 1991, la consommation américaine totale de gaz naturel a légèrement augmenté (de 2,8 p. 100) pour se chiffrer à 544 milliards de mètres cubes (19,2 billions pi^3), mais les exportations de gaz canadien ont augmenté d'environ 16 p. 100, à 47,8 milliards de mètres cubes (1,69 billion de pi^3). Cette augmentation fait suite à une augmentation de plus de 7 p. 100 des exportations de gaz canadien aux États-Unis l'année précédente. Par suite de cette augmentation du débit des livraisons outre-frontière, l'Office national de l'énergie a fait savoir qu'aucun des grands gazoducs canadiens n'avait de capacité importante en réserve.

Entre-temps, cependant, divers plans visant à donner accès aux marchés aux réserves américaines de la baie Prudhoe en Alaska, aux réserves canadiennes du delta du Mackenzie et aux réserves des deux pays dans la mer de Beaufort sont restés en suspens en attendant un renforcement espéré de la demande de gaz naturel et une importante augmentation des prix du gaz.

Au sud de la frontière, le projet d'expansion majeure à partir de novembre 1993 de l'embranchement ouest pour pourvoir à une augmentation de plus de 25,9 millions de mètres cubes – 916 millions de pi^3/j – de la capacité prévue de livraison en Californie et dans le Nord-Ouest américain a reçu l'approbation finale de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) en octobre 1991. Bien que les travaux de construction aient commencé très rapidement par la suite, et sur une grande échelle, l'augmentation proposée des exportations canadiennes de gaz en Californie, qui sous-tend le projet, a été remise en question en raison de la persistance de différends entre la California Public Utilities Commission (CPUC) et un certain nombre d'intervenants canadiens – le gouvernement fédéral et ceux de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, l'Office national de l'énergie et des producteurs de gaz.

La Altamont Gas Transmission Co. (Altamont) a présenté une autre proposition consistant à construire un nouveau réseau de canalisations pour la livraison de quelque 20,8 millions de mètres cubes de gaz canadien par jour (736 millions pi^3/j) vers les marchés de l'Ouest des États-Unis, surtout en Californie. Bien qu'elle ait initialement fixé au 1^{er} novembre 1993 la date prévue de mise en service de ce réseau, elle l'a plus tard repoussée d'un an, appréhendant un affaiblissement de la demande sur le marché du gaz en Californie. Elle était aussi confrontée à une question posée par l'Office national de l'énergie et qui consistait à savoir si le pipe-line de raccordement que la société albertaine NOVA Corp. est censée construire pour la livraison de gaz canadien entre dans la sphère d'autorité du gouvernement fédéral.

Dans le cas de l'embranchement est, les promoteurs américains ont finalement obtenu l'approbation par la FERC, au printemps de 1992, d'un plan modifié d'expansion du réseau de la Northern Border qui entraînerait une augmentation de 6,8 millions de mètres cubes par jour (240 millions pi³/j) des exportations de gaz canadien.

Au Canada, une action intentée en Cour fédérale par la société Altamont en juin 1991 aurait pu compromettre les projets d'expansion des embranchements est et ouest, mais cet obstacle potentiel, qui soulevait un certain nombre de questions de juridiction et d'autres questions, est disparu, quand Altamont a retiré son action en décembre 1991.

Avec l'approbation à la mi-avril 1991, par Kenneth W. Vollman, administrateur et fonctionnaire désigné de l'Administration du pipe-line du Nord, de l'Addendum 4 du rapport de conception du réseau et l'approbation subséquente par l'Office national de l'énergie de nouvelles installations associées à l'extraction de liquides du gaz naturel, la voie était ouverte pour l'augmentation proposée de la capacité de l'embranchement est du réseau au Canada par l'installation de deux nouveaux groupes compresseurs et la modification d'un troisième en Alberta. (L'APN a accordé en mai 1992 les autorisations d'ordre réglementaire nécessaires pour que le projet d'expansion de l'embranchement ouest puisse aller de l'avant, en même temps que l'Office national de l'énergie approuvait un projet parallèle d'expansion de l'Alberta Natural Gaz Co. Ltd.)

La question des achats pour le pipe-line est demeurée une pomme de discorde entre les autorités canadiennes et américaines. En plus des lettres qu'ils ont échangées à ce sujet, l'Inspecteur fédéral américain, Michael J. Bayer, et le Directeur général de l'APN, Donald W. Campbell, se sont rencontrés à Ottawa au début de décembre 1991 pour des consultations mutuelles sur leurs préoccupations respectives.

L'Administration du pipe-line du Nord a, quant à elle, continué de déplorer la non-application par la partie américaine des dispositions de l'entente conclue par les deux pays en 1980 en ce qui concerne l'achat de certains articles advenant une importante augmentation de la capacité de l'embranchement ouest, et l'application limitée seulement de ces dispositions dans le cas des vannes et des raccords de grand diamètre requis pour l'accroissement plus limité de la capacité de l'embranchement est au sud de la frontière. Au nom de l'administration américaine, l'Inspecteur fédéral a prétendu pour la première fois que le programme d'achat que la Foothills Pipe Lines Ltd. est censée appliquer conformément aux dispositions de la *Loi sur le pipe-line du Nord* va à l'encontre des dispositions de l'Accord de libre-échange canado-américain de 1988 et de l'Accord général sur les tarifs douaniers et le commerce.

Tous ces développements survenus dans le cours de l'exercice financier paraissent cependant avoir été éclipsés par un rapport que l'Inspecteur fédéral américain a remis au Président Bush au milieu de janvier 1992 et dans lequel il recommandait de mettre fin à l'entente canado-américaine de 1977 sur les pipelines ainsi qu'à l'entente auxiliaire de 1980 concernant les achats et d'abroger la loi américaine sous-jacente – l'*Alaska Natural Gas Transportation System Act* (ANGTA) de 1976. L'Inspecteur fédéral en poste à ce moment-là prétendait qu'il était improbable que le réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska (ANGTS) soit construit dans les vingt prochaines années et que, de toute façon, on devrait laisser les forces du marché déterminer quels seraient les promoteurs et le tracé de tout pipe-line qui pourrait éventuellement être construit.

Dans un échange de notes ultérieur, le gouvernement canadien a fait valoir qu'appliquer la recommandation de l'Inspecteur fédéral serait aller à l'encontre des obligations des États-Unis envers le Canada et le gouvernement américain a alors donné l'assurance qu'il n'avait pas l'intention d'abroger unilatéralement ses ententes bilatérales.

Dans les semaines qui suivirent, l'Administration proposa d'abolir le Bureau de l'Inspecteur fédéral et de transférer ses responsabilités au Secrétaire à l'énergie. (Au début d'avril 1992, M. Bayer offrit au Président de démissionner de son poste au milieu du mois.)

Principaux développements concernant le projet de gazoduc de la route de l'Alaska

Les embranchements préliminaires

Comme nous l'avons mentionné dans le dernier rapport annuel et de nombreux autres rapports précédents, les autorités américaines et canadiennes ont conclu, dans la seconde moitié de 1977, qu'il serait souhaitable de construire d'avance les embranchements ouest et est, qui permettraient le transport du gaz provenant de la baie Prudhoe, sur le versant nord de l'Alaska, jusqu'aux marchés de l'Ouest et du Mid-Ouest américains à partir de leur point de jonction avec la canalisation principale à Caroline (Alberta). Depuis Caroline, à 105 km (63 mi) au nord de Calgary, les embranchements ouest et est s'étendent sur une distance de 2 992 km (1 858 mi). Il était prévu qu'en attendant l'achèvement de la deuxième phase du réseau, ces deux embranchements seraient utilisés pour le transport de surplus de gaz canadien vers les marchés américains. Les embranchements est et ouest sont entrés en service au début des années 80, mais les conditions du marché sont demeurées trop mauvaises pour justifier l'achèvement de la deuxième phase du réseau pour donner accès aux réserves américaines de la baie Prudhoe.

Par suite d'une reprise soutenue, vers la fin des années 80, de la demande américaine de gaz naturel, visant particulièrement les surplus toujours plus grands de gaz canadien, on a élaboré des plans prévoyant un accroissement considérable de la capacité des embranchements est et ouest tant au Canada qu'aux États-Unis. On trouvera ci-après un compte rendu des principaux développements survenus dans le cours de l'exercice financier (et, dans certains cas, de développements plus récents).

L'embranchement ouest

– Développements du côté américain

En octobre 1991, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) éliminait le dernier obstacle empêchant l'accroissement de la capacité des installations de la Pacific Gas Transmission Co. (PGT) afin d'augmenter de 24,7 millions de mètres cubes par jour (872 millions pi^3/j) les importations de gaz canadien sur les marchés de la Californie et du Nord-Ouest des États-Unis. Cet accroissement de la capacité de l'embranchement ouest au sud de la frontière, qui était jusque-là de 8,5 millions de mètres cubes par jour (300 millions de pi^3/j), est réalisé en augmentant la capacité de compression et en ajoutant des mailles à la canalisation de la PGT vers la Californie et au pipe-line de raccordement que sa société-mère, la Pacific Gas and Electric Co. (PG&E), possède en Californie. En tout, cette augmentation de la capacité des canalisations de la PGT et de la PG&E se traduit par l'ajout de quelque 1 350 km (845 mi) de canalisations et l'augmentation de 57 mégawatts (76 000 chevaux vapeur) de la capacité de compression, au coût approximatif de 1,6 milliard \$ US. La mise en place des nouvelles installations était déjà fort avancée dans les derniers mois de l'exercice financier, et l'augmentation du débit de gaz est censée commencer le 1^{er} novembre 1993.

Même quand il progressait vers sa réalisation, le projet d'augmentation des exportations de gaz canadien via les canalisations ajoutées au réseau de l'embranchement ouest était exposé, sur deux fronts, à des problèmes virtuels aux dimensions incertaines : l'émergence d'un conflit entre la California Public Utilities Commission (CPUC) et des gouvernements canadiens (le gouvernement fédéral et certains gouvernements provinciaux) ainsi que l'Office national de l'énergie et des producteurs de gaz canadiens; et la possibilité qu'entre en compétition avec lui le projet mis de l'avant par la Altamont Gas Transmission Co. et sa filiale canadienne Altamont Gas Transmission Canada Ltd., projet dont les grandes lignes sont exposées dans la section suivante, qui porte sur les développements survenus du côté canadien en ce qui concerne l'embranchement ouest.

Comme nous l'avons mentionné dans le rapport annuel de 1990-1991, le projet d'expansion de l'embranchement ouest aux États-Unis a pris une nouvelle tournure quand il a été annoncé, en septembre 1991, que la TransCanada PipeLines Ltd. (TCPL) avait conclu une entente en prévision de l'achat de la PGT de sa société-mère, la PG&E. La TCPL a aussi fait savoir qu'elle se proposait d'acheter la part de 49 p. 100 de la PGT dans la société Alberta Natural Gas Co., qui transporte du gaz jusqu'à la frontière internationale via le sud de la Colombie-Britannique. Elle a fait savoir en outre qu'elle était intéressée à acheter la société Alberta & Southern Gas Co. (A&S), qui fait les achats de gaz canadien de la PGT pour le compte de la PG&E. En décembre 1991, la TCPL annonçait qu'elle avait décidé de ne pas acheter A&S. (Vers le milieu d'avril 1992, la TCPL fit savoir qu'elle avait l'intention de suspendre son projet d'acheter PGT de PG&E en attendant que soit réglé le différend entre le Canada et la California Public Utilities Commission. Au début de juillet 1992, cependant, la TCPL acquérait la part de 49 p. 100 des actions de la société ANG que détenait la PGT.)

– Le différend avec la CPUC

Les questions complexes entourant la controverse entre la California Public Utilities Commission (CPUC) et les autorités fédérales et provinciales canadiennes originent d'une décision prise par l'Office national de l'énergie en 1989. L'Office avait alors approuvé ce qui était en fait le renouvellement à long terme d'une licence accordée à l'Alberta and Southern Gas Co. (A&S), filiale en pleine propriété de la PG&E, pour l'exportation sur une période de 11 ans de 116,4 milliards de mètres cubes (4,1 billions de pi³) de gaz canadien vers le marché du nord de la Californie.

Au moment où l'ONE a étudié la demande d'A&S, la CPUC s'est montrée très favorable à cette mesure. Il est toutefois devenu apparent au milieu de 1990 que sa position avait changé; elle ordonna alors à la PG&E, l'ultime acheteur de gaz d'A&S, de renégocier ses contrats à long terme afin d'obtenir son gaz à des prix comparables à ceux qui avaient cours en Alberta, plutôt qu'à un prix qui reflétait le coût du gaz provenant d'autres sources possibles d'approvisionnement sur le marché californien (frais de transport exclus), en dépit du fait que le prix du gaz canadien se comparait très avantageusement avec celui du gaz provenant de ces autres sources. La CPUC émit subséquemment des directives visant à promouvoir une pratique, appelée «courtage de capacité», consistant en l'achat direct de gaz canadien à court terme par des expéditeurs californiens, pratique qui eut pour effet de miner les contrats à long terme d'A&S sur lesquels étaient fondés les prolongements de licences approuvés par l'ONE en 1989 et de mettre en péril les investissements faits au Canada en exécution de ces contrats. Bien qu'elle se soit réjouie au début que les partenaires commerciaux aient conclu une entente d'accès qui permettait l'achat direct entre les expéditeurs et les producteurs d'A&S de 25 p. 100 du gaz livré en vertu de la licence de cette dernière, la CPUC ordonna subséquemment à PG&E d'appliquer le courtage de capacité à l'ensemble des livraisons d'A&S en octobre 1992, ou dans les 60 jours suivant l'émission par la FERC d'une ordonnance de nouvelle audition autorisant le courtage de capacité, selon la dernière éventualité.

Vers la fin de mai 1991, l'Association pétrolière du Canada (APC) demanda à l'Office national de l'énergie de revoir la décision qu'elle avait prise antérieurement de prolonger la durée de la licence d'exportation d'A&S, arguant que les mesures prises par la CPUC allaient à l'encontre des

politiques conformes à la logique du marché adoptées antérieurement par les gouvernements canadien et américain pour régir le commerce du gaz naturel. En novembre 1991, l'APC présenta à l'Office une requête modifiée le pressant d'agir immédiatement pour contrer les effets de la décision prise en novembre par la CPUC relativement au courtage de capacité. Au début de février 1992, l'ONE émit un certain nombre d'ordonnances provisoires qui eurent pour effet d'assujettir à son approbation préalable toute augmentation des exportations en vertu des ordonnances d'exportation à court terme existantes et les nouvelles exportations à court terme de gaz canadien via les gazoducs des sociétés PGT et PG&E.

(Après audition de la requête de l'APC, l'Office statua dans ses Motifs de décision de juin 1992 qu'il ne pouvait «laisser passer ou ignorer l'incidence des mesures réglementaires prises par d'autres juridictions qui modifient intégralement la base sur laquelle il se fondait pour délivrer une licence et qui imposent des changements au sein de sa juridiction». L'Office était d'avis qu'il fallait une période de transition plus longue pour permettre aux partenaires commerciaux de négocier des arrangements contractuels. Entre autres choses, l'ONE remplaça ses mesures provisoires par de nouvelles ordonnances qui interdisaient toute exportation de gaz naturel canadien vers le marché du nord de la Californie pour laquelle il n'avait pas déjà été conclu de contrat de vente par A&S à ce marché.

(Bien qu'il soit de nouveau apparu, à l'issue d'une rencontre entre le président de la CPUC et le ministre de l'Énergie de l'Alberta en juillet 1992, que les bases d'un règlement du conflit avaient été jetées, cette entente finit plus tard par tomber. Peu après, la CPUC émit à l'endroit de PG&E une ordonnance de justification exigeant d'elle qu'elle s'informe des sources possibles d'approvisionnements supplémentaires pour le marché californien eu égard au manque possible de fiabilité des sources d'approvisionnement en gaz canadien à l'approche de l'hiver. Du côté canadien, le ministre de l'Énergie de l'Alberta riposta en avertissant que la province pourrait refuser d'autoriser le retrait des nouveaux volumes de gaz ayant fait l'objet de contrats pour la Californie si le conflit n'était pas réglé de façon satisfaisante. En septembre 1992, le projet d'augmentation des exportations de gaz via le réseau accru de PGT et PG&E se heurta à un nouvel obstacle après que la CPUC eut pris une décision exigeant de PG&E qu'elle impose des droits supplémentaires aux nouveaux expéditeurs utilisant son réseau accru – plutôt que des droits basés sur les coûts intégrés de l'ensemble de son réseau – tout en interdisant à ces nouveaux clients l'utilisation des installations de PG&E dans le nord de la Californie.)

– Développements du côté canadien

Au cours de l'exercice financier, l'Office national de l'énergie et l'Administration du pipe-line du Nord se sont acquittés ensemble de leurs responsabilités de réglementation dans leurs sphères de compétence respectives en ce qui concerne le projet d'accroissement de la capacité de l'embranchement ouest du gazoduc de la route de l'Alaska dans le sud de la Colombie-Britannique pour qu'il soit possible de livrer les quantités supplémentaires de gaz qu'il est proposé d'exporter en Californie et dans le Nord-Ouest des États-Unis via le réseau de la PGT et de la PG&E.

Dans le cas de l'ONE, il s'agissait d'étudier la requête de l'Alberta Natural Gas Co. (ANG), qui demandait l'autorisation d'installer de nouveaux groupes compresseurs et de modifier des installations à trois de ses stations de compression afin d'augmenter la compression de 42 mégawatts (56 250 chevaux vapeur). Le coût de cette opération a été évalué à près de 82 millions \$. Au même moment, le fonctionnaire désigné de l'APN avait à étudier une demande d'adoption d'un projet d'Addendum 4 du rapport de conception du réseau présentée par la société Foothills PipeLines Ltd., promotrice du gazoduc de la route de l'Alaska et détentricrice d'un certificat d'exploitation de pipe-lines réputé lui avoir été accordé en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord*. Il s'agissait de relier entre elles les quatre mailles existantes de la Foothills sur le réseau d'ANG dans le sud de la Colombie-britannique en installant une canalisation de 1 067 mm (42 po) sur une distance additionnelle de 77,5 km (54,4 mi) au coût approximatif de 104,6 millions \$. Cette canalisation supplémentaire – et l'augmentation de compression assurée par ANG – augmenterait suffisamment la capacité du réseau dans le sud de la Colombie-Britannique pour en porter le débit

de 6,8 à 31,5 millions de mètres cubes par jour (de 240 millions à 1,1 milliard de pi^3/j). Un accroissement considérable de la capacité du réseau NOVA en Alberta, au coût approximatif de 312 millions \$, serait aussi nécessaire pour réunir les quantités supplémentaires de gaz et les acheminer à la frontière entre l'Alberta et la Colombie-Britannique. Après présentation des requêtes respectives, l'ONE et l'APN établirent un processus conjoint pour la sollicitation de toute information additionnelle requise et pour la réception de mémoires relativement à l'examen entrepris par l'ONE.

(En mai 1992, l'Office publia ses Motifs de décision relativement à l'approbation de la requête d'ANG et le fonctionnaire désigné de l'APN approuva également l'addendum au rapport de conception du réseau proposé par la Foothills, ce qui constituait pour la compagnie une autorisation à réaliser sa partie du projet d'expansion de l'embranchement ouest du gazoduc de la route de l'Alaska. Dans ses Motifs de décision, l'Office se disait «convaincu qu'il serait fait une utilisation raisonnable des installations supplémentaires d'ANG pendant leur vie utile et que les frais connexes liés à la demande seraient payés». L'Office conclut donc que le projet servirait bien les intérêts de la population canadienne.)

– La proposition d'Altamont

Comme nous l'avons mentionné dans la section précédente ainsi que dans le dernier rapport annuel, le projet d'expansion de l'embranchement ouest du gazoduc de la route de l'Alaska au Canada et aux États-Unis a été contesté par la Altamont Gas Transmission Co. qui a plutôt proposé de transporter une importante quantité de gaz canadien jusqu'aux marchés californiens en installant une nouvelle canalisation qui se raccorderait au réseau existant de la Kern River Gas Transmisssion Co. à Opal, au Wyoming. En octobre 1991, constatant que le sentiment général était qu'un seul des deux projets serait viable économiquement, le gouvernement de l'Alberta demanda à sa commission de conservation des ressources énergétiques, l'Energy Resources Conservation Board, de procéder à une quête d'informations en vue de réunir les renseignements pertinents nécessaires pour évaluer le pour et le contre de chaque proposition tout en évitant de formuler elle-même des conclusions. (Ce rapport fut rendu public en juin 1992.)

Au début de 1991, la FERC approuva la proposition d'Altamont de construire, à partir de la frontière canadienne près de Wild Horse en Alberta, une canalisation de 1 000 km (620 mi) qui se raccorderait au réseau de la Kern River et qui permettrait de livrer jusqu'à 20,8 millions de mètres cubes par jour (736 millions de pi^3/j) de gaz canadien en Californie et vers d'autres marchés de l'Ouest. À la fin de juillet 1991, la Altamont Gas Transmission Canada Ltd. (Altamont Canada) présenta à l'Office national de l'énergie une requête par laquelle elle demandait l'autorisation de construire un pipe-line de 300 mètres à la frontière canadienne afin de relier un raccordement que construirait la NOVA Corp. pour la livraison de gaz albertain et la canalisation construite par Altamont aux États-Unis pour se raccorder au réseau de la Kern River. Dans une lettre d'accompagnement, Altamont demandait à l'Office de procéder à une audience comparative afin de considérer en même temps la requête rivale d'expansion de l'embranchement ouest dans le sud de la Colombie-Britannique afin de «choisir le projet qui sert le mieux les intérêts de la population canadienne», demande à laquelle l'ONE refusa d'acquiescer.

L'Office ayant annoncé, en novembre 1991, son intention d'étudier la requête d'Altamont en la jugeant d'après ses propres mérites et indépendamment de la demande d'ANG d'accroître la capacité de son réseau, Altamont décida plus tard de retirer la requête dont elle avait précédemment saisi la Cour fédérale en vue de contester les décisions antérieures de l'Office et de l'APN dans cette dernière affaire.

(En juin 1992, l'ONE annonça son intention de se pencher sur une question préliminaire de juridiction découlant de la requête d'Altamont Canada en sollicitant des mémoires écrits de la part des parties intéressées. Il s'agissait dans ce cas de déterminer si le pipe-line de 217 km (135 mi) devant être construit par NOVA immédiatement en amont pour la livraison de gaz albertain jusqu'au raccordement d'Altamont Canada à la frontière canado-américaine devait aussi être assujéti à la juridiction fédérale en vertu des principes du droit constitutionnel. L'Office conclut qu'il

lui fallait se prononcer sur cette question pour être en mesure de déterminer s'il pouvait, légalement, acquiescer à la requête d'Altamont Canada, par laquelle celle-ci demande qu'on l'exempte de l'obligation d'obtenir un certificat d'utilité publique pour construire un pipe-line. Selon la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, celui-ci ne peut accorder pareille exemption pour des pipe-lines de plus de 40 km (25 mi) de longueur.

(Tout en contestant vigoureusement toute hypothèse voulant que le raccordement de la NOVA puisse être de juridiction fédérale, Altamont a demandé à l'Office national de l'énergie, en juillet 1992, de revoir et de suspendre sa décision approuvant l'installation de groupes compresseurs plus puissants par l'Alberta Natural Gas Co. Ltd. (ANG) dans le cadre du projet d'expansion de l'embranchement ouest dans le sud de la Colombie-Britannique. Altamont soutenait que, pour des raisons de justice fondamentale, l'Office devrait aussi déterminer s'il existait ou non une question de juridiction dans le cas des installations de NOVA en amont de la frontière entre la Colombie-Britannique et l'Alberta. Dans un jugement rendu en septembre 1992, l'Office conclut qu'il n'y avait pas de raisons suffisantes de revoir la décision initiale approuvant le projet d'expansion d'ANG. Par conséquent, la requête fut rejetée et il ne fut pas accordé de suspension. Au moment d'écrire ces lignes, l'Office n'avait pas rendu de décision sur la question de juridiction.

(Au milieu de 1992, Altamont annonça sa décision de repousser d'un an la date d'entrée en service, qui avait initialement été prévue pour novembre 1993, à cause de ce qu'elle percevait comme un début de fléchissement du marché californien.)

L'embranchement est

– Développements du côté américain

Depuis la seconde moitié des années 80, la Northern Border Pipeline Co., promotrice de l'embranchement est de ce qu'on appelle aux États-Unis l'Alaska Natural Gas Transportation System (Réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska – ANGTS), a formulé diverses propositions d'expansion de ses opérations au sud de la frontière. Dans des propositions présentées en 1990, puis modifiées au début de 1991, il était question d'étendre le réseau de la Northern Border de Ventura (Iowa) à Tuscola (Illinois), environ 612 km (378 mi) plus loin, et d'en accroître le débit de quelque 21,24 millions de mètres cubes par jour (750 millions de pi^3/j). Pressée par la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) de démontrer qu'il existait des marchés fermes pour justifier l'augmentation proposée de la capacité de débit de son réseau si elle ne voulait pas que sa requête soit rejetée, la Northern Border a présenté un plan d'expansion moins ambitieux en juillet 1991. Ce plan prévoyait l'utilisation de la canalisation supplémentaire du réseau allant de Ventura à Harper, en Iowa, canalisation de 238 km (147 mi) de longueur qu'elle avait précédemment convenu d'acquérir de la Natural Gas Pipeline Co. of America.

Par l'installation d'équipements lui permettant d'accroître sa capacité de compression, la Northern Border proposait d'augmenter le débit de son réseau de quelque 8,87 millions de mètres cubes par jour (387 millions de pi^3/j). Là-dessus, une part d'environ 6,8 millions de mètres cubes par jour (240 millions de pi^3/j) serait constituée d'exportations supplémentaires de gaz canadien livré via l'embranchement est de la Foothills en Alberta et en Saskatchewan. Le reste de l'augmentation de débit proviendrait de sources américaines. Ce nouveau projet d'expansion de la Northern Border fut approuvé par la FERC au printemps de 1992, l'augmentation de débit devant commencer en novembre 1992.

– Développements du côté canadien

Au cours de l'exercice financier, l'expansion du tronçon albertain de l'embranchement est, prévue à l'Addendum 5 du rapport de conception du réseau de la Foothills, approuvé par le fonctionnaire désigné de l'APN en avril 1991, s'est poursuivie. Comme nous le mentionnions dans le rapport annuel précédent, ces travaux comportaient l'installation de deux nouvelles stations de compression en Alberta, les stations 363 et 365, et la modification d'une station existante, la station 367, à Jenner (Alberta). En outre, en juin 1991, l'Office national de l'énergie a approuvé

l'installation d'un troisième train partiel requis relativement aux installations de décompression-recompression de la Foothills associées à l'usine d'extraction de liquides du gaz naturel d'Empress en Alberta.

Cette expansion a été entreprise en réponse à une requête de NOVA, qui demandait qu'on lui garantisse le transport de quelque 16,35 millions de mètres cubes de gaz par jour (577 millions de pi^3/j) via le tronçon albertain de l'embranchement est. Le volume de ses livraisons quotidiennes passerait ainsi de 42,41 à 58,76 millions de mètres cubes (de 1,5 à 2,07 milliards de pi^3). Au début, NOVA avait besoin de cette quantité additionnelle de gaz pour la livrer à TransCanada Pipelines à la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan. Par la suite, cependant, il a été décidé que 6,8 millions de mètres cubes (240 millions de pi^3) seraient livrés chaque jour au tronçon saskatchewanais de l'embranchement est afin de répondre à la demande accrue de gaz devant être livré au sud de la frontière via le réseau de la Northern Border à compter de novembre 1992. Il était possible d'accroître ainsi le débit de l'embranchement est en Saskatchewan en n'apportant que des modifications mineures aux groupes compresseurs existants.

Les réserves de gaz du delta du Mackenzie

Les plans concernant la livraison jusqu'aux marchés du gaz des réserves canadiennes de la région du delta du Mackenzie dans les Territoires du Nord-Ouest sont demeurés en suspens pendant l'exercice financier. Comme nous le mentionnions dans le rapport annuel précédent, l'approbation par le gouvernement fédéral des licences que l'Office national de l'énergie avait proposé, à l'été de 1989, d'accorder aux sociétés Esso, Gulf et Shell pour l'exportation, sur une période de 20 ans commençant en 1996, de 260 milliards de mètres cubes (9,2 billions de pi^3) de gaz canadien a été retardée jusqu'à ce qu'il soit convaincu qu'il avait dûment été tenu compte des facteurs environnementaux.

Au milieu de mars 1991, un consortium de six compagnies annonça qu'il avait signé une déclaration de principes devant servir de base à la planification de la construction d'un pipe-line pour le transport jusqu'aux marchés du sud du gaz du delta du Mackenzie. Ce consortium est formé des trois principaux propriétaires du gaz du Delta et de trois sociétés d'exploitation de pipe-lines – Interprovincial, Polar Gas et Foothills. La Foothills, promotrice du tronçon canadien du gazoduc de la route de l'Alaska, avait auparavant présenté à l'ONE une requête dans laquelle elle proposait de construire en direction sud à partir du Delta un pipe-line qui irait rejoindre la canalisation principale de deuxième phase du gazoduc de la route de l'Alaska près de Boundary Lake, non loin de la frontière nord de la Colombie-Britannique et de l'Alberta. Depuis son annonce de mars 1991, le consortium n'a fourni aucune autre information relativement aux dimensions, au tracé et à la capacité du pipe-line dont il avait l'intention de proposer la construction.

Pendant le dernier exercice financier, l'Office national de l'énergie a poursuivi son examen des incidences environnementales possibles du projet d'exportation du gaz du delta du Mackenzie conformément aux lignes directrices établies dans le cadre du Processus fédéral d'évaluation et d'examen en matière d'environnement. (En juillet 1992, l'Office publia un rapport dans lequel il concluait que l'exportation du gaz du delta du Mackenzie n'aurait pas d'effets néfastes pour l'environnement. Les effets possibles résulteraient de la production, du traitement, du transport et de la distribution du gaz. L'Office considérait qu'il serait «prématuré et irréaliste» d'essayer d'évaluer ces facteurs environnementaux tant que les requêtes nécessaires n'auraient pas été présentées aux autorités compétentes. L'Office a fait remarquer qu'il lui avait fallu tenir compte, dans ses délibérations, d'un jugement mettant en cause Hydro-Québec que la Cour fédérale d'appel a rendu en juillet 1991 et dans lequel elle statuait que la juridiction de l'ONE sur les exportations – dans ce cas, d'électricité – ne s'étendait pas aux installations servant à la fabrication du produit destiné à être exporté.

Persistance de la controverse concernant les approvisionnements

Les inquiétudes du Canada concernant l'application de l'entente bilatérale de 1980 régissant l'achat de certains articles désignés pour le pipe-line ont commencé à poindre vers la fin des années 80. Il devenait alors de plus en plus apparent que les promoteurs américains des embranchements est et ouest souhaitaient transgresser ces règles, avec l'assentiment de l'Inspecteur fédéral américain de l'époque, dans le cas d'augmentations proposées de la capacité de leurs réseaux respectifs. On a prétendu du côté américain que ces canalisations additionnelles ne faisaient pas vraiment partie de l'Alaska Natural Gas Transportation System (ANGTS), argument qui, disait-on, était renforcé par le fait qu'aucun des promoteurs n'avait choisi de procéder suivant les dispositions de l'*Alaska Natural Gas Transportation Act* pour obtenir les autorisations requises.

Ces règles – qui portent sur l'achat de conduits de grand diamètre, de compresseurs et de vannes et de raccords de grande taille – ont été adoptées en premier lieu à l'instigation du gouvernement américain, comme moyen de réaliser plus facilement un des objectifs majeurs qu'il avait demandé avec insistance au début qu'on énonce dans l'entente canado-américaine de 1977 sur le pipe-line. Par cette entente, les deux gouvernements s'engageaient à faire en sorte que les approvisionnements en biens et en services se fassent généralement dans des conditions de concurrence.

Après avoir été nommé inspecteur fédéral, en octobre 1990, Michael J. Bayer a rencontré son homologue canadien Donald W. Campbell, directeur général de l'Administration du pipe-line du Nord, à Ottawa en février 1991 pour discuter de ce dossier et d'autres questions. M. Bayer a alors dit qu'il lui paraissait souhaitable que les règles d'achat soient appliquées du côté américain comme elles l'avaient été pour les expansions du réseau au Canada, et a signifié son intention d'essayer d'obtenir des promoteurs américains qu'ils se plient volontairement à ces règles.

Comme il est mentionné dans le rapport de 1990-1991, M. Bayer a plus tard informé le Congrès, en mai 1991, qu'étant donné que chacun des projets d'expansion proposés suivait en substance la deuxième phase prévue des deux embranchements, les promoteurs avaient accepté de se conformer aux règles d'achat «dans la mesure du possible». Il en a ensuite conclu que la question des achats avait été réglée «à la satisfaction» des deux pays.

Toutefois, il est clairement ressorti d'un échange de lettres ultérieur (en août et septembre 1991) entre MM. Bayer et Campbell que la question des achats demeurait un dossier litigieux. M. Bayer a demandé que des consultations aient lieu relativement à un questionnaire que la Foothills avait inclus dans les documents de soumission relatifs à l'achat de certains articles désignés et qui visait à recueillir de l'information reliée à une évaluation des retombées industrielles et économiques possibles des achats proposés. Dans sa réponse, M. Campbell a signifié qu'il désirait lui aussi entreprendre des consultations relativement à l'application inefficace des règles d'achat du côté américain, faisant aussi observer que, du point de vue du Canada, l'affirmation qu'avait faite M. Bayer dans son rapport au Congrès – selon laquelle la question des achats avait été réglée à la satisfaction des deux parties – paraissait plutôt exagérée. M. Campbell a fait remarquer qu'en ce qui concernait les achats liés à l'expansion de l'embranchement ouest au sud de la frontière, la situation avait dépassé le point où les règles établies pouvaient être appliquées de façon valable. Lors d'une autre rencontre tenue à Ottawa en décembre 1991, M. Campbell a signalé qu'il n'avait encore été informé ni de la situation des achats pour l'expansion de l'embranchement est en ce qui avait trait aux règles bilatérales sur lesquelles il y avait eu entente, ni des implications de l'engagement conditionnel des promoteurs de l'embranchement est de se conformer aux dispositions de l'entente bilatérale. En fait, en ce qui concerne l'achat d'articles désignés pour l'expansion des deux réseaux, les règles n'ont été respectées que dans le seul cas des vannes et des raccords requis pour l'embranchement est. M. Bayer a laissé savoir que les seuls autres articles désignés requis pour l'expansion de ce tronçon du réseau – des compresseurs additionnels – avaient depuis longtemps été achetés par la Northern Border, promotrice de ce tronçon du pipe-line aux États-Unis.

De son côté, M. Bayer a dit que des consultations auprès de certains ministères et organismes américains l'avaient mené à la conclusion que le programme d'achats adopté par la Foothills conformément aux dispositions de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, programme dont faisait partie le questionnaire (sur les avantages pour le Canada) auquel il s'opposait, allait à l'encontre des dispositions de l'Accord de libre-échange (ALE) conclu en 1988 entre le Canada et les États-Unis et de l'Accord général sur les tarifs douaniers et le commerce (GATT). Durant la réunion, M. Campbell s'engagea à vérifier le bien-fondé de cette affirmation de l'Inspecteur fédéral américain et à y répondre. À la mi-février, dans sa réponse à une lettre ultérieure de M. Campbell concernant la recommandation qu'il avait faite, dans le rapport qu'il avait présenté au Président au milieu du mois de janvier 1992, qu'il soit mis fin à tous les engagements américains à l'égard du ANGTS, y compris les engagements envers le Canada, M. Bayer a écrit, en parlant de la question des achats qu'il avait soulevée durant leur rencontre précédente qu'elle existait «tout à fait indépendamment du statut de mon Bureau ou des fondements sur lesquels s'appuie son autorité. Notre position est fondée sur les dispositions du GATT et de l'ALE de 1988, et non pas sur les ententes de 1977 ou de 1980 concernant le ANGTS.»

(En juin 1992, le directeur général de l'Administration écrivit au Bureau de l'Inspecteur fédéral relativement à la question de la validité du programme d'achats de la Foothills, soulevée lors de consultations antérieures par M. Bayer qui, à ce moment-là avait déjà démissionné de son poste. M. Campbell faisait remarquer dans sa lettre qu'il était mentionné dans le préambule de l'entente sur le pipe-line conclue entre les deux gouvernements en 1977 qu'ils appuyaient tous deux le projet dans l'espoir de promouvoir les intérêts économiques et énergétiques de leur pays et d'optimiser les retombées industrielles que le projet pourrait avoir pour chaque pays. Plus loin dans sa lettre, M. Campbell faisait observer qu'il était prévu dans l'Entente que chaque gouvernement veillerait à ce que les approvisionnements en biens et services se fassent généralement dans des conditions de concurrence.

(M. Campbell fit aussi remarquer qu'en vertu des dispositions de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, la Foothills devait faire en sorte d'optimiser les retombées industrielles du projet pour le Canada dans les limites du second objectif, soit que les achats se fassent généralement dans des conditions de concurrence. «Après étude de la question, écrivit-il, nous concluons que le programme d'achats adopté par la Foothills est entièrement conforme aux dispositions de l'Entente de 1977 entre nos deux gouvernements et aux dispositions actuelles du GATT.» Il ajouta qu'on considérerait également au Canada que ce programme d'achats était conforme à l'Accord de libre-échange, conclusion qu'était venu renforcer le fait que les négociateurs américains de l'ALE n'avaient rien trouvé à redire au sujet des dispositions de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, ni à l'égard du programme adopté conformément à ses exigences.)

Le projet d'annulation de l'entente canado-américaine de 1977 sur le pipe-line et d'abrogation de la loi américaine sous-jacente

La première personne à mettre publiquement en doute la nécessité de maintenir en place le Bureau de l'Inspecteur fédéral (OFI) pour superviser l'exécution du projet de réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska (ANGTS) a été un membre du Congrès, M. Philip R. Sharp, président du Sous-comité de la Chambre sur l'énergie, dans une lettre qu'il a adressée à l'Inspecteur fédéral en octobre 1991. Étant donné le long retard qu'avait pris le projet avec le prolongement du pipe-line pour permettre l'acheminement du gaz de la baie Prudhoe, en Alaska, M. Sharp a mis en doute l'utilité de maintenir le Bureau de l'Inspecteur fédéral en service. Si certaines fonctions devaient être maintenues, dit-il, peut-être pourraient-elles être exercées de façon moins coûteuse par quelque autre organe du gouvernement fédéral.

Dans une longue réponse, M. Bayer sembla prétendre que le maintien du rôle de l'OFI pouvait se justifier et mit en doute la possibilité de réaliser d'importantes économies en confiant ces fonctions à un autre organisme. De toute façon, ajouta-t-il, la structure juridique et réglementaire actuelle ne devrait pas être modifiée sans tenir d'abord d'importantes consultations avec les gouvernements canadien et alaskain et étudier les autres ramifications possibles. Toutefois,

répondant à une lettre similaire de M. Sharp, le secrétaire à l'Énergie, M. James D. Watkins, écrit subséquemment qu'il croyait, comme lui, qu'il n'était plus nécessaire de maintenir l'OFI au sein de l'Exécutif. Il proposa que l'autorité exercée par l'OFI le soit dorénavant par une division de son propre ministère.

Compte tenu de ce qui précède, la présentation par M. Bayer au Président, le 14 janvier 1992, d'un rapport recommandant la résiliation de l'Entente canado-américaine de 1977 sur le pipe-line et de l'entente auxiliaire de 1980 concernant les achats, l'abolition du Bureau de l'Inspecteur fédéral, l'abrogation de la législation américaine sous-jacente et la suppression de tous les droits juridiques accordés aux promoteurs américains du ANGTS a quelque peu étonné les observateurs canadiens et américains.

Les recommandations de l'Inspecteur fédéral étaient fondées sur un certain nombre de conclusions. L'une d'elles était que depuis l'adoption du projet, en 1977, les circonstances avaient changé et que l'hypothèse sur laquelle il était fondé s'est révélée «complètement erronée». Dans l'intervalle, les réserves de gaz découvertes dans des zones «conventionnelles» des 48 États du sud et du Canada se sont révélées beaucoup plus abondantes que prévu, tandis que le prix du gaz demeurerait bien en-deçà des niveaux prévus. Pendant la même période, le gouvernement avait éliminé les obstacles juridiques empêchant l'exportation sous forme liquide vers les pays du bassin du Pacifique de gaz provenant des réserves du versant nord de l'Alaska en approuvant la construction du Trans-Alaska Gas System (TAGS), laquelle, affirma M. Bayer, contredit les hypothèses formulées quant à la possibilité de commercialiser le gaz de la baie Prudhoe et à la disponibilité de ces fournisseurs pour le ANGTS.

Il était improbable, dit-il, que l'on prolonge la canalisation du ANGTS jusqu'au versant nord de l'Alaska dans les 20 prochaines années. En fait, il était plus probable que les premières livraisons de gaz de l'Arctique soient acheminées via une canalisation servant au transport vers le sud, le long de la vallée du Mackenzie, du gaz canadien provenant des réserves du delta du Mackenzie. De toute façon, ajouta-t-il, il faudrait à l'avenir se fier sur les forces du marché plutôt que sur des décrets gouvernementaux pour déterminer quand, où, par qui et à quel coût un pipe-line vers l'Alaska devrait être construit. Il reconnut que la construction de tout futur pipe-line devant traverser le Canada à partir de l'Alaska nécessiterait le consentement des autorités canadiennes tout en maintenant, cependant, que cela ne serait pas fondamentalement différent de la situation actuelle en ce qui concerne les autres projets de pipe-line dont l'objet est de transporter du gaz canadien aux États-Unis.

Dans son rapport, l'Inspecteur fédéral mentionnait la nécessité de consulter le gouvernement canadien, entre autres parties intéressées, au sujet de ses recommandations. Il n'a cependant pas laissé entendre que l'annulation de l'Entente de 1977 devait être subordonnée au consentement du Canada et, en fait, il a fait remarquer que le Canada s'opposerait probablement à l'abandon du ANGTS. Tout en laissant entendre que l'abandon de ce projet pourrait présenter certains avantages pour le Canada, particulièrement celui d'éliminer la concurrence provenant du gaz de l'Alaska en ce qui concerne ses propres réserves du delta du Mackenzie, il fit remarquer que les autorités canadiennes ne demanderaient pas mieux que de maintenir la structure tarifaire adoptée pour encourager la construction préliminaire des embranchements est et ouest dans le but initial de transporter les surplus de gaz canadien jusqu'aux marchés américains.

Dans une note adressée au Département d'État au milieu de février 1992 au sujet du rapport de l'Inspecteur fédéral, le gouvernement canadien a dit s'attendre à ce que les États-Unis continuent de respecter leurs obligations en vertu de l'Entente de principe de 1977 et des assurances qu'ils ont subséquemment données au gouvernement du Canada relativement au pipe-line. Toute action donnant suite aux recommandations susmentionnées, y disait-on, irait à l'encontre des obligations contractées par les États-Unis et serait inacceptable pour le Canada. (Il était prévu dans l'entente conclue entre les deux pays en 1977 concernant le pipe-line qu'elle demeurerait en vigueur pendant une période de 35 ans à compter de la date de sa signature et qu'elle pourrait être résiliée par la suite moyennant un préavis de 12 mois.) Au début d'avril, le

gouvernement américain répondit à la note du gouvernement canadien en lui donnant l'assurance qu'il n'était pas dans ses intentions de résilier unilatéralement ses ententes bilatérales. «Afin d'intensifier la coopération de nos deux gouvernements dans ce domaine, disait la note, et compte tenu du fait que les conditions sur les marchés ont beaucoup changé depuis les ententes de 1977 et de 1980, nous considérons qu'il serait utile que nos deux gouvernements examinent ensemble les politiques établies dans la foulée de l'Alaska Natural Gas Transportation Act pour voir si elles sont encore pertinentes. Cet examen pourrait avoir lieu sous les auspices de l'Energy Consultative Mechanism (mis sur pied il y a plusieurs années pour permettre la tenue de consultations bilatérales périodiques sur des questions liées à l'énergie).»

Activités des organismes de réglementation canadien et américain responsables du gazoduc

Ce sont surtout les dossiers dont il a été traité plus haut qui ont retenu l'attention de l'Administration du pipe-line du Nord pendant la période sur laquelle porte le présent rapport, notamment la supervision de l'accroissement par la Foothills de la capacité de l'embranchement est du gazoduc en Alberta, par l'installation de deux nouvelles stations de compression et la modification d'une troisième, afin de s'assurer que les conditions techniques, environnementales, socio-économiques et autres soient toutes respectées. L'Administration s'est aussi penchée sur une requête de la Foothills lui demandant l'autorisation d'accroître considérablement la capacité de son réseau dans le sud de la Colombie-Britannique parallèlement à l'augmentation de capacité de compression projetée par l'Alberta Natural Gas Co., dossier dont était également saisi l'Office national de l'énergie. Certains dossiers bilatéraux ont aussi retenu l'attention de l'Administration, notamment la mésentente continue sur la question des achats liés au projet et la recommandation que l'Inspecteur fédéral américain, M. Michael J. Bayer, a faite au Président à la mi-janvier concernant la résiliation des ententes bilatérales conclues avec le Canada au sujet du pipe-line et l'abrogation de la législation américaine sous-jacente.

Comme nous le mentionnions dans le rapport annuel précédent, le 21 avril 1991, le très honorable Joe Clark, qui a été secrétaire d'État aux Affaires extérieures pendant un certain nombre d'années, est devenu ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord en sus de ses fonctions de président du Conseil privé et de ministre responsable des Affaires constitutionnelles. Il succédait ainsi au Vice-premier ministre, l'honorable Don Mazankowski, qui a été nommé ministre des Finances après avoir assumé pendant un certain temps, outre les fonctions de ministre responsable de l'APN, celles de président du Conseil privé et de ministre de l'Agriculture.

Donald W. Campbell a continué d'assumer les fonctions de directeur général de l'APN pendant l'exercice financier, en plus de ses fonctions de sous-ministre du Commerce extérieur et de sous-secrétaire d'État associé aux Affaires extérieures. Kenneth W. Vollman, membre temporaire de l'Office national de l'énergie, a occupé le poste d'administrateur et de fonctionnaire désigné de l'Administration. (À l'expiration de son mandat, en septembre 1992, M. Vollman a été remplacé par un autre membre de l'Office national de l'énergie, M. Roy Illing, qui, en qualité de ministre de l'Énergie de la Colombie-Britannique, a été pendant un certain nombre d'années représentant de cette province au sein du Conseil consultatif fédéral-provincial établi en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord*.)

L'Administration est encore redevable à l'Office national de l'énergie de mettre à sa disposition, à titre contractuel, les services de son personnel pour la faire bénéficier de toute l'information et des conseils techniques dont elle a besoin pour s'acquitter de ses responsabilités en matière de réglementation. Le personnel de l'ONE a aussi continué de fournir des services de soutien administratif à l'APN. Les coûts de tous les services ainsi fournis par l'ONE lui sont remboursés par l'APN, qui en recouvre les frais auprès de la Foothills comme c'est le cas pour tous les autres coûts de l'Administration.

(Aux États-Unis, l'événement le plus digne de mention en ce qui concerne le Bureau de l'Inspecteur fédéral (OFI) a été son abolition inattendue, qui a résulté des circonstances dont nous avons traité plus haut. M. Bayer a démissionné de son poste d'Inspecteur fédéral au début d'avril 1992. Une semaine plus tard, l'administration Bush proposait de suspendre le financement de l'organisme pour le reste de l'exercice financier 1992 et de lui retirer tout financement dès l'exercice suivant. En octobre 1992, le Congrès américain approuva un volumineux projet de loi énergétique qui, entre autres choses, prévoyait l'abrogation des dispositions législatives établissant l'OFI et le transfert de ses attributions au Secrétaire à l'énergie.)

Finances, personnel et langues officielles

Finances et personnel

L'article 13 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* prévoit que le vérificateur général du Canada doit vérifier annuellement les comptes et les transactions financières de l'Administration et qu'il doit faire rapport au Ministre. L'article 14 de la Loi dispose que le rapport du vérificateur général et le rapport annuel du Ministre sur les travaux de l'Administration doivent être déposés au Parlement. Conformément à ces dispositions, nous reproduisons à l'annexe le rapport du vérificateur général du Canada pour l'exercice se terminant le 31 mars 1992.

En 1991-1992, le budget de fonctionnement de l'Administration du pipe-line du Nord s'élevait à 472 000 \$. Les dépenses pour l'année étaient de 179 000 \$. À la fin de l'exercice financier, le personnel de l'Administration ne comptait qu'un employé à temps plein. L'Office national de l'énergie assure le soutien administratif et fournit des renseignements et des conseils techniques pour lesquels l'Administration rembourse l'Office.

L'article 29 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* prévoit que la compagnie chargée de la construction du pipe-line remboursera les frais engagés par l'Administration conformément au règlement établi en vertu du paragraphe 55(2) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Pendant l'année, 156 000 \$ furent remboursés par la Foothills conformément aux dispositions de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, dont 100 000 \$ pour des dépenses de l'année précédente. En outre, des droits de servitude de 30 400 \$ ont été perçus auprès de la Foothills pour le corridor du Yukon. Toutes les sommes recouvrées ont été créditées au Trésor du Canada.

Plan des langues officielles

L'Administration du pipe-line du Nord est désignée comme un employeur distinct à la Partie II de la *Loi sur les relations de travail dans la fonction publique* et n'est pas assujettie à la *Loi sur l'emploi dans la fonction publique*, mais elle applique généralement les politiques et les méthodes établies pour les autres ministères et organismes fédéraux en matière linguistique et observe les dispositions de la *Loi sur les langues officielles*.

Les personnes désireuses de faire des observations ou d'obtenir des renseignements sur l'aspect linguistique des services peuvent composer le (613) 993-7466 ou écrire au Bureau de l'Administration du pipe-line du Nord, Édifice Lester B. Pearson, 125, promenade Sussex, Ottawa (Ontario), K1A 0G2.



AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

RAPPORT DU VÉRIFICATEUR

Au ministre responsable de
l'Administration du pipe-line du Nord

J'ai vérifié l'état de dépenses remboursables nettes et des recettes de l'Administration du pipe-line du Nord de l'exercice terminé le 31 mars 1992. La responsabilité de cet état financier incombe à la direction de l'Administration. Ma responsabilité consiste à exprimer une opinion sur cet état financier en me fondant sur ma vérification.

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

À mon avis, cet état financier présente fidèlement, à tous égards importants, les dépenses remboursables nettes et les recettes de l'Administration pour l'exercice terminé le 31 mars 1992 selon les conventions comptables énoncées dans la note 2 afférente à l'état financier.

Pour le vérificateur général du Canada,

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'D. Meyers'.

D. Larry Meyers, FCA
sous-vérificateur général

Ottawa, Canada
le 30 novembre 1992

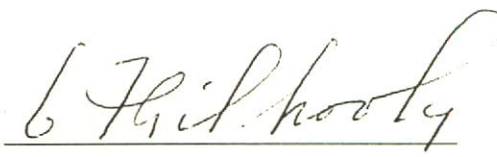
ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

État des dépenses remboursables nettes et des recettes
pour l'exercice terminé le 31 mars 1992

	<u>1991-92</u>	<u>1990-91</u>
Dépenses remboursables nettes		
<u>Dépenses</u>		
Services professionnels et spéciaux	79 972 \$	151 559 \$
Traitements et prestations aux employés	67 600	88 652
Régime de prévoyance des employés	—	43 074
Location de matériel et de locaux	19 905	19 941
Matériel de bureau	3 942	—
Information	3 725	—
Transport et communication	2 445	3 099
Fournitures, approvisionnements et entretien	<u>1 685</u>	<u>1 792</u>
Total des dépenses financées par crédits parlementaires (note 3)	179 274	308 117
Moins: Partie non remboursable des prestations aux employés	<u>6 324</u>	<u>13 176</u>
Dépenses remboursables nettes (note 4)	<u>172 950 \$</u>	<u>294 941 \$</u>
<u>Recettes</u>		
Recouvrement des dépenses remboursables nettes auprès de Foothills Pipe Lines Ltd. (note 4)	156 327 \$	268 346 \$
Droits de servitude	<u>30 400</u>	<u>30 400</u>
	<u>186 727 \$</u>	<u>298 746 \$</u>

Approuvé par:


Le directeur général


L'agent financier supérieur

ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

Notes afférentes à l'état des dépenses remboursables nettes et des recettes pour l'exercice terminé le 31 mars 1992

1. Pouvoirs et objectif

L'Administration a été constituée en 1978 en vertu de la Loi sur le pipe-line du Nord. L'objectif de l'Administration est de faciliter la planification et la construction expéditives et efficaces du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel d'une manière conforme aux meilleurs intérêts du Canada, ainsi que le décrit la Loi.

Toutes les dépenses sont financées à l'aide de crédits parlementaires. Cependant, en vertu de sa Loi constitutive et du Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie, l'Administration doit recouvrer ses dépenses annuelles d'exploitation auprès des sociétés qui détiennent les certificats de commodité et nécessité publiques émis par l'Administration. Actuellement, seule Foothills Pipe Lines Ltd. détient de tels certificats.

Les recettes sont versées au Trésor et l'Administration ne peut s'en servir.

Réduction des activités

Le 1^{er} mai 1982, les promoteurs américains du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel et Foothills Pipe Lines Ltd. ont annoncé que la date prévue pour l'achèvement des travaux était reportée jusqu'à nouvel ordre et que tous les intervenants devaient réduire leurs activités.

2. Conventions comptables

Dépenses

Les dépenses comprennent le coût des travaux effectués, des biens reçus ou des services rendus avant le 1^{er} avril, exception faite des coûts relatifs aux régimes de prévoyance et de cessation pour les employés, ces coûts étant imputés aux dépenses de l'exercice au cours duquel ils sont payés. Les immobilisations acquises sont imputées aux dépenses de l'exercice pendant lequel s'effectue l'achat. Les dépenses comprennent également tous les frais engagés pour le compte de l'Administration par les ministères du gouvernement.

Recettes

Les recettes sont comptabilisées selon la méthode de la comptabilité de caisse.

Régime de prévoyance des employés

Les employés des niveaux supérieurs ainsi que certains employés essentiels qui demeurent au service de l'Administration jusqu'à ce qu'ils aient terminé leurs tâches, et qui sont au service de l'Administration pour une période de plus de deux ans, ont droit à une indemnité de 13% du total cumulé de leur traitement lors de leur cessation d'emploi.

ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

Notes afférentes à l'état des dépenses remboursables nettes et des recettes pour l'exercice terminé le 31 mars 1992 (suite)

3. Dépenses financées par crédits parlementaires

Les dépenses de l'exercice ont été financées de la manière suivante:

	<u>1991-92</u>	<u>1990-91</u>
Crédits parlementaires		
Conseil Privé		
Crédit 30 Dépenses du programme	472 000 \$	530 000 \$
Statutaire - Contributions aux régimes d'avantages sociaux des employés	<u>18 000</u>	<u>27 000</u>
	490 000	557 000
Montant non requis	<u>310 726</u>	<u>248 883</u>
Crédit net utilisé	<u><u>179 274 \$</u></u>	<u><u>308 117 \$</u></u>

4. Compte avec la Foothills Pipe Lines Ltd.

	<u>1991-92</u>	<u>1990-91</u>
Dépenses remboursables nettes	<u>172 950 \$</u>	<u>294 941 \$</u>
Moins: recouvrement de l'exercice	156 327	268 346
moins: recouvrement de l'exercice attribuable aux dépenses de l'exercice précédent	<u>100 064</u>	<u>73 469</u>
	<u>56 263</u>	<u>194 877</u>
Solde remboursable à la fin de l'exercice	<u><u>116 687 \$</u></u>	<u><u>100 064 \$</u></u>

Le recouvrement des dépenses auprès de la Foothills Pipe Lines Ltd. se fait au moyen d'une facturation trimestrielle.

5. Opérations entre apparentés

Les dépenses incluent le coût des services fournis par les autres ministères et organismes du gouvernement fédéral. Ces coûts totalisent 76,781 \$ (101,879 \$ en 1990-1991). L'aide professionnelle et les autres services spéciaux ainsi que la fourniture de locaux représentent les principaux services fournis par les apparentés.