

NORTHERN PIPELINE AGENCY

**ANNUAL REPORT
1993-1994**

Canada



McGill
University
Libraries

Howard Ross Library
of Management



Northern Pipeline Agency
Canada

Administration du pipe-line du Nord
Canada

ANNUAL REPORT

1993-1994

Howard Ross Library
of Management

MAR - 6 1995

Annual Reports
McGILL UNIVERSITY

© Minister of Supply and Services Canada 1995

Cat. No. C88-1/1994

ISBN 0-662-61569-7

Ottawa, Ontario,
December 31, 1994.

Dear Madam:

I present herewith the Annual Report of the Northern Pipeline Agency for the fiscal year ending March 31, 1994, 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 black ink, appearing to read 'R. Allen Kilpatrick', written in a cursive style.

R. Allen Kilpatrick,
Commissioner,
Northern Pipeline Agency.

The Honourable A. Anne McLellan, P.C., M.P.,
Minister of Natural Resources Canada,
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	2
The Prebuild	2
The Western Leg	2
The Eastern Leg	2
Revision of Prebuild Regulatory Requirements	3
Wild Horse Pipeline Project	3
Foothills' Tolls	4
Foothills' Revised Corporate Status	4
The Northern Pipeline Agency	5
Finance, Personnel and Official Languages	6
Finance and Personnel	6
Official Languages Plan	6
Appendix	7
Report of the Auditor General of Canada	7

Office of the Agency

Mr. R. Allen Kilpatrick, 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

The fiscal year 1993-1994 marked the coming into service of a major expansion in the capacity of the Western Leg of the Alaska Highway Gas Pipeline in South B.C. and continuing work on the installation of a new compressor unit to increase the security of the Eastern Leg.

Although the volume of Canadian natural gas exported to the United States continued its long upsurge, rising by more than 8.5 per cent in 1993 to a total of some 63 billion cubic metres (2.2 trillion cubic feet – Tcf), demand pressures were more moderate in areas served by the two pipeline legs in the western and mid-western United States.*

As of November, 1993, the throughput capacity on the Western Leg on both sides of the border was increased by some 24.7 million cubic metres a day (872 million cubic feet – MMcf/d) as a result of major additions to pipelines and compression facilities. Subsequent plans to further increase capacity by an additional 8.5 million cubic metres daily (300 MMcf/d) commencing in 1995 were put on hold, however, when it became apparent that prospective market demand for Canadian gas could be supplied by realigning available capacity in the existing pipeline system.

On the Eastern Leg, Foothills Pipe Lines Ltd., sponsor of the Alaska Highway Gas Pipeline in Canada, continued work on the installation of a back-up compressor unit at Station 394 near Monchy, Saskatchewan (which came into service in August, 1994).

There was no change during the fiscal year in the status of the proposed second-stage development of the project to extend the existing system to Prudhoe Bay on the North Slope of Alaska, which continued to remain on hold due to adverse market conditions.

* National Energy Board, 1993 Annual Report.

Major Developments Involving The Alaska Highway Gas Pipeline Project

The Prebuild

The Western Leg

As indicated in the last Annual Report, Pacific Gas Transmission (PGT) in the United States and the Alberta Natural Gas Co. (ANG) in South B.C. applied to their respective regulatory authorities in the latter part of 1993 for permission to increase further their throughput capacity by some 8.5 million cubic metres daily (300 MMcf/d) as of November, 1995. (This proposed expansion was in addition to the increase in throughput capacity of some 24.7 million cubic metres a day (872 MMcf/d) placed in service on November 1, 1993.) While ANG proposed to provide this additional capacity in part through the installation of more compressor units, it was anticipated that it would also utilize available capacity on the expanded line of Foothills Pipe Lines Ltd. (Canadian sponsor of the Alaska Highway Gas Pipeline Project) in South B.C., which is physically integrated with the ANG system.

The proposed project encountered stiff resistance from a number of sources. In a letter to the National Energy Board (NEB) in November, 1993, the Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP) contended that changed market conditions in the western United States, together with the potential for capacity assignments on the already expanded system, raised serious doubt as to whether further investment in increased throughput capacity was required.

In mid-March, the NEB announced that it had decided to postpone until May a public hearing on the ANG application previously scheduled to be held in the latter part of March "in light of continuing efforts aimed at realigning capacity on the ANG system." (Toward the end of April, ANG announced that it was withdrawing its application because "sufficient arrangements have been made which obviate the need for any new ANG facilities to accommodate the Company's contracted requirements of the 1995 expansion shippers.")

The Eastern Leg

As outlined in previous annual reports, Foothills installed three new compressor stations between 1990 and 1992 on the Eastern Leg – one in Saskatchewan and two in Alberta – to increase the reliability of the system and to meet increased demand for throughput capacity. In January, 1993, the Administrator and Designated Officer of the Northern Pipeline Agency approved an addendum to the System Design Report allowing Foothills to proceed with the installation of a new security compressor unit at Station 394 near Monchy, Saskatchewan, close to the U.S. border.

The new compressor unit is intended to provide back-up capability in the event of a shutdown of other compressors on the Eastern Leg either because of equipment failure or for regular

servicing. During the 1993-94 fiscal year, the company moved ahead with installation of the new unit under the regulatory supervision of the Agency. (Work on the new unit was completed and the additional compressor ready for operation by August, 1994.)

A rupture of the Eastern Leg pipeline approximately 35 km north of Maple Creek, Saskatchewan, in mid-February, 1994, resulted in an outbreak of burning gas and interruption of gas flows until repairs could be carried out. As a result of subsequent investigation, Foothills concluded that the rupture of the pipe was caused by what is termed hydrogen-induced cracking, a very rare occurrence in North American pipelines carrying natural gas with a low sulphur content and the only case resulting in a rupture rather than a leak. The Transportation Safety Board's report on its investigation of the rupture remained pending at year's end.

Revision of Prebuild Regulatory Requirements

In March, 1994, the Administrator and Designated Officer of the Agency advised Foothills that the NPA was exploring ways of streamlining the regulatory process as it applied to the prebuilt Eastern and Western Legs of the pipeline. As a result of that internal review, it was proposed that orders prescribing the technical filing requirements for Prebuild construction projects be revoked.

The review indicated that the application of these orders in recent years had resulted not only in a degree of overlap with the National Energy Board's filing requirements, but also imposed technical requirements that in some areas exceeded those of the Board for comparable pipeline projects under its regulation. It was proposed that filing requirements relating to future Prebuild expansions be established on a project-by-project basis. (The proposed revision was adopted following the end of the fiscal year covered by this report.)

Wild Horse Pipeline Project

As outlined in previous annual reports, Altamont Gas Transmission Canada Ltd. (Altamont Canada) in July, 1991, filed an application with the National Energy Board for authority to construct a 300-metre section of pipe at the Alberta-U.S. border.

In April, 1992, the Board announced that it intended to consider a preliminary question involving jurisdiction over the proposed lateral to be built by NOVA to connect with Altamont Canada's 300-metre link at the border. In February, 1993, the Board concluded that the NOVA lateral was subject to federal, rather than provincial, jurisdiction.

While Altamont initially filed an appeal against the decision in the Federal Court, in April, 1993, NOVA announced that this appeal had been withdrawn and that, in keeping with a letter of understanding, NOVA or an affiliate would submit all necessary regulatory filings and work together with Altamont in connection with the construction, ownership and operation of the system in Canada.

(In June, 1994, Foothills Pipe Lines Ltd. submitted an application to the National Energy Board on behalf of Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd. for approval of the Wild Horse Pipeline Project. The proposed facilities would consist of a 215.5 km (134 mi) line that would connect with the NOVA Gas Transmission system at Princess, Alberta, and the proposed Altamont Gas Transmission system at a point on the Canada-U.S. border near Wild Horse, Alberta. The Wild Horse line would have the capacity to export up to 20.9 million cubic metres of gas a day (735.5 MMcf/d) to serve markets in the United States and northern Mexico commencing in November, 1996.

(Foothills advised the NEB that no physical connection between the Eastern Leg of the Prebuild and the proposed Wild Horse Pipeline was planned during initial construction and confirmed that any such interconnection was outside the scope of its application. The Wild Horse development is separate and distinct from the Alaska Highway Gas Pipeline Project and, therefore, does not come within the ambit of the *Northern Pipeline Act* nor under the jurisdiction of the

Northern Pipeline Agency. The NEB held public hearings on the Wild Horse Pipeline application in October, 1994, and expects to release its decision in early 1995.)

Foothills' Tolls

Following a public hearing in August and September, 1993, in response to requests within the industry for a review of Foothills' capital structure and rate of return on common equity, the National Energy Board issued its Reasons for Decision in late November.

In addition to these broader issues, the Board also dealt with two aspects involving Foothills' tolls that related to the genesis of the project and its subsequent development. These were a Special Charge to provide for the recovery of a portion of the company's expenditures on the planned second stage of the project in Canada to the Yukon-Alaska border, and the provision for an Incentive Rate of Return Scheme (IROR) as provided for under the 1977 Canada-U.S. Pipeline Agreement.

In 1982, the NEB approved a four per cent amortization rate for this Special Charge covering some \$124,162,000 of expenditures by the company on Phase II development of the project. In its Reasons for Decision, the Board essentially concurred with the argument of the Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP) that the rate of depreciation applying to the Special Charge should not exceed that covering plant in service generally. In 1989, that latter rate was reduced from four to two per cent and is slated to increase to three per cent by 1996. The NEB agreed in its 1993 decision to reduce the amortization rate for the Special Charge to two per cent until such time as the accumulated amortization was equal to that which would have resulted if a three per cent depreciation rate had applied from the beginning. The decision indicated this point would be reached in 2003, at which time the amortization rate for the Special Charge would be raised to three per cent.

Under the Incentive Rate of Return Scheme, sponsors of the pipeline in both Canada and the United States were allowed a higher rate of return than otherwise would be the case if they completed various segments of the project at costs that matched or were below the final design cost estimate approved by the respective Canadian and U.S. regulatory authorities. This incentive rate of return was provided through a one-time adjustment to each company's rate base.

While Foothills argued during the 1993 hearing, with the support of all intervenors, that the IROR should not apply to expansions of the Prebuild that have occurred since 1982, the Board indicated it remained unclear whether this position could be supported under the terms of the *Northern Pipeline Act* or the Canada-U.S. Agreement. Consequently, the Board agreed to accept Foothills' position as an interim measure, while at the same time reserving the right to review that decision at a later date.

Foothills' Revised Corporate Status

Early in March, 1994, the Board of Directors of NOVA Corporation of Alberta announced approval of a reorganization that would alter the position of Foothills in the corporate structure. Under the plan, NOVA was to be divided into four separate companies wholly owned by a new public company known as NOVA Corporation.

As part of the plan, the 50 per cent ownership of Foothills Pipe Lines Ltd. held by the existing NOVA company (the remaining 50 per cent is owned by Westcoast Energy Inc.) would be transferred to one of the four new subsidiary companies – NOVA Gas Services Ltd. In compliance with the provisions of the *Northern Pipeline Act*, Foothills subsequently sought the approval of the National Energy Board and the Governor in Council for an amendment to its Shareholders Agreement. As part of the amending document, NOVA Gas Services Ltd. agreed to be bound by the same undertakings and commitments as were made by the original shareholding companies. (Early in the new fiscal year, the proposed amendment to the Agreement was approved by the Board and the Governor in Council.)

The Northern Pipeline Agency

During 1993-94, the Northern Pipeline Agency's (NPA) primary focus was on overseeing planning and construction of additional pipeline in South B.C. on the Western Leg and the installation of a new compressor unit at Station 394 on the Eastern Leg in Saskatchewan. These responsibilities came under the direction of Roy Illing, the Agency's Administrator and Designated Officer, who is based in Calgary, where he also carries out his duties as a Member of the National Energy Board. As has been the case over the past several years, the Agency continued to rely on the staff of the NEB for the provision of technical as well as for administrative support services. The Board is reimbursed for these services by the Agency, which in turn recovers all of its costs from Foothills, as provided for under the *Northern Pipeline Act*.

In June, 1993, the Hon. Pierre Blais, Minister of Justice and President of the Privy Council, replaced the Rt. Hon. Joe Clark as Minister responsible for the Northern Pipeline Agency. Following the change of government, the Hon. Marcel Massé, the President of the Privy Council, in early November, 1993, became Minister responsible for the Agency, in addition to his other portfolios as Minister of Intergovernmental Affairs and Minister responsible for Public Service Renewal. In early December, 1993, the Hon. A. Anne McLellan, Minister of Natural Resources Canada, was also appointed by Order in Council to succeed Mr. Massé as the Minister responsible for the NPA.

R. Allen Kilpatrick, the Deputy Minister for International Trade, Department of Foreign Affairs and International Trade, continued to serve as Commissioner of the Northern Pipeline Agency during the fiscal year.

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, 1994, is reproduced as an appendix.

Estimates for 1993-94 provided \$469,000 for the operation of the Agency. Expenditure for the year totalled \$176,000. 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 section 24.1 of the *National Energy Board Act*. During the year, \$248,000 was recovered from Foothills Pipe Lines Ltd., the Canadian sponsor. In addition, \$30,400 in Yukon easement fees were collected from Foothills, of which \$2,800 was remitted to the Government of the Yukon Territory. Amounts collected 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 expenditures and receipts of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1994. 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 expenditures and receipts of the Agency for the year ended March 31, 1994 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
July 22, 1994

NORTHERN PIPELINE AGENCY

Statement of Expenditures and Receipts

for the year ended March 31, 1994

	<u>1993-94</u>	<u>1992-93</u>
<u>Expenditures</u>		
Professional and special service	\$ 80,638	\$ 98,470
Salaries and employee benefits	62,016	61,168
Rentals and office accommodation	18,892	21,258
Travel and communications	4,178	4,467
Information	3,315	8,414
Repair and upkeep	3,262	-
Office equipment	2,639	-
Material, supplies and maintenance	<u>885</u>	<u>942</u>
 Total expenditures	 <u>\$175,825</u>	 <u>\$194,719</u>
 <u>Receipts</u>		
Recovery of expenditures	\$247,844	\$204,901
Net easement fee	<u>27,594</u>	<u>30,400</u>
 Total Receipts	 <u>\$275,438</u>	 <u>\$235,301</u>

Approved by:


Commissioner


Senior Financial Officer

NORTHERN PIPELINE AGENCY

Notes to the Statement of Expenditures and Receipts

for the year ended March 31, 1994

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 expenditures are 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.

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 scaled down their activities.

2. Accounting policies

Expenditures

Expenditures include the cost of work performed, goods received or services rendered prior to April 1, except for the cost of the employees' contingency and termination plans which are charged to expenditures when paid. Capital acquisitions are charged to expenditures in the year of purchase. Expenditures also include 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 upon separation of 13% of their gross salary earned during their period of service.

NORTHERN PIPELINE AGENCY

Notes to the Statement of Expenditures and Receipts

for the year ended March 31, 1994

3. Lease commitment

The Agency has entered into a five year occupancy lease, which expires during 1999, with Public Works and Government Services Canada, for its office space in Ottawa, Ontario.

Future lease payments are as follows:	Amount
1994-95	\$ 18,699
1995-96	18,699
1996-97	18,699
1997-98	18,699
1998-99	<u>18,699</u>
	<u>\$ 93,495</u>

4. Related party transactions

The expenditures include \$88,162 (1992-93: \$100,998) for the cost of services by other federal government departments and agencies. Professional and special services and office accommodation represent the main services provided by the related parties.

5. Comparative figures

Certain comparative figures have been reclassified to conform with the financial statement presentation adopted for the current year.

ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

**RAPPORT ANNUEL
1993-1994**



Administration du pipe-line du Nord
Canada

Northern Pipeline Agency
Canada

RAPPORT ANNUEL

1993-1994

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1995

N° de cat. C88-1/1994

ISBN 0-662-61569-7

Ottawa (Ontario)
Le 31 décembre 1994

Madame la 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 1994, 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, Madame la Ministre, l'expression de mes sentiments distingués.

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

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'R. A. Kilpatrick', written in a cursive style.

R. Allen Kilpatrick

L'honorable A. Anne McLellan, c.p., députée,
Ministre des Ressources naturelles du Canada 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	2
Les embranchements préliminaires	2
L'embranchement ouest	2
L'embranchement est	2
Révision des exigences réglementaires relatives aux embranchements préliminaires	3
Projet de gazoduc de Wild Horse	3
Les déboires de Foothills	4
Réaménagement structurel de la Foothills	5
L'Administration du pipe-line du Nord	5
Finances, personnel et langues officielles	6
Finances et personnel	6
Plan des langues officielles	6
Annexe	7
Rapport du Vérificateur général du Canada	7

Bureau de l'Administration

M. R. Allen Kilpatrick, 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

C'est au cours de l'exercice 1993-1994 qu'a été mise en service une forte hausse de la capacité de l'embranchement ouest du gazoduc de la route de l'Alaska dans le sud de la Colombie-Britannique. Se sont par ailleurs poursuivis les travaux d'installation d'un nouveau groupe compresseur afin d'accroître la sûreté de l'embranchement est.

Bien que le volume de gaz naturel canadien exporté aux États-Unis continue de croître depuis longtemps, augmentant de plus de 8,5 % en 1993 pour s'établir à 63 milliards de mètres cubes (2,2 billions de pieds cubes – Tpi³), la demande a été plus modérée dans les régions desservies par les deux embranchements du gazoduc dans les États de l'Ouest et du Midwest américain.*

En novembre 1993, la capacité totale de l'embranchement ouest des deux côtés de la frontière a été accrue de quelque 24,7 millions de mètres cubes par jour (872 millions de pieds cubes par jour – Mpi³/j) par des ajouts importants de canalisations et d'installations de compression. Les plans ultérieurs visant à ajouter encore 8,5 millions de mètres cubes par jour (300 Mpi³/j) à partir de 1995 ont cependant été mis en attente lorsqu'on s'est aperçu que la demande de gaz canadien sur le marché éventuel pouvait être satisfaite par une nouvelle répartition de la capacité du gazoduc existant.

Sur l'embranchement est, la Foothills Pipe Lines Ltd., promoteur du gazoduc de la route de l'Alaska au Canada, a poursuivi des travaux d'installation d'un nouveau groupe compresseur d'appoint à la station 394 près de Monchy, en Saskatchewan (qui a été mis en service en août 1994).

Au cours de l'exercice, le statut de la deuxième phase proposée d'expansion du projet visant à prolonger le réseau actuel jusqu'à Prudhoe Bay sur le versant nord de l'Alaska est demeuré en suspens en raison des mauvaises conditions du marché.

* Office national de l'énergie, Rapport annuel 1993.

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

Les embranchements préliminaires

L'embranchement ouest

Comme nous l'avons mentionné dans le dernier rapport annuel, la Pacific Gas Transmission (PGT) aux États-Unis et l'Alberta Natural Gas Co. (l'ANG) dans le sud de la Colombie-Britannique ont demandé à leurs autorités de réglementation respectives, vers la fin de 1993, de les autoriser à accroître leur capacité d'un autre 8,5 millions de mètres cubes par jour (300 Mpi^3/j) à compter de novembre 1995. (Cette expansion proposée s'ajoutait à l'augmentation de la capacité totale d'environ 24,7 millions de mètres cubes par jour (872 Mpi^3/j) mise en service le 1^{er} novembre 1993). Tandis que l'ANG proposait d'offrir cette capacité supplémentaire en partie par l'installation d'un plus grand nombre de groupes compresseurs, il était prévu également qu'elle utiliserait la capacité disponible sur la ligne accrue de la Foothills Pipe Lines Ltd. (promoteur du Projet de gazoduc de la route de l'Alaska), au sud de la Colombie-Britannique, qui est intégrée au réseau de l'ANG.

Le projet proposé s'est heurté à la résistance opiniâtre de certains. Dans une lettre présentée à l'Office national de l'énergie (ONE) en novembre 1993, l'Association canadienne des producteurs pétroliers (CAPP) a prétendu que le changement des conditions du marché dans les États américains de l'Ouest ainsi que les possibilités qu'offrait le réseau agrandi soulevaient des doutes sérieux quant à la nécessité de faire de nouveaux investissements pour accroître la capacité totale.

À la mi-mars, l'ONE a annoncé qu'il avait décidé de reporter à mai une audience publique qui devait avoir lieu à la fin mars pour examiner la demande de l'ANG, «compte tenu des efforts constants qui étaient faits en vue de réaligner la capacité sur le système de l'ANG.» (Vers la fin avril, l'ANG a annoncé qu'elle retirait sa demande parce que «en raison des arrangements satisfaisants qui avaient été pris, elle n'avait plus besoin de nouvelles installations pour répondre à la demande des transporteurs de l'expansion de 1995 que l'entreprise s'était engagée à satisfaire par contrat»).

L'embranchement est

Ainsi qu'il était indiqué dans les rapports annuels antérieurs, la Foothills a procédé entre 1990 et 1992 à l'installation de trois nouveaux groupes compresseurs sur l'embranchement est – un en Saskatchewan et deux en Alberta – pour augmenter la fiabilité du réseau et pour satisfaire la demande accrue de capacité. En janvier 1993, l'administrateur et fonctionnaire désigné de l'Administration du pipe-line du Nord a approuvé un addendum au rapport de conception du réseau de la Foothills permettant à cette dernière d'ajouter un nouveau compresseur de sûreté à la station 394 près de Monchy, en Saskatchewan, à proximité de la frontière américaine.

Le nouveau compresseur fournira essentiellement une capacité d'appoint au cas où d'autres compresseurs de l'embranchement est devaient être fermés pour fins de réparation ou d'entretien. Au cours de l'exercice 1993-1994, l'entreprise a procédé à l'installation du nouveau compresseur sous la supervision réglementaire de l'Administration. (Les travaux d'installation du nouveau compresseur ont été menés à bien et le nouveau compresseur était prêt à être mis en service en août 1994).

Une rupture survenue dans l'embranchement est du gazoduc, à environ 35 km au nord de Maple Creek, en Saskatchewan, à la mi-février 1994, a provoqué une éruption de gaz enflammé et la fermeture du gazoduc jusqu'à ce que les réparations puissent être effectuées. Les enquêtes menées sur l'incident ont amené la Foothills à conclure que la rupture de la conduite était due à une fissuration par l'hydrogène, dont l'incidence est très rare dans les gazoducs nord-américains qui transportent du gaz naturel à faible teneur en soufre, et aussi que c'était le seul cas où une rupture plutôt qu'une fuite se soit produite. Le Bureau de la sécurité des transports n'avait pas encore déposé son rapport sur son étude de la rupture à la fin de l'exercice.

Révision des exigences réglementaires relatives aux embranchements préliminaires

En mars 1994, l'administrateur et fonctionnaire désigné de l'Administration a informé la Foothills que l'APN explorait des façons de simplifier le processus réglementaire appliqué aux embranchements préliminaires est et ouest du gazoduc. Une fois cet examen interne effectué, il a été proposé que l'on révoque les ordonnances relatives au dépôt d'informations techniques sur la construction des embranchements préliminaires.

L'examen a indiqué que l'application de ces ordonnances au cours des dernières années a provoqué un certain chevauchement avec les exigences visant le dépôt de l'Office national de l'énergie et qu'elle a entraîné dans certains domaines un niveau d'examen technique supérieur à celui pratiqué actuellement par l'Office national de l'énergie pour des projets de gazoduc comparables assujettis à sa réglementation. Il a donc été proposé que, à l'avenir, les exigences visant le dépôt applicables à la construction des futures expansions des embranchements préliminaires soient fixées projet par projet. (En fin d'exercice, la modification proposée aux exigences techniques était adoptée.)

Projet de gazoduc de Wild Horse

Comme nous l'avons mentionné dans les rapports annuels précédents, l'Altamont Gas Transmission Canada Ltd. (Altamont Canada) a demandé à l'Office national de l'énergie, en juillet 1991, l'autorisation d'installer une canalisation de 300 mètres à la frontière entre l'Alberta et les États-Unis.

En avril 1992, l'Office a annoncé son intention de se pencher sur une question préliminaire de compétence concernant l'embranchement proposé que devait construire NOVA pour le relier à la canalisation de 300 mètres d'Altamont Canada à la frontière. En février 1993, l'Office a conclu que l'embranchement de NOVA relevait de la compétence du gouvernement fédéral plutôt que provincial.

Bien que, dans un premier temps, Altamont ait interjeté appel de la décision devant la Cour fédérale, en avril 1993, NOVA annonçait que cet appel avait été retiré et que, conformément à une lettre d'entente, NOVA ou une société affiliée produirait tous les documents réglementaires requis et travaillerait avec Altamont pour ce qui est de la construction, de la propriété et de l'exploitation du réseau au Canada.

(En juin 1994, la Foothills Pipe Lines Ltd., agissant au nom de la Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd., a demandé à l'Office national de l'énergie d'approuver le projet de gazoduc de Wild Horse. Les installations proposées se composeraient d'un gazoduc de 215,5 km (134 milles) qui se

raccorderait au réseau de NOVA à Princess, en Alberta, et au réseau proposé d'Altamont, en un point de la frontière canado-américaine près de Wild Horse, en Alberta également. La capacité du gazoduc de Wild Horse permettrait d'exporter jusqu'à 20,9 millions de mètres cubes de gaz par jour (735,5 Mpi³/j) vers les marchés des États-Unis et du nord du Mexique à compter de novembre 1996.

(La Foothills a avisé l'Office qu'elle ne projetait effectuer aucun raccordement entre l'embranchement est des embranchements préliminaires et le gazoduc de Wild Horse au cours de la construction initiale et a confirmé qu'un tel raccordement n'était pas visé par sa demande. L'expansion de Wild Horse est un projet séparé et distinct de celui du gazoduc de la route de l'Alaska et échappe donc à la portée de la *Loi sur le pipe-line du Nord* et n'est pas du ressort de l'Administration du pipe-line du Nord. L'Office a tenu des audiences publiques sur la demande de Wild Horse en octobre 1994 et devrait rendre sa décision au début de 1995.)

Les déboires de Foothills

Après l'audience publique tenue en août et septembre 1993 en réponse aux pressions exercées par l'industrie pour que l'on examine la structure du capital et le taux de rendement du capital-actions ordinaire de Foothills, l'Office national de l'énergie a publié les motifs de sa décision à la fin de novembre.

Outre ces questions générales, l'Office s'est également penché sur deux volets des déboires de Foothills ayant trait à la genèse du projet et à son développement subséquent. Il s'agit dans un cas d'une charge spéciale prévue à titre de recouvrement d'une partie des dépenses qu'elle engagera au Canada pour la réalisation de la deuxième phase du projet à la frontière Yukon-Alaska, et dans l'autre cas de l'établissement d'un taux incitatif de rendement (TIR), comme prévu par l'Entente canado-américaine de 1977 sur les pipelines.

En 1982, l'ONE a approuvé un taux d'amortissement de quatre pour cent pour cette charge spéciale visant le recouvrement des dépenses de quelque 124 162 000 \$ effectuées par la société pour la réalisation de la deuxième phase du projet. Dans les motifs de sa décision, l'Office abondait pour l'essentiel dans le sens de l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) qui estimait que le taux d'amortissement de la charge spéciale ne devait pas être supérieur à celui s'appliquant à l'ensemble des installations en service. En 1989, ce dernier taux a été ramené de quatre pour cent à deux pour cent, mais il est prévu qu'il passera à trois pour cent d'ici 1996. L'Office a donc accepté dans sa décision de 1993 de ramener à deux pour cent le taux d'amortissement de la charge spéciale jusqu'à ce que l'amortissement cumulé soit égal à celui qui aurait résulté de l'application d'un taux de trois pour cent dès le début. La décision précise que ce point sera atteint en 2003: le taux d'amortissement de la charge spéciale sera alors porté à trois pour cent.

Le taux incitatif de rendement (TIR) prévoyait que les promoteurs du gazoduc du Canada et des États-Unis puissent obtenir un taux de rendement supérieur à celui qu'ils auraient obtenu pour les divers segments du projet réalisés à des coûts égaux ou inférieurs aux coûts de conception définitifs estimés approuvés par les organismes respectifs de réglementation du Canada et des États-Unis. Ce taux incitatif de rendement a été établi par ajustement singulier du taux de base de chaque société.

Bien que la Foothills ait fait valoir à l'audience de 1993, avec l'appui de tous les intervenants, que le TIR ne devait pas s'appliquer aux expansions d'embranchements préliminaires réalisées depuis 1982, l'Office a indiqué ne pas être certain que cette position soit conforme aux dispositions de la *Loi sur le pipe-line du Nord* ou de l'Entente canado-américaine. En conséquence, il a décidé d'accepter provisoirement la position de la Foothills, se réservant le droit de revoir sa décision.

Réaménagement structurel de la Foothills

Au début de mars 1994, le conseil d'administration de la NOVA Corporation of Alberta a annoncé qu'il approuvait un réaménagement qui modifiait la position de Foothills dans la structure organique. Selon ce plan, NOVA serait divisée en quatre entreprises distinctes possédées en propriété exclusive par une nouvelle entreprise publique nommée NOVA Corporation.

Dans le cadre de ce plan, la participation de 50 pour cent de la Foothills Pipe Lines Ltd. détenue par la société NOVA existante (l'autre 50 pour cent appartient à la Westcoast Energy Inc.) serait transférée à l'une des quatre nouvelles filiales – la NOVA Gas Services Ltd. Se conformant aux dispositions de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, la Foothills a par la suite demandé à l'Office national de l'énergie et au gouverneur en conseil d'approuver une modification de la convention passée avec ses actionnaires. Le document modificatif prévoit, entre autres, que la NOVA Gas Services Ltd. accepte d'être liée par les mêmes entreprises et engagements auxquels les sociétés originales détentrices d'actions s'étaient engagées. (Au début du nouvel exercice, la modification proposée à la convention a été approuvée par l'Office et le gouverneur en conseil.)

L'Administration du pipe-line du Nord

En 1993-1994, l'Administration du pipe-line du Nord (APN) s'est surtout occupée de superviser la planification et la construction de canalisations supplémentaires dans le sud de la Colombie-Britannique sur l'embranchement ouest, et de l'installation d'un nouveau groupe compresseur à la station 394 sur l'embranchement est en Saskatchewan. Ces responsabilités ont été confiées à M. Roy Illing, l'administrateur et fonctionnaire désigné de l'Administration, dont les bureaux sont à Calgary où il s'acquitte également de ses fonctions de membre de l'Office national de l'énergie. Comme c'est le cas depuis quelques années, l'Administration a continué de compter sur le personnel de l'ONE qui lui fournit des conseils techniques de même que des services de soutien administratif. Les coûts des services fournis par l'ONE lui sont remboursés par l'APN qui en recouvre les frais auprès de la Foothills, en application de la *Loi sur le pipe-line du Nord*.

En juin 1993, l'hon. Pierre Blais, ministre de la Justice et président du Conseil privé, a remplacé le Très Honorable Joe Clark comme ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord. Avec l'arrivée au pouvoir d'un nouveau gouvernement, l'hon. Marcel Massé, président du Conseil privé, est devenu, au début de novembre 1993, le ministre responsable de l'Administration, charge qu'il assume en plus de ses autres portefeuilles de ministre des Affaires gouvernementales et de ministre responsable du Renouvellement de la fonction publique. Au début de décembre 1993, l'hon. A. Anne McLellan, ministre des Ressources naturelles du Canada, a également été nommée par décret pour succéder à M. Massé comme ministre responsable de l'APN.

R. Allen Kilpatrick, sous-ministre du Commerce international, ministère des Affaires étrangères et du Commerce international, a continué de remplir son rôle de directeur général de l'Administration du pipe-line du Nord pendant l'exercice.

Finances, personnel et langues officielles

Finances et personnel

L'article 13 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* stipule 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. Aux termes de l'article 14 de la Loi, le rapport du vérificateur général et le rapport annuel du Ministre sur les activités de l'Administration doivent être déposés au Parlement. Conformément à ces dispositions, nous reproduisons en annexe le rapport du vérificateur général du Canada pour l'exercice se terminant le 31 mars 1994.

Pour 1993-1994, le budget de fonctionnement de l'Administration s'élevait à 469 000 \$. Les dépenses pour l'année étaient de 176 000 \$. À la fin de l'exercice, 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 les renseignements et les conseils techniques pour lesquels l'Administration rembourse l'Office.

L'article 29 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* stipule que la société chargée de la construction du pipe-line remboursera les frais engagés par l'Administration conformément au règlement établi en vertu de l'article 24.1 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Pendant l'année, 248 000 \$ ont été remboursés par la Foothills Pipe Lines Ltd., le promoteur canadien. En outre, des droits de servitude de 30 400 \$ ont été perçus auprès de la Foothills, dont 2 800 \$ ont été versés au gouvernement du Territoire du Yukon. Toutes les sommes perçues 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 désirant faire des observations ou 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 des dépenses et des recettes de l'Administration du pipe-line du Nord de l'exercice terminé le 31 mars 1994. 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 et les recettes de l'Administration pour l'exercice terminé le 31 mars 1994 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 22 juillet 1994

ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

État des dépenses et des recettes

pour l'exercice terminé le 31 mars 1994

	<u>1993-1994</u>		<u>1992-1993</u>
<u>Dépenses</u>			
Services professionnels et spéciaux	80 638 \$	98 470 \$	
Traitements et avantages	62 016	61 168	
Loyers et locaux	18 892	21 258	
Déplacements et communications	4 178	4 467	
Information	3 315	8 414	
Réparations et entretien	3 262	-	
Matériel de bureau	2 639	-	
Fournitures, approvisionnements et entretien	<u>885</u>	<u>942</u>	
 Total des dépenses	 <u>175 825</u> \$	 <u>194 719</u> \$	
<u>Recettes</u>			
Recouvrement des dépenses	247 844 \$	204 901 \$	
Droits de servitude, au net	<u>27 594</u>	<u>30 400</u>	
 Total des recettes	 <u>275 438</u> \$	 <u>235 301</u> \$	

Approuvé par :

Le directeur général

L'agent financier supérieur




ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

Notes afférentes à l'état des dépenses et des recettes

pour l'exercice terminé le 31 mars 1994

1. Pouvoirs et mandat

L'Administration a été constituée en 1978 par la *Loi sur l'Administration du pipe-line du Nord*. Son mandat est de faciliter la planification et la construction expéditives et efficaces du gazoduc de la route de l'Alaska conformément aux meilleurs intérêts du Canada selon la définition de la Loi.

Les dépenses de l'Administration sont financées à même des crédits parlementaires. Toutefois, selon la Loi et le *Règlement sur le recouvrement des coûts* de l'Office national de l'énergie, l'Administration est tenue de recouvrer tous ses coûts annuels d'exploitation auprès des sociétés détenant des certificats d'utilité publique qu'elle octroie. À l'heure actuelle, seule Foothills Pipe Lines Ltd. détient de tels certificats.

Les recettes sont déposées dans le Trésor et l'Administration ne peut en disposer.

Le 1^{er} mai 1982, les commanditaires américains du gazoduc de la route de l'Alaska et Foothills Pipe Lines Ltd. ont annoncé que la date prévue d'achèvement des travaux avait été reportée jusqu'à nouvel avis et que toutes les parties diminuaient leurs activités.

2. Conventions comptables

Dépenses

Les dépenses comprennent le coût des travaux menés, des biens reçus ou des services rendus avant le 1^{er} avril, sauf le coût des régimes pour éventualités et de cessation des employés, qui sont imputés aux dépenses au moment de leur versement. Les acquisitions en capital sont imputées aux dépenses au cours de l'année d'achat. Les dépenses comprennent aussi les coûts engagés au nom de l'Administration par les ministères fédéraux.

Recettes

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

Régime pour éventualités des employés

Les employés supérieurs et certains autres employés clés qui font encore partie de l'Administration jusqu'à l'exécution complète de leurs responsabilités et dont le service dépasse deux ans ont droit à une indemnité, sur séparation, équivalente à 13 % du traitement brut gagné durant leur service.

ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

Notes afférentes à l'état des dépenses et des recettes

pour l'exercice terminé le 31 mars 1994

3. Engagement sur bail

L'Administration a signé un bail de cinq ans, qui vient à échéance en 1999, avec Travaux publics et Services gouvernementaux Canada, pour ses locaux à Ottawa en Ontario.

Voici les sommes prévues dans le bail :

1994-1995	18 699 \$
1995-1996	18 699
1996-1997	18 699
1997-1998	18 699
1998-1999	<u>18 699</u>
	<u>93 495 \$</u>

4. Opérations entre apparentés

Les dépenses comprennent 88 162 \$ (1992-1993 : 100 998 \$) pour le coût des services rendus par d'autres ministères et organismes fédéraux. Les services professionnels et spéciaux, ainsi que la location des locaux, représentent les principaux services fournis par des apparentés.

5. Chiffres comparatifs

Certains chiffres comparatifs ont été reclassifiés en fonction de la présentation adoptée pour l'état de l'exercice actuel.