

X

NORTHERN PIPELINE AGENCY

**ANNUAL REPORT
1992-1993**

Howard Ross Library
of Management

APR 11 1994

Annual Reports
MCGILL UNIVERSITY

Canada



McGill
University
Libraries

Howard Ross Library
of Management



Northern Pipeline Agency
Canada

Administration du pipe-line du Nord
Canada

ANNUAL REPORT

1992-1993

Ottawa, Ontario,
December 31, 1993.

Dear Madam:

I present herewith the Annual Report of the Northern Pipeline Agency for the fiscal year ending March 31, 1993, 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 'R. Allen Kilpatrick', with a stylized, flowing script.

R. Allen Kilpatrick,
Commissioner,
Northern Pipeline Agency.

The Honourable 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 Altamont Pipeline	3
The Eastern Leg	3
Canadian and U.S. Regulatory Developments	4
Finance, Personnel and Official Languages	5
Finance and Personnel	5
Official Languages Plan	5
Appendix	6
Report of the Auditor General of Canada	6

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

Spurred by continuing increases in U.S. demand for Canadian gas, sponsors of the Alaska Highway Gas Pipeline (AHGP) on both sides of the border brought forward new plans for the further expansion and reinforcement of the system during the fiscal year 1992-1993.

During the calendar year 1992, Canadian gas exports to the United States increased by more than 20 per cent, rising from 47.8 billion cubic metres (1.7 trillion cubic feet – tcf) to 58.02 billion cubic metres (2.1 tcf). This followed an increase in exports in 1991 of some 16 per cent. During the year, there was also a significant strengthening of natural gas prices as supply came into closer balance with demand.

The most substantial expansion was proposed by the Pacific Gas Transmission Co. (PGT), one of the sponsors of what is known in the United States as the Alaska Natural Gas Transportation System (ANGTS), which announced plans to increase its capacity to deliver Canadian gas to California and the Pacific Northwest by some 8.5 million cubic metres a day (300 million cubic feet a day – mmcf/d). The announcement of its intention preceded by several months the completion of an expansion already under way to enlarge the capacity of the interstate PGT system and the intrastate system in California of its parent company, Pacific Gas and Electric Co. (PG&E), to enable it to transport an additional 24.7 million cubic metres a day (872 mmcf/d), on an annual average basis, of Canadian gas to the western states.

The Canadian sponsor of the Alaska Highway Gas Pipeline in Canada, Foothills Pipe Lines Ltd., also brought forward plans for installation of a new compressor unit on the Eastern Leg of the pre-built system to provide back-up capacity in order to enable the system to continue operating close to its maximum at times when other compressors are closed down for maintenance or repairs.

Having resolved environmental concerns raised in connection with the approval by the National Energy Board (NEB) in 1989 of the export of 260 billion cubic metres (9.2 tcf) of natural gas from the Mackenzie Delta over a 20-year period beginning in 1996 by Esso, Gulf and Shell, the federal government authorized the Board in March, 1993, to issue licences for the proposed exports. As in the case of the proposed second-stage construction of the Alaska Highway Gas Pipeline to provide access to natural gas reserves at Prudhoe Bay on the North Slope of Alaska, plans for pushing forward with development of the Mackenzie Delta project remained on hold as a result of a prevailing view that market conditions were unlikely to be economically favourable for development of either Canadian or U.S. Arctic reserves at least before the turn of the century.

Major Developments Involving The Alaska Highway Gas Pipeline Project

The Prebuild

The Western Leg

As noted in the previous section and described in some detail in the NPA's last annual report, work proceeded in both Canada and the United States during 1992-93 to more than triple the capacity of the Western Leg of the AHGP. Through the installation of additional pipe and compression, the volume of Canadian gas that can be transported through the system for delivery to California and the Pacific Northwest was in the process of being increased to match the expanded capacity on the PGT system as of the beginning of November, 1993. In South B.C., the expansion of the delivery system was being undertaken jointly by Foothills Pipe Lines Ltd., Canadian sponsor of the AHGP, and by the Alberta Natural Gas Co. (ANG). In May, 1992, the NPA's Designated Officer approved an addendum to the System Design Report authorizing Foothills to proceed with expansion of the pipeline and the National Energy Board approved the associated increase in compression proposed by ANG. During the year, Foothills undertook preparations for linking together its four existing loops on the ANG system. In early March, 1993, the Alberta Energy Resources Conservation Board brought down an interim decision approving the additional compression and pipeline loops planned by NOVA to enable it to deliver to the Alberta-B.C. border the additional volumes of gas required for export to the United States.

In February, 1993 – several months before this major expansion of the Western Leg was due for completion – Stephen Reynolds, President of PGT, disclosed the intention of his company to further increase the capacity of the system by another 8.5 million cubic metres daily (300 mmcf/d). (In August, 1993, PGT submitted an application to the U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC) for a permit to undertake the proposed expansion, which is being undertaken to enable PGT to increase deliveries of Canadian gas to the Pacific Northwest, northeastern California and Nevada as of November, 1995. In its application, PGT stated that about one-third of the additional gas would be delivered at Malin, Oregon, to a new pipeline to be built by Tuscarora Gas Transmission Co. for onward transmission to the northeast corner of California and to Reno, Nevada. Tuscarora is to be built by a partnership made up of TransCanada PipeLines Ltd., Canada's largest pipeline system, and Sierra Pacific Resources. In its application to FERC, PGT said the proposed new expansion "is inextricably related to, and dependent upon, PGT's 1993 Pipeline Expansion Project facilities currently under construction." In October, 1993, ANG applied to the National Energy Board for authority to add two new compressor units in order to expand the capacity of its own system by up to 10.25 million cubic metres a day (362 tcf) to meet increased demand from PGT and from a B.C. utility.)

The Altamont Pipeline

In July, 1991, Altamont Gas Transmission Canada Ltd. (Altamont Canada) filed an application with the National Energy Board for authority to install a 300-metre section of pipe at the Alberta-U.S. border. This short section was being proposed to link together a 217 km (135 mi) line to be built by NOVA from Princess, Alberta, (a change from the original departure point proposed at Empress) for delivery of 20.8 million cubic metres a day (736 mmcf/d) of Alberta gas with a 1 000 km (620 mi) line to be built south of the border by Altamont Gas Transmission Co. to connect with the Kern River Gas Transmission system at Opal, Wyoming, for subsequent transmission of the gas to California. In its application to the NEB, Altamont Canada represented the proposed Altamont system as one that was in competition with the proposed expansion in exports through the Western Leg by PGT/PG&E.

In April, 1992, the NEB announced that before examining the merits of the Altamont application it intended to consider a preliminary question of jurisdiction – namely, whether the proposed Altamont Canada facilities were part of a larger extraprovincial work that included the proposed line to be built by NOVA, which would be subject to federal jurisdiction and regulation by the NEB.

In its Reasons for Decision issued in February, 1993, following a written review of the issue, the NEB concluded that the NOVA line was subject to federal jurisdiction because, together with the proposed Altamont Canada line, "it is one work connecting the Province of Alberta to the United States of America." While the Board noted that Altamont Canada was free to file a new application with the Board that included the Alberta line, the company's initial response was to file an appeal against the NEB decision in the Federal Court. (In late April, 1993, however, it was disclosed in a press release issued by NOVA that Altamont had withdrawn its application to the Federal Court and it was announced that NOVA and the Altamont Gas Transmission Co. had signed a letter of understanding. The press release stated that "under the terms of the letter, NOVA or an affiliate will make all necessary regulatory filings and pursue approvals on the Canadian portion of the pipeline project." The statement added that NOVA would work closely with Altamont in connection with the construction, ownership and operation of the Canadian line and with regard to all future submissions to Canadian and U.S. regulatory authorities.)

The Eastern Leg

In late 1992, Foothills brought into service two new compressor stations on the Eastern Leg in Alberta, modified an existing station, and added a partial third train to the decompression-recompression facilities at Empress associated with the extraction of natural gas liquids. As a result, the throughput capacity of the Eastern Leg in Alberta was increased from 42.41 million cubic metres a day (1.5 billion cubic feet – bcf/d) to 58.76 million cubic metres daily (2.07 bcf/d). With minor modifications to existing compressor units in Saskatchewan, capacity on the Eastern Leg in that province was increased from 35.14 million cubic metres a day (1.23 bcf/d) to 41.93 million cubic metres a day (1.48 bcf/d).

In December, 1992, Foothills sought the approval of the Designated Officer, Roy Illing, for a proposed Addendum 6 to the System Design Report, which would authorize the company to install a second compressor at Station 394 near Monchy, Saskatchewan. In its application, Foothills said that initially the primary role of the new compressor unit would be to provide back-up service in the event of a shut-down of either the existing unit at Station 394 or of other upstream compressor units on the Saskatchewan segment of the system either as a result of a breakdown or for regular servicing. The company pointed out that this existing unit at Station 394 was the most critical on that part of the Eastern Leg, in part because it provides the increased pressure required for delivery of Canadian gas to Northern Border, which is the sponsor of the Eastern Leg in the United States. Foothills anticipated that by 1995 it was probable there would be a significant increase in demand for Canadian gas deliveries for export via Northern Border, at which time the proposed new compressor unit would be utilized to expand throughput capacity of the system in Saskatchewan. In late January, 1993, Mr. Illing approved the Addendum authorizing installation of the new compressor unit, which is planned to be in service by September, 1994.

Canadian and U.S. Regulatory Developments

There were a number of changes on the regulatory front on both sides of the border during the fiscal year. As noted in the previous annual report, legislation enacted by Congress in the latter part of 1992 had the effect of winding up the Office of the Federal Inspector, counterpart of the Northern Pipeline Agency, and transferring its responsibilities to the Secretary of Energy. While that function briefly was undertaken by the incumbent of that office in the Bush Administration, Admiral James D. Watkins, the election in November, 1992, of a new Administration under President Bill Clinton led to the nomination of the Hon. Hazel O'Leary as the new Secretary of Energy, an appointment that was confirmed by the Senate on January 21, 1993. Mrs. O'Leary has extensive experience in many facets of the energy industry, most recently as Executive Vice-President of Northern States Power Company.

In Canada, Roy Illing, a Member of the National Energy Board, was appointed Administrator and Designated Officer of the Northern Pipeline Agency in October, 1992, succeeding Kenneth Vollman. (In mid-April, 1993, R. Allen Kilpatrick was appointed Commissioner of the Northern Pipeline Agency, succeeding Donald W. Campbell, who became Canada's Ambassador to Japan. Some months earlier, Mr. Kilpatrick, formerly Deputy Minister of Western Economic Diversification Canada, replaced Mr. Campbell in his other role of Deputy Minister for International Trade and Associate Under-Secretary of State for External Affairs.) The Rt. Hon. Joe Clark, President of the Privy Council, continued to be the Minister responsible for the Northern Pipeline Agency during the fiscal year.

During 1992-93, the major focus of the Northern Pipeline Agency was on carrying out its regulatory responsibilities in connection with the expansion by Foothills of the Western Leg of the Alaska Highway Gas Pipeline in South B.C. and in considering the further addendum to the System Design Report proposed by the company to install a new back-up compressor unit at Station 394 on the Eastern Leg in Saskatchewan. As has been the case for some years, the Agency continued to rely heavily on the staff of the National Energy Board for the provision on a contractual basis of technical information and advice, together with administrative support services. The Board is reimbursed for all of these services by the Agency, the costs of which are in turn recovered from Foothills.

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, 1993, is reproduced as an appendix.

Estimates for 1992-93 provided \$469,000 for the operation of the Agency. Expenditure for the year totalled \$195,000. 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, \$205,000 was recovered from Foothills in keeping with the provisions of the *Northern Pipeline Act*, of which \$117,000 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, 1993. 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, 1993 in accordance with the accounting policies set out in Note 2 to the statement.

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

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

Ottawa, Canada
November 19, 1993

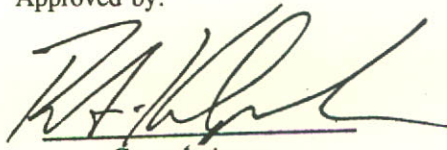
NORTHERN PIPELINE AGENCY

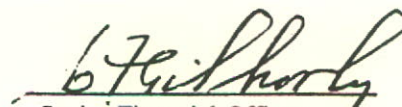
Statement of Net Recoverable Expenditure and Receipts

for the year ended March 31, 1993

	<u>1992-93</u>	<u>1991-92</u>
<u>Expenditure</u>		
Professional and special service	\$ 98,470	\$ 79,972
Salaries and employee benefits	61,513	67,600
Rentals and office accommodation	21,258	19,905
Information	8,414	3,725
Travel and communications	4,467	2,445
Material, supplies and maintenance	942	1,685
Office equipment	<u>-</u>	<u>3,942</u>
Expenditure funded by parliamentary appropriations	195,064	179,274
Less: Non-recoverable portion of employee benefits	<u>(345)</u>	<u>(6,324)</u>
Net recoverable expenditure (Note 3)	<u>\$194,719</u>	<u>\$172,950</u>
<u>Receipts</u>		
Recovery of net recoverable expenditure from		
Foothills Pipe Lines Ltd. (Note 3)	\$204,901	\$156,327
Easement fees (Note 4)	<u>30,400</u>	<u>30,400</u>
	<u>\$235,301</u>	<u>\$186,727</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, 1993

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.

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

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 upon separation of 13% of their gross salary earned during their period of service.

NORTHERN PIPELINE AGENCY

Notes to the Statement of Net Recoverable Expenditure and Receipts

for the year ended March 31, 1993

3. Account with Foothills Pipe Lines Ltd.

	<u>1992-93</u>	<u>1991-92</u>
Net recoverable expenditure	<u>\$194,719</u>	<u>\$172,950</u>
Less: Current year recovery	(204,901)	(156,327)
Less: Current year recovery applicable to prior year	<u>116,687</u>	<u>100,064</u>
	<u>(88,214)</u>	<u>(56,263)</u>
Balance recoverable at year-end	<u>\$106,505</u>	<u>\$116,687</u>

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

4. Liability to the Government of the Yukon Territory

The Agency owes an amount of \$11,224 to the Government of the Yukon Territory which pertains to the Government's share of the easement fee collected from Foothills Pipe Lines Ltd. since the 1989-90 fiscal year.

5. Related party transactions

The expenditure includes \$100,998 (1991-92 \$76,781) 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.

ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

**RAPPORT ANNUEL
1992-1993**

Howard Ross Library
of Management

APR 11 1994

Annual Reports
McGILL UNIVERSITY

Canada



Administration du pipe-line du Nord
Canada

Northern Pipeline Agency
Canada

RAPPORT ANNUEL

1992-1993

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1993

N° de cat. C88-1/1993

ISBN 0-662-60279-X

Ottawa (Ontario)
Le 31 décembre 1993

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 1993, 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 dark ink, appearing to read 'R. Allen Kilpatrick', written in a cursive style.

R. Allen Kilpatrick

L'honorable Anne McLellan, C.P., député,
Ministre des Ressources naturelles du Canada
et Ministre responsable de l'Administration
du pipe-line du Nord,
Chambre des communes,
Ottawa (Ontario)

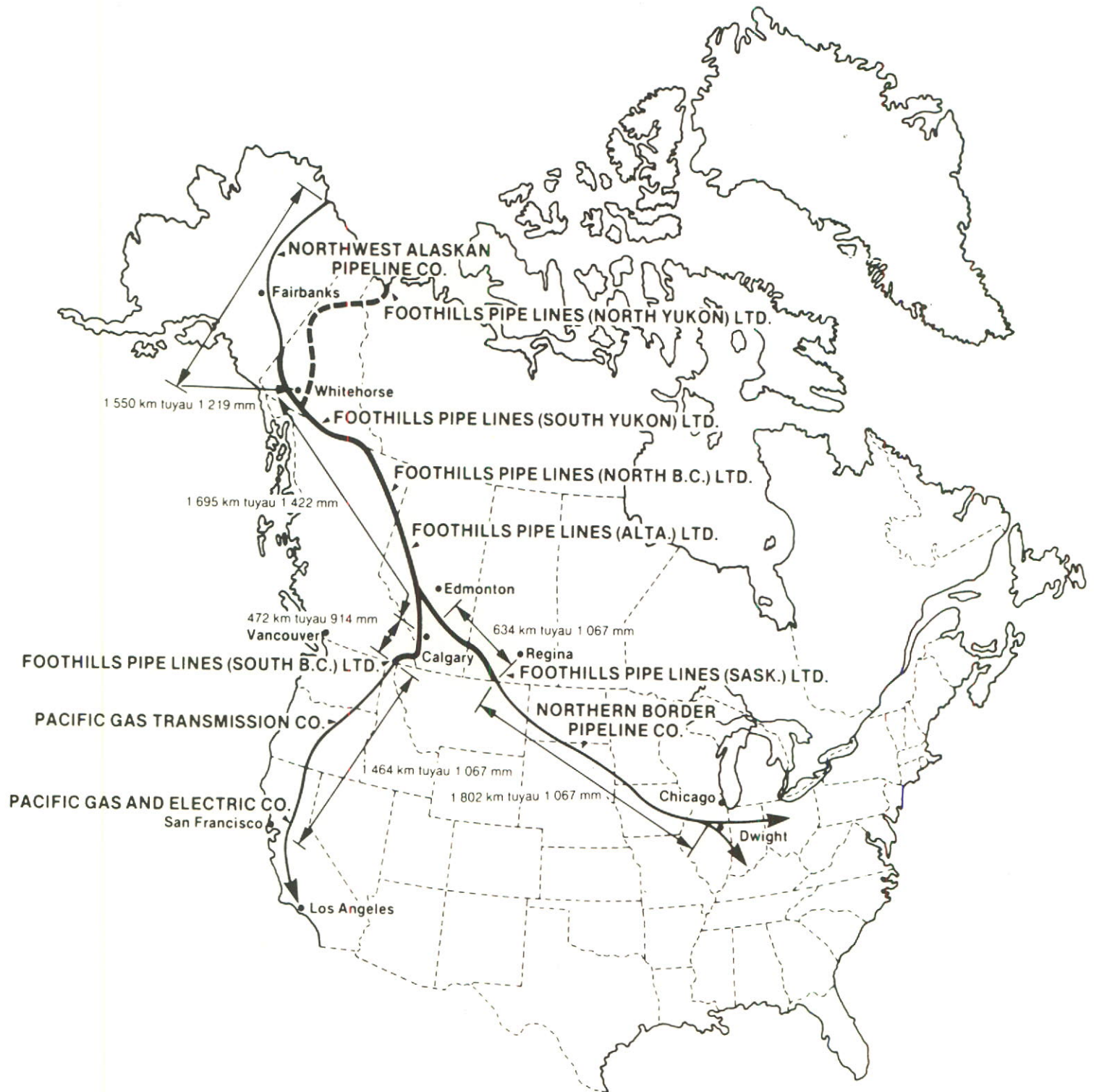
Table des matières

	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
Le pipe-line d'Altamont	3
L'embranchement est	3
Développements sur le plan de la réglementation au Canada et aux États-Unis	4
Finances, personnel et langues officielles	5
Finances et personnel	5
Plan des langues officielles	5
Appendice	6
Rapport du Vérificateur général du Canada	6

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

L'augmentation continue de la demande américaine de gaz canadien a porté les promoteurs du gazoduc de la route de l'Alaska des deux côtés de la frontière à présenter de nouveaux plans en vue de l'expansion et du renforcement du réseau au cours de l'exercice 1992-1993.

Pendant l'année civile 1992, les exportations de gaz canadien aux États-Unis ont augmenté de plus de 20 pour cent, passant de 47,8 milliards de mètres cubes (1,7 billions pi^3) à 58,02 milliards de mètres cubes (2,1 billions pi^3). Cette augmentation fait suite à une augmentation de quelque 16 pour cent des exportations en 1991. Il y a aussi eu une hausse importante des prix du gaz naturel pendant l'année, la demande ayant augmenté de pair avec les approvisionnements.

L'expansion la plus substantielle a été proposée par la Pacific Gas Transmission Co. (PGT), l'un des promoteurs de ce qui est connu aux États-Unis sous le nom d'Alaska Natural Gas Transportation System (ANGTS), qui a annoncé des plans en vue d'augmenter sa capacité de livraison de gaz canadien en Californie et dans le nord-ouest des États-Unis de quelque 8,5 millions de mètres cubes par jour (300 millions de pieds cubes par jour). L'annonce de ces plans précédait de plusieurs mois l'achèvement d'un projet d'expansion destiné à augmenter la capacité du réseau interétatique de la PGT et du réseau que sa société-mère, la Pacific Gas and Electric Co. (PG&E), possède en Californie, de façon à permettre le transport de 24,7 millions de mètres cubes de plus par jour (872 millions p^3/j), sur une base annuelle moyenne, de gaz canadien vers les États de l'Ouest.

Le promoteur canadien du gazoduc de la route de l'Alaska au Canada, la Foothills Pipe Lines Ltd., a également présenté des plans en vue de l'installation sur l'embranchement est du réseau d'un nouveau compresseur qui fournirait une capacité d'appoint, permettant au réseau de continuer de fonctionner non loin de sa capacité maximale lorsque les autres compresseurs sont fermés pour fins de réparation ou d'entretien.

Ayant réglé les questions environnementales soulevées par l'approbation, en 1989, par l'Office national de l'énergie (ONE) de l'exportation de 260 milliards de mètres cubes (9,2 billions de pi^3) de gaz naturel du delta du Mackenzie sur une période de vingt ans commençant en 1996 par Esso, Gulf et Shell, le gouvernement fédéral a autorisé l'Office, en mars 1993, à délivrer des licences pour les exportations proposées. Comme cela a été le cas pour la deuxième phase proposée du gazoduc de la route de l'Alaska, qui aurait donné accès aux réserves de gaz naturel de la baie Prudhoe sur le versant nord de l'Alaska, les plans visant à donner suite au projet du delta du Mackenzie sont restés en suspens à cause du sentiment général voulant que les conditions du marché ne seraient probablement pas favorables à l'exploitation des réserves canadiennes ou américaines dans l'Arctique avant au moins le début du siècle.

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 la partie précédente et décrit en quelque détail dans notre dernier rapport annuel, en 1992-1993, le travail s'est poursuivi, tant au Canada qu'aux États-Unis, en vue de plus que tripler la capacité de l'embranchement ouest du gazoduc de la route de l'Alaska. Grâce à l'ajout de canalisations et à l'augmentation de la capacité de compression de l'embranchement, on a commencé à augmenter le volume de gaz canadien pouvant être transporté par le réseau pour être livré en Californie et dans le nord-ouest des États-Unis de façon qu'il corresponde à la capacité accrue du réseau de la PGT dès le début de novembre 1993. Dans le sud de la Colombie-Britannique, l'expansion du réseau a été entreprise conjointement par la Foothills Pipe Lines Ltd., le promoteur canadien du gazoduc de la route de l'Alberta, et la Alberta Natural Gas Co. (ANG). En mai 1992, le fonctionnaire désigné de l'APN a approuvé un addendum du rapport de conception du réseau, autorisant ainsi la Foothills à procéder à l'expansion du pipeline, et l'Office national de l'énergie a approuvé l'augmentation connexe de la capacité de compression proposée par la ANG. Pendant l'année, la Foothills a entamé des préparatifs en vue de relier ses quatre mailles existantes sur le réseau de la ANG. Au début de mars 1993, la Alberta Energy Resources Conservation Board a rendu une décision provisoire par laquelle elle approuvait l'augmentation de compression et l'ajout de mailles prévus par NOVA pour lui permettre de livrer à la frontière entre l'Alberta et la Colombie-Britannique les volumes additionnels de gaz requis pour fins d'exportation aux États-Unis.

En février 1993 – plusieurs mois avant que cette expansion majeure de l'embranchement ouest devait être terminée – Stephen Reynolds, président de la PGT, a révélé que sa société avait l'intention d'augmenter la capacité du réseau d'un autre 8,5 millions de mètres cubes par jour (300 millions pi^3/j). (En août 1993, la PGT a demandé à la U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC) l'autorisation d'entreprendre l'expansion proposée afin d'augmenter ses livraisons de gaz canadien au nord-ouest des États-Unis, au nord-est de la Californie et au Nevada à compter de novembre 1995. Dans sa requête, la PGT a affirmé que le tiers environ du gaz supplémentaire serait livré à Malin, dans l'Oregon, à un nouveau pipe-line qui serait construit par la Tuscarora Gas Transmission Co., pour être retransmis au nord-est de la Californie et à Reno, au Nevada. Le pipe-line de la Tuscarora doit être construit en partenariat par TransCanada Pipelines Ltd., le réseau de pipe-lines le plus important du Canada, et Sierra Pacific Resources. Dans sa requête, la PGT a indiqué que la nouvelle expansion proposée «est inextricablement liée et assujettie aux installations que construit actuellement la PGT dans le cadre de son projet d'expansion des pipe-lines pour 1993». En octobre 1993, la ANG a demandé à l'Office national de l'énergie l'autorisation d'ajouter deux nouveaux groupes compresseurs afin d'augmenter la capacité de son propre réseau

de près de 10,25 millions de mètres cubes par jour (362 billions pi^3), de façon à répondre à la demande accrue de la PGT et d'une société de service public de la Colombie-Britannique.

Le pipe-line d'Altamont

En juillet 1991, la Altamont Gas Transmission Canada Ltd. (Altamont Canada) a demandé à l'Office national de l'énergie l'autorisation d'installer une canalisation de 300 mètres à la frontière entre l'Alberta et les États-Unis. Cette petite canalisation devait servir à raccorder un pipe-line de 217 km (135 mi) que NOVA devait construire à Princess (Alberta) (le point de départ proposé à l'origine était Empress) pour la livraison de 20,8 millions de mètres cubes par jour (736 millions pi^3) de gaz albertain, à un pipe-line de 1 000 km (620 mi) que la Altamont Gas Transmission Co. devait construire au sud de la frontière et relier au réseau existant de la Kern River Gas Transmission Co. à Opal, au Wyoming, pour la transmission du gaz en Californie. Dans la requête qu'elle a présentée à l'ONE, Altamont Canada a affirmé que le système proposé faisait concurrence à l'expansion des exportations via l'embranchement ouest proposée par la PGT/PG&E.

En avril 1992, l'ONE annonça son intention, avant d'examiner les mérites de la requête d'Altamont, de se pencher sur une question préliminaire de juridiction, à savoir si les installations proposées d'Altamont Canada faisaient partie d'un ouvrage extra-provincial plus vaste comprenant le pipe-line que NOVA proposait de construire, qui serait assujéti à la juridiction fédérale et à la réglementation de l'ONE.

Dans ses motifs de décision rendus en février 1993 et faisant suite à un examen écrit de la question, l'ONE a conclu que le pipe-line de NOVA relevait de la sphère d'autorité fédérale parce qu'il formait, avec le pipe-line proposé d'Altamont Canada, un ouvrage reliant la province de l'Alberta au États-Unis d'Amérique. Quoique l'Office ait noté qu'Altamont Canada était libre de lui présenter une nouvelle requête incluant le pipe-line albertain, la réaction initiale de la société a été d'interjeter appel de la décision de l'ONE devant la Cour fédérale. (À la fin d'avril 1993, cependant, NOVA a divulgué dans un communiqué de presse qu'Altamont avait retiré son action et que NOVA et la Altamont Gas Transmission Co. avaient signé une lettre d'entente. Le communiqué de presse disait que, selon les termes de la lettre, NOVA ou une société affiliée produirait toutes les pièces et demanderait toutes les autorisations requises pour la portion canadienne du projet. Il ajoutait que NOVA travaillerait en collaboration étroite avec Altamont en ce qui concerne la construction, la propriété et l'exploitation du pipe-line canadien et toutes les requêtes subséquentes aux autorités de réglementation canadiennes et américaines.

L'embranchement est

À la fin de 1992, la Foothills a mis en service deux nouvelles stations de compression sur l'embranchement est en Alberta, elle a modifié une station existante, et elle a ajouté un troisième train partiel requis relativement aux installations de décompression-recompression associées à l'usine d'extraction de liquides du gaz naturel d'Empress. Le débit de l'embranchement est en Alberta est ainsi passé de 42,41 millions de mètres cubes par jour (1,5 milliards de pi^3/j) à 58,76 millions de mètres cubes par jour (2,07 milliards de pi^3/j). Des modifications mineures aux groupes compresseurs existants en Saskatchewan ont permis de faire passer la capacité de l'embranchement est dans cette province de 35,14 millions de mètres cubes par jour (1,23 milliards de pi^3/j) à 41,93 millions de mètres cubes par jour (1,48 milliards de pi^3/j).

En décembre 1992, la Foothills a demandé au fonctionnaire désigné, Roy Illing, d'autoriser un Addendum 6 proposé du rapport de conception du réseau, qui permettrait à la société d'installer un deuxième compresseur à la station 394 près de Monchy (Saskatchewan). Dans sa requête, la Foothills a affirmé qu'au début, le nouveau compresseur servirait essentiellement à fournir un service d'appoint au cas où le groupe existant à la station 394 ou les autres groupes compresseurs en amont sur le tronçon saskatchewanais du réseau devaient être fermés pour fins de réparation ou d'entretien. La société a signalé que ce compresseur existant à la station 394 était le plus important de ce tronçon de l'embranchement est, en partie parce qu'il fournissait la pression accrue nécessaire à la livraison du gaz canadien à Northern Border, qui est le promoteur de

l'embranchement est aux États-Unis. La Foothills prévoyait que, d'ici 1995, il y aurait probablement une augmentation importante de la demande de livraisons de gaz canadien pour fins d'exportation via Northern Border, à quel moment le nouveau compresseur proposé serait utilisé pour augmenter le débit du réseau en Saskatchewan. À la fin de janvier 1993, M. Illing a approuvé l'Addendum, autorisant l'installation du nouveau compresseur, qui doit être mis en service d'ici septembre 1994.

Développements sur le plan de la réglementation au Canada et aux États-Unis

Un certain nombre de changements se sont produits sur le plan de la réglementation des deux côtés de la frontière pendant l'année financière. Comme nous le mentionnons dans le rapport annuel précédent, une loi adoptée par le Congrès américain à la fin de 1992 a aboli le Bureau de l'inspecteur fédéral, homologue de l'Administration du pipe-line du Nord, transférant ses responsabilités au Secrétaire de l'énergie. Bien que cette fonction ait été brièvement assumée par le titulaire de cette charge sous l'administration Bush, soit l'amiral James D. Watkins, l'élection en novembre 1992 d'une nouvelle administration sous la présidence de Bill Clinton a donné lieu à la nomination de l'honorable Hazel O'Leary à titre de nouvelle Secrétaire de l'énergie, nomination qui a été confirmée par le Sénat le 21 janvier 1993. M^{me} O'Leary possède une vaste expérience de nombreux aspects de l'industrie énergétique, et elle était vice-présidente exécutive de la Northern States Power Co. avant sa nomination.

Au Canada, Roy Illing, membre de l'Office national de l'énergie, a été nommé administrateur et fonctionnaire désigné de l'Administration du pipe-line du Nord en octobre 1992, succédant à Kenneth Vollman. (À la mi-avril 1993, R. Allen Kilpatrick a été nommé directeur général de l'Administration du pipe-line du Nord, succédant à Donald W. Campbell, qui est devenu l'ambassadeur du Canada au Japon. (Quelques mois auparavant, M. Kilpatrick, anciennement sous-ministre de la Diversification de l'économie de l'Ouest canadien, a remplacé M. Campbell dans son autre rôle en tant que sous-ministre du Commerce extérieur et sous-secrétaire d'état associé aux affaires extérieures.) Le très honorable Joe Clark, président du Conseil privé, est demeuré le ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord pendant l'exercice financier.

En 1992-1993, l'attention de l'Administration du pipe-line du Nord a surtout été retenue par l'exécution de ses responsabilités de réglementation relativement à l'expansion par la Foothills de l'embranchement ouest du gazoduc de la route de l'Alaska dans le sud de la Colombie-Britannique et l'examen du nouvel addendum au rapport de conception du réseau proposé par la société en vue d'installer un nouveau groupe compresseur d'appoint à la station 394 sur l'embranchement est en Saskatchewan. Comme c'est le cas depuis quelques années, l'Administration a continué de compter énormément sur le personnel de l'Office national de l'énergie pour qu'il lui fournisse, à titre contractuel, l'information et les conseils techniques de même que les services de soutien administratif dont elle a besoin. 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.

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 1993.

En 1992-1993, le budget de fonctionnement de l'Administration du pipe-line du Nord s'élevait à 469 000 \$. Les dépenses pour l'année étaient de 195 000 \$. 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, 205 000 \$ furent remboursés par la Foothills conformément aux dispositions de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, dont 117 000 \$ 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 des dépenses remboursables nettes et des recettes de l'Administration du pipe-line du Nord de l'exercice terminé le 31 mars 1993. 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 1993 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 19 novembre 1993

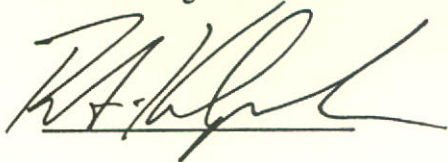
ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

État des dépenses remboursables nettes et des recettes pour l'exercice terminé le 31 mars 1993

	<u>1992-1993</u>	<u>1991-1992</u>
<u>Dépenses</u>		
Services professionnels et spéciaux	98 470 \$	79 972 \$
Traitements et prestations aux employés	61 513	67 600
Location de matériel et de locaux	21 258	19 905
Information	8 414	3 725
Transport et communications	4 467	2 445
Fournitures, approvisionnements et entretien	942	1 685
Matériel de bureau	<u>-</u>	<u>3 942</u>
 Total des dépenses financées par crédits parlementaires	 195 064	 179 274
 Moins: Partie non remboursable des prestations aux employés	 <u>(345)</u>	 <u>(6 324)</u>
 Dépenses remboursables nettes (note 3)	 <u>194 719</u> \$	 <u>172 950</u> \$
<u>Recettes</u>		
Recouvrement des dépenses remboursables nettes auprès de Foothills Pipe Lines Ltd. (note 3)	204 901 \$	156 327 \$
Droits de servitude (note 4)	<u>30 400</u>	<u>30 400</u>
	<u>235 301</u> \$	<u>186 727</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 1993

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.

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 avaient réduit 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, lors de leur départ, à une indemnité de 13% de leur salaire brut gagné au cours de la période 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 1993

3. Compte avec la Foothills Pipe Lines Ltd.

	1992-1993	1991-1992
Dépenses remboursables nettes	<u>194 719</u> \$	<u>172 950</u> \$
Moins: recouvrement de l'exercice	(204 901)	(156 327)
moins: recouvrement de l'exercice attribuable aux dépenses de l'exercice précédent	<u>116 687</u>	<u>100 064</u>
	<u>(88 214)</u>	<u>(56 263)</u>
Solde remboursable à la fin de l'exercice	<u>106 505</u> \$	<u>116 687</u> \$

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

4. Somme due au gouvernement du Yukon

L'Administration doit une somme de 11 224 \$ au gouvernement du Yukon, ce qui représente la part du gouvernement des droits de servitude perçus de la société Foothills Pipe Lines Ltd. depuis l'exercice 1989-1990.

5. Opérations entre apparentés

Les dépenses incluent 100 998 \$ (1991-1992 76 781 \$) le coût des services fournis par les autres ministères et organismes du gouvernement fédéral. Les services professionnels et spéciaux ainsi que la fourniture de locaux représentent les principaux services fournis par les apparentés.

