

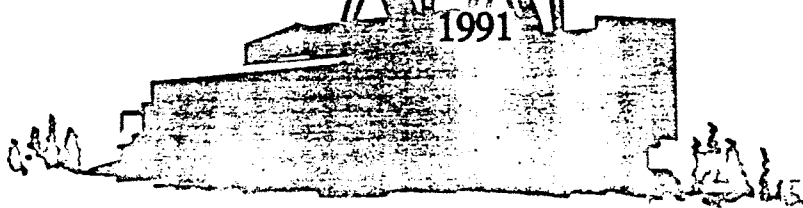


GEOLOGICAL SURVEY OF CANADA

OPEN FILE 2378

**NATURAL GAS RESOURCE ASSESSMENT AND
ECONOMIC POTENTIAL OF UNDISCOVERED
NATURAL GAS RESOURCES OF THE
MACKENZIE DELTA - BEAUFORT SEA**

R.F. Conn, S.M. Dallaire, J.A. Christie,
G.C. Taylor and R.M. Procter



Energy, Mines and
Resources Canada

Énergie, Mines et
Ressources Canada

Canada

THE ENERGY OF OUR RESOURCES

THE POWER OF OUR IDEAS

2378.

NATURAL GAS RESOURCE ASSESSMENT
AND
ECONOMIC POTENTIAL
OF UNDISCOVERED NATURAL GAS RESOURCES OF THE
MACKENZIE DELTA - BEAUFORT SEA

R.F. Conn, S.M. Dallaire, J.A. Christie, G.C. Taylor and R.M. Procter

TABLE OF CONTENTS

	Page
Executive Summary	1
Introduction	3
Acknowledgments	3
Part I. Petroleum Resources of the Mackenzie Delta-Beaufort Sea	3
Description of plays	3
Natural Gas Resources	3
Total Regional Endowment	5
Resources of Current Interest	5
Part II. Economic Potential of Mackenzie Delta-Beaufort Sea	
Undiscovered Gas Resources	6
Development Requirements, Production and Costs	6
Economic Analysis	7
Objective	7
Methodology	7
Infrastructure	7
Marginal Economic Criteria	7
Base Case	8
Analytical Example: Taglu Paly	8
Marginal Pool vs. Price	8
Economic Gas Potential	9
Economic Gas Potential for Region	9
Conclusions	10

EXECUTIVE SUMMARY

Exploration since the early 1970s has been successful in establishing the Mackenzie Delta - Beaufort Sea as a major oil and gas frontier region of Canada. Large natural gas discoveries made on land at Taglu, Parsons and Niglintgak were followed by offshore discoveries at Issungnak, Amauligak and Kenalooak. In addition, twenty-three smaller natural gas pools were found to which can be added the solution gas from oil discoveries to make a total of 49 significant oil and gas discoveries in the region. Total gas reserves now stand at 12 trillion cubic feet (338 billion cubic metres) with a major portion of reserves sufficiently concentrated in large fields to support the development project proposed by Esso, Shell and Gulf.

The Geological Survey of Canada has undertaken scientific studies needed to establish the geological and geophysical framework of the Mackenzie Delta - Beaufort Sea region. This pioneering work, including the integration of results from exploration by oil companies was utilized in the petroleum assessment of the region and issued as a GSC Open File report "Petroleum Resources of the Mackenzie Delta - Beaufort Sea" in 1988. The report is a cooperative effort by GSC and COGLA geoscientists and forms the basis for the economic analysis contained in Part II of this report.

The economic analysis estimates the portion of the undiscovered natural gas resources of the Mackenzie Delta - Beaufort Sea region which are economic to explore for and develop over the long term. As well, new discoveries may extend the life of a lead development project. The analysis covers the undiscovered gas resources of two of the four exploration play groups, the Onshore-Shallow Offshore and Offshore Delta which are within conventional technology for development and contain the bulk of known reserves. The other two play groups, the West Beaufort and Deep Water and Other plays are excluded from analysis because they are more sparsely explored and may require new production technologies to bring on stream.

A detailed analysis is presented for the Taglu play (Onshore and Shallow Offshore group) to illustrate the analytical approach and inputs. The analysis assumes that a lead gas development is in

operation in the Mackenzie Delta and delivering 1.2 BCF per day to southern markets. Additional reserves to maintain the pipeline at rated capacity would likely have to be connected some 15-20 years after pipeline startup. New reserves established from presently undiscovered gas resources would therefore not have access to the main pipeline until that time.

The economically viable portions of undiscovered gas resources assessed in the Mackenzie Delta - Beaufort Sea are estimated with and without a full burden of taxes and royalties. Assumptions made in the economic analysis in the base case are full-cycle costing (includes exploratory drilling, geological and geophysical costs and overhead), a 1:7 exploration success, an expected 15 percent real DCF rate-of-return, a distance of 25 km of discoveries from processing facilities, and an Alberta border price for natural gas of \$4.00 per MCF. This last assumption provides for a plant-gate price of \$3.00 per MCF and a pipeline toll of \$1.00 per MCF. In the base case, additional commercially viable discoveries totalling 8.1 TCF (228 E9m3) of new natural gas resources are estimated as existing as a mean expectation. Analysis shows that the fiscal burden does not significantly reduce this total and by implication, there is little scope to encourage activity through tax or royalty reductions. The 8.1 TCF represents about 40 percent of the undiscovered gas resources of 22 TCF in the two play groups analyzed and about 15 percent of the 53 TCF for the total four play groups. Access to significantly greater quantities of the region's endowment will require lower development costs and/or higher natural gas prices. Table 1 summarizes the undiscovered resources of the Mackenzie Delta - Beaufort Sea which are expected to become available under current technological and future economic conditions.

Table 1
Economic Undiscovered Gas Resources
Trillion Cubic Feet

Alberta Border Price	Burdened	Unburdened
\$5.00	11.2	12.0
\$4.00	8.1	8.6
\$3.00	5.9	6.3

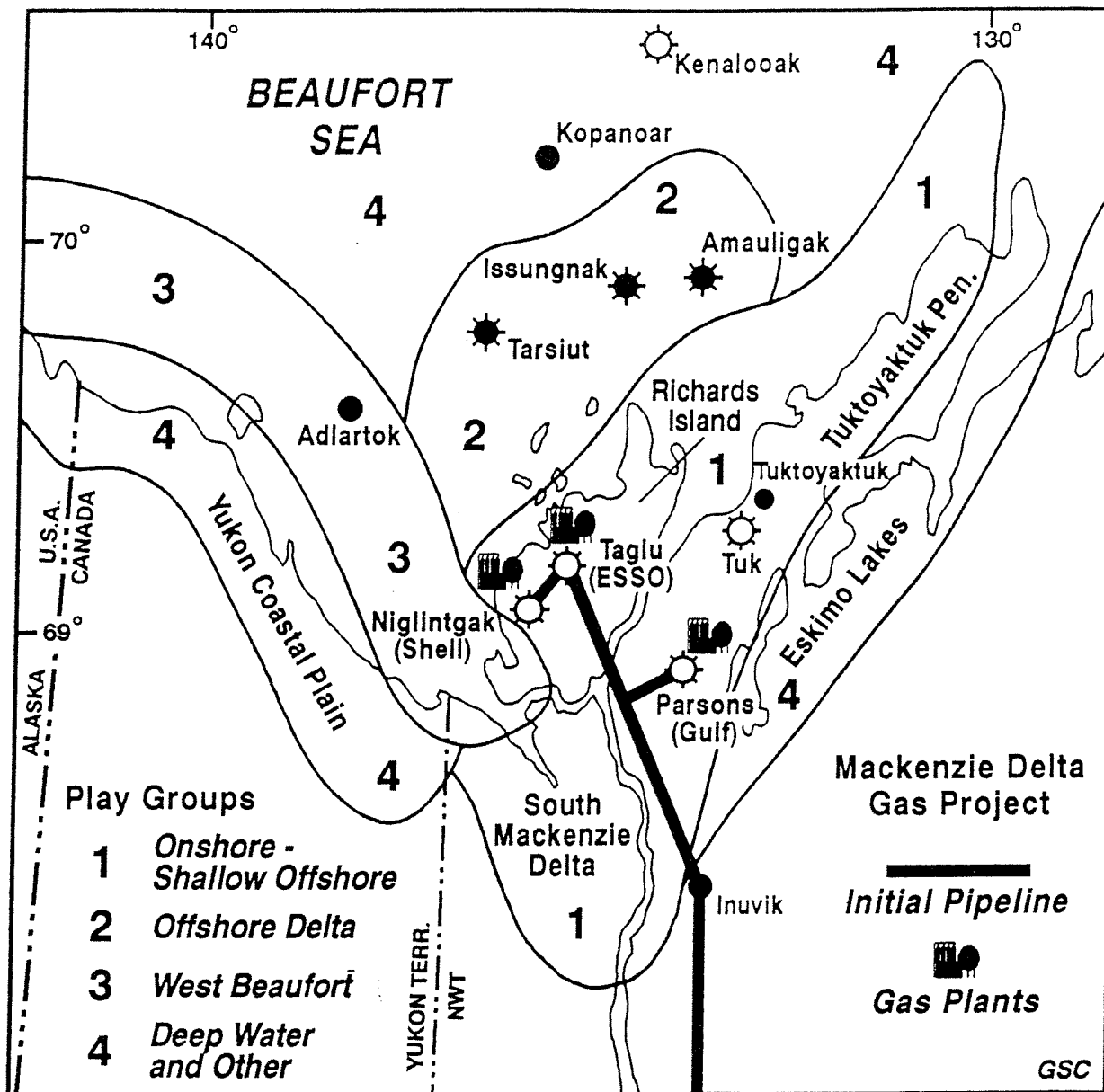


Figure 1. Map of Mackenzie Delta - Beaufort Sea

Introduction

The PANEL report comprises two parts: Part I provides the assessment of undiscovered natural gas resources and Part II covers the economic analysis of these resources in the Mackenzie Delta -Beaufort Sea. Part I by the Geological Potential Committee provides a brief description of the exploration plays and natural gas resources of the Mackenzie Delta - Beaufort Sea taken from GSC Open File 1926 which should be referred to for a complete discussion of both the oil and gas endowment for the region. Part II is a summary of the report "Economic Potential of Mackenzie Delta - Beaufort Sea Undiscovered Natural Gas Resources," issued in October 1990 by the Supply Economics Committee and provides the economic analysis of the gas resources.

Acknowledgments

The Supply Economics Committee wishes to acknowledge the assistance of Bruce Young, Engineering Branch, Canada Oil and Gas Lands Administration (COGLA), for information and advice on the engineering and costing model which was constructed for this analysis. Jane Pearse and Phyllis Odenbach-Sutton, Energy and Fiscal Analysis Division, Energy Sector, provided assistance and advice on royalty and fiscal regimes. The Committee also wishes to thank Brian Bowers, Energy Supply Branch, National Energy Board, for providing advice and comments on the analysis.

PART I. PETROLEUM RESOURCES OF THE MACKENZIE DELTA - BEAUFORT SEA

GSC Open File 1926 issued in 1988 and entitled "Petroleum Resources of the Mackenzie Delta - Beaufort Sea" by Dixon, Morrell, Dietrich, Procter and Taylor describes the geologic setting, petroleum geology and oil and gas assessment of the region. Figure 1 is a map showing the area encompassed by the petroleum assessment. Physiographic features from east to west are Eskimo Lakes, Tuktoyaktuk (Tuk) Peninsula, South Mackenzie Delta, Richards Island, Yukon Coastal Plain and to the north, the Beaufort Sea covering the submerged Mackenzie Delta and other offshore geologic basins. The map also shows the aerial extent of the exploration play

groups used in the assessment, gas fields and pipeline route for the proposed Esso, Shell and Gulf gas development project.

The geologic analysis and petroleum assessment in the Open File report are based on decades of scientific studies by the GSC, cooperation with COGLA and NEB in the integration of results from oil industry exploration and their own independent work, and the application of advanced assessment methodology developed by the GSC.

Description of Plays

Twenty exploration plays have been defined in the Open File report for the Mackenzie Delta-Beaufort Sea region. These identified and quantified plays are aggregated into four play groups based on geographic, geologic and developmental criteria. Figure 2 shows the tabulation of mean values of reserves (discovered resources) and potential for the four groups of plays: Onshore-Shallow Offshore, Offshore Delta, West Beaufort and Deep Water and Other.

The **Onshore and Shallow Offshore** group comprises 8 plays that exist in the Richards Island, South Delta and Tuk Peninsula areas, plus their extensions into adjacent shallow waters. The plays include Paleozoic, Mesozoic and Tertiary targets. The **Offshore Delta** group of 4 plays forms a narrow fairway of Tertiary age objectives and in which several major oil and gas discoveries have been made, extending from the Tarsuit to the Amauligak fields. This group occurs in about 25 metres of water. The **West Beaufort** group of 3 plays differs significantly from the main Delta plays in type of traps, age of reservoirs and oil and gas generation. The **Deep Water and Other** group consists of 5 plays, dominated by two Tertiary plays that occur in deep water beyond the Offshore Delta and West Beaufort groups. The two Tertiary plays rely on deep-water sedimentation and reservoir types. The remaining 3 plays are conceptual and probably will not attract serious exploration for some time.

Natural Gas Resources

The quantities of natural gas (and oil) discovered and the remaining potential are tabulated in Figure 2. Both categories of resource are estimated in a

Figure 2. MACKENZIE DELTA - BEAUFORT SEA RESOURCES

Play Group	OIL (10 ⁹ BBLs)		GAS (TCF)	
	Discovered	\bar{x} Potential	Discovered	\bar{x} Potential
Onshore-Shallow Offshore	0.251	1.05	7.57	12.6
Offshore Delta	0.910	1.25	3.29	9.4
West Beaufort	0.226	1.93	--	12.5
Deep Water and Other	0.357	1.16	0.88	18.8
Total	1.744	5.39	11.74	53.3

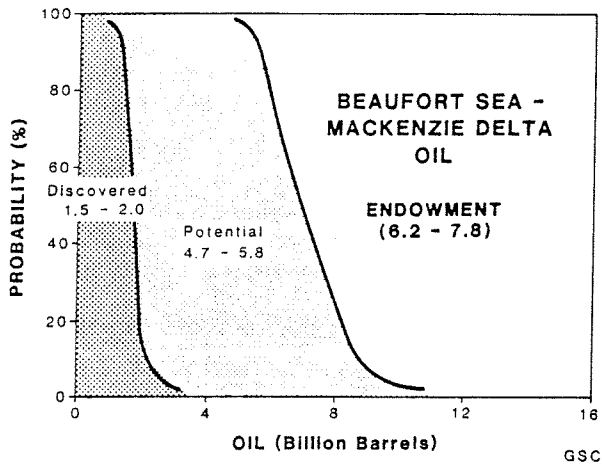


Figure 3. Oil endowment for the Mackenzie Delta-Beaufort Sea region. Values given are for the 75 and 25 percent levels.

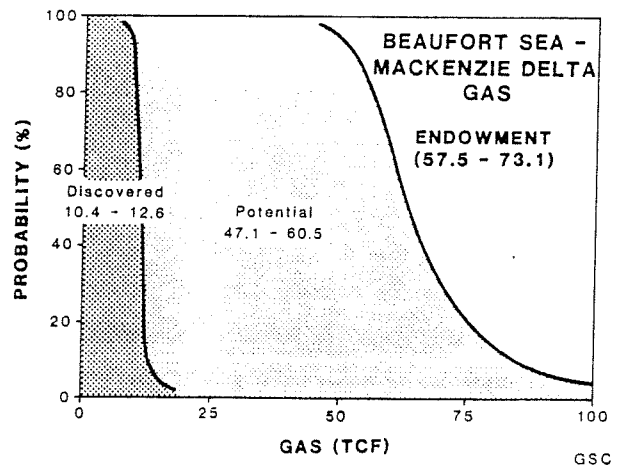


Figure 4. Gas endowment for the Mackenzie Delta-Beaufort Sea region. Values given are for the 75 and 25 percent probability levels.

probability context and expressed as cumulative frequency distributions. The values shown are the arithmetic means (\bar{x}) of the distributions illustrated in the Open File report. Highlights from the analysis as relate to natural gas discovery and potential include:

Onshore-Shallow Offshore: About one-third of the total of 22 TCF (620 E9m3) of recoverable natural gas resources estimated for this group has already been discovered in 14 fields. These include the near-giant Taglu field, plus Parsons and Niglintgak, each of which contain more than 500 BCF (14 E9m3). More than 12 TCF (340 E6m3) of gas remains undiscovered, distributed in 170 pools. This group of plays is structurally complex and is a challenge for modern seismic exploration. Resources are expected to be dispersed in a large number of traps compared to other play groups. For oil, about 20 percent of the resource has been discovered in 14 fields leaving about 1 billion barrels (160 E6m3) to be discovered and estimated to occur in about 150 pools.

Offshore Delta: The giant Amauligak oil discovery dominates this group of plays. More than 40 percent of the 2.1 billion barrels (333 E6m3) of oil estimated to exist in this play group has been discovered in 7 fields. Most of the oil discoveries have associated gas which, along with about 120 predicted but undiscovered pools, amount to substantial gas resources of almost 12.7 TCF (360 E9m3) of which only 22 percent have been found. The success factor in this group of plays is high, being about 1:2, and remaining targets are expected to include thick and highly productive pay zones in relatively simple faulted structures.

West Beaufort: This is the least explored of the play groups but is estimated to contain about the same total oil and gas resource as the Offshore Delta group. The discovery of a major oil field at Adlartok has identified a whole new family of potential opportunities, including at least one giant-sized accumulation. Numerous prospective structures are located in deeper water (50-100m) than those of the main Offshore Delta plays. All three plays in the group extend into Alaska. So far, there are no gas reserves carried for the group but the potential is believed to be large, estimated at 11.4 TCF (320 E9m3) at mean expectation.

Deep Water and Other: Only one of the five plays in the group has been tested, resulting in several oil and gas discoveries. The Kopanoar oil and Kenalooak gas discoveries stand out as large but probably beyond economic development for the foreseeable future using conventional production platforms because of water depths greater than 50m and pack ice hazards. The two deep-water plays are expected to contain large resources estimated at mean expectations of 1.5 billion barrels (240 E6m3) and almost 20 TCF (563 E9m3) of natural gas. Speculative levels of potential for this group are estimated as 2 billion barrels (317 E6m3) of oil and 30+ TCF (845 E9m3) of natural gas.

Total Regional Endowment

Figures 3 and 4 show the total quantities of oil and gas estimated to exist in the 20 exploration plays in the Mackenzie Delta - Beaufort Sea region. For oil, it is estimated that between 6.2 and 7.8 billion barrels (984 and 1238 E6m3), at a 75 to 25 percent probability range, may exist in the region. The mean expectation is 7.1 billion barrels of which about 24 per cent have been discovered leaving a substantial undiscovered potential of between 4.7 and 5.8 billion barrels (746 and 921 E6m3).

Between 57.5 and 73.1 TCF (1.6 and 2.1 E12m3) of natural gas is estimated to exist in the Mackenzie Delta - Beaufort Sea region (75 to 25 percent probability range). The mean expectation is 67 TCF (1.9 E12m3). Approximately 17 percent of this endowment is in the already discovered category, leaving a very large undiscovered potential of 47.1 to 60.5 TCF (1.3 to 1.7 E12m3). Much larger values of undiscovered gas are shown at low probability levels.

Resources of Current Interest

Nearly all of the natural gas reserves so far discovered and delineated belong to the Onshore-Shallow Offshore and Offshore Delta play groups which are located in areas where conventional or special purpose (man-made islands, caissons, drillships) drilling, development and production technology is available or can be designed and fabricated within acceptable costs. The Mackenzie Delta gas project proposed by Esso, Shell and Gulf and the Amauligak oil development under consideration by Gulf indicate that these two play

groups are the resources of current interest in the Mackenzie Delta - Beaufort Sea.

The West Beaufort and Deep Water play groups have been sparsely drilled and no developable gas resources have been discovered to date. Oil discoveries in the play groups are encouraging but the time-frame for exploration and development places these resources beyond current commercial interest.

PART II. ECONOMIC POTENTIAL OF MACKENZIE DELTA - BEAUFORT SEA UNDISCOVERED NATURAL GAS RESOURCES

The resource assessment of the Mackenzie Delta - Beaufort Sea, documented in the GSC Open File 1926 and by supporting data available in electronic file from the ISPG to the Supply Economics Committee, constitute the input for the economic analysis of the undiscovered resources for the region. The potential estimates provided by the Geological Potential Committee are for resources that are technically recoverable without regard to economic viability. The analysis under Part II of the present PANEL report describes an approach and associated set of assumptions used to estimate the portion of the resource potential which can be expected to be economic investments, using economic assumptions appropriate for the region.

As described in Part I, twenty exploration plays aggregated into four play groups are defined for the region and have a total natural gas potential of 53 TCF (1.5 E12m3). Economic analysis is undertaken at this time only on the **Onshore-Shallow Offshore and Offshore Delta** play groups which contain ten exploration plays and are estimated to contain 22 TCF (620 E9m3) of undiscovered gas resources. The technology required to develop and produce gas from the **West Beaufort and Deep Water and Other** play groups (containing a potential of 31 TCF or 882 Em3) is speculative and as a consequence these groups are excluded from the analysis.

Existing discoveries are considered to the extent that they support development of a gas gathering network and processing facilities in the Mackenzie Delta and the construction of a sales gas pipeline to southern markets. The current export applications by Esso, Shell and Gulf, provide for a pipeline capable of transporting 1.2 BCF (34 E6m3) per day, for

twenty years. Reserves supporting these applications total 9.2 TCF (259 E9m3). Production from these reserves will begin to decline about fifteen years after startup and thereafter, new reserves will need to be brought on stream to maintain pipeline throughput at maximum capacity.

Estimates of economic gas potential are relevant to questions regarding the availability of reserves to back-up current applications for export licences, extension of the useful life of the pipeline, appropriate pipeline size and capacity, and, in general, to any issue relating to a lead gas development project in the Mackenzie Delta - Beaufort Sea region.

The analysis is conducted at the exploration play level to best utilize geological and reservoir information. The economic analysis itself considers both fiscally burdened and unburdened cases. Detailed analysis on the Taglu play is provided to illustrate this approach. Other results presented are aggregates of the results of individual plays.

Development Requirements, Production and Costs.

Petroleum Resource Analysis Division, with assistance from COGLA's Engineering Branch, has constructed an engineering and costing model to support the economic analysis. The model provides a generalized and consistent means of specifying the technology required for gas field development and production, generating expected production profiles, and estimating the associated costs and investment schedules. Two sources were used to construct the model: a) COGLA's April 1989 review of the likely development scenarios and costs for the existing discoveries in the Mackenzie Delta, and b) preliminary development plans and costs by Esso, Shell and Gulf in support of their recent export applications to the National Energy Board.

The development and production requirements include production wells, field processing facilities, pipelines to an existing processing plant, and field compression to delay the onset of production decline. A production platform is also included for plays located offshore. The number of wells required for the development of a gas pool is calculated by dividing the recoverable reserves by the average reserves per well. Production is estimated by assigning the pool to one of four classes on the basis of recoverable

reserves. A characteristic production profile for each class defines the initial production rate, number of years at that rate, decline profile and productive life of the pool. The accelerated production usually associated with smaller reserves is, therefore, explicitly considered in the economic analysis. Field processing facilities and compressors are sized using the initial reservoir production rate as the design rate. Exploratory well costs are assumed constant, reflect high mobilization (fixed) costs, and depend on whether drilling is on land or offshore. Geological and geophysical costs are estimated to be 20 percent of exploration drilling costs. Development well costs are estimated as a function of reservoir depth. Capital costs of field processing facilities and compression are calculated as a function of the initial production rate of the pool. Pipeline costs are determined by distance and terrain. Overhead charges related to development are calculated as a fixed percentage of the facilities and pipeline costs. Operating costs associated with capital items are calculated as fixed percentages of cumulative capital costs.

For purposes of cash flow analysis, it is assumed that exploration costs (including G&G) are spread over three years. Capital expenditures for development are assumed to begin in the year following the discovery. Development takes place over one to three years depending on the number of wells required. For example, for one- and two-well pools, all development costs are assumed incurred in a single year, while for three- and four-well pools, costs for wells and facilities are spread over two years. The pipeline to processing facilities is built in the year prior to production, and compression is installed in the year prior to production decline.

Economic Analysis

Objective. The resource assessment provided by the Geological Potential Committee makes estimates of the technically recoverable potential, unconstrained by economic considerations. The economic analysis which follows estimates the portion of the potential which may be expected to provide economic investment opportunities, under a set of specified assumptions, over the long-term. This portion is defined as the **economic potential**. The present study considers both fiscally burdened and unburdened economic potential cases.

Methodology. Estimates of economic potential are sensitive to price and are presented as a functional relationship to plant-gate prices. The analysis compares prices available on natural gas production with expected minimum required prices (supply prices). The available price is based at plant-gate outlets in the Mackenzie Delta.

Analysis is micro-economic and at the play level. Account is taken of geological, engineering and economic factors with regard to the basic unit of investment decision analysis -- the prospect. Results for the basin are a summation of results of individual plays.

Infrastructure

The fundamental assumption in the economic analysis of the remaining undiscovered potential is that a lead gas development project from existing discoveries, having processing facilities and a sales gas pipeline to southern markets, is in operation. Natural gas liquids are assumed to be extracted at processing plants and shipped to Norman Wells by oil pipeline or dedicated NGL line. For purposes of estimating tolls, pipelines are assumed to be largely depreciated. Spare processing capacity is assumed once production from initial reserves has declined.

Marginal Economic Criteria

Discounted cash flow analysis is used to identify the minimum recoverable pool size necessary to cover all full-cycle costs at a given price. All costs are in dollars of 1988 purchasing power. For accuracy in tax and royalty calculations, costs and prices are inflated at 4 percent annually for purposes of cashflow analysis and subsequently deflated to 1988 dollars. Other assumptions in the cashflow analysis follow:

Fiscal System. The long-term fiscal system is identical to that currently in place. It is assumed that all companies are fully taxable. The Exploration Tax Credit is assumed to have expired.

Full-Cycle Costs. All overhead, geological, geophysical and exploratory drilling costs are included in the cashflow analysis.

Rate-of Return. An expected real after-tax DCF rate-of-return of 15 percent is assumed on all costs.

Processing Fees. Processing fees were estimated for the facilities in Esso, Shell and Gulf's recent export applications, using a standard Jumping Pound formula. Fees were assumed constant at the initial levels.

Exploratory Risk. Six exploratory dry holes are allocated to each successful exploratory well to give an economic success ratio of 1:7 which takes into account all costs associated with discovery including marginal return on investment. This compares with a technical success ratio of 1:3 for having found some oil and gas in the exploratory wells of the region. The economic success ratio is within acceptable limits for a Mackenzie Delta plant-gate gas price of \$3.00 per MCF and the price range under consideration.

Base Case

Natural gas prices and distance to processing facilities are key variables in identifying marginally economic pool sizes. Prices available to Delta producers are estimated by subtracting an appropriate transportation toll from prices assumed to be available at the Alberta-Saskatchewan border. Applicable prices for undiscovered potential will be those prevailing in the later life of the mainline transportation system. In this long-term view, border prices are estimated to be approximately \$4.00 per MCF. The base case Delta plant-gate price is assumed to be \$3.00 per MCF being the border price less \$1.00 per MCF toll. Distance to processing facilities is an important, but variable factor. Undiscovered resources may be located as close as 5 km and as far as 50 km from a processing plant. An average distance of 25 km has been chosen for the base case.

Analytical Example: Taglu Play

The results of the economic analysis of the Taglu play are presented to illustrate the methodology used in the economic analysis. Geology and resource assessment for the play are described in GSC Open File 1926. Reservoir depth for the economic analysis is assumed to be an average of 2000m. The producing pool is assumed to be accessible from land or shallow water drill sites. Exploratory well costs are estimated at \$6.0 MM per well and G&G costs are estimated as

\$1.2 MM (20% of exploratory well costs). Development well costs are estimated at \$6.0 MM per well of which 40 percent is for completion. Pipeline costs average \$3.0 MM per mile. Surface facility and compression costs are determined by initial production rate and as a result vary by the size of pool reserves.

Marginal Pool vs. Price.

Figures 5 and 6 show the marginally economic pool sizes for the Taglu play for burdened and unburdened cases at varying distances from processing facilities. Data used to prepare the curves are in Tables 2 and 3. As expected, pool reserves required to justify exploration and development decrease as price increases and distance from processing decreases. Figure 5 shows that at \$3.00 per MCF, a pool needs recoverable reserves of 105 BCF (3 E9m3) to be marginally economic with full fiscal burden if located 5 km from processing facilities. At the same price, the marginal reserves increase to 145 BCF (4.1 E9m3) and to 200 BCF (5.6 E9m3) if the pools are located at 25 and 50 km. Comparison of the marginal pool sizes shows that burdened and unburdened cases are similar which confirms that the existing fiscal regime does not significantly burden marginal project investments.

Table 2
Marginal Pool Size (BCF)
Taglu Play
Burdened Case

Price	5km	25km	50km
\$2.00	195.4	265.9	330.0
\$3.00	105.7	145.0	199.3
\$4.00	55.8	80.0	145.0

Table 3
Marginal Pool Size (BCF)
Taglu Play
Unburdened Case

Price	5km	25km	50km
\$2.00	176.0	226.0	289.9
\$3.00	72.9	127.7	172.8
\$4.00	49.6	68.6	116.5

Economic Gas Potential

Figures 7 and 8 show supply-price curves for burdened and unburdened cases. Tables 4 and 5 provide supporting data. Economic potential increases as price increases, and decreases as distance from processing increases. For example, at \$3.00 per MCF and a distance of 25 km, pool reserves of 2.6 TCF (73 E9m3) are a viable exploration target, when burdened with taxes. At the same price, economic potential decreases by 0.17 TCF (4.9 E9m3) if found 50 km from processing facilities.

Table 4
Economic Gas Potential (BCF)
Taglu Play
Burdened Case

Price	5km	25km	50km
\$2.00	2406.7	2179.6	2179.6
\$3.00	2825.2	2571.6	2406.7
\$4.00	3203.7	3010.9	2571.6

Table 5
Economic Gas Potential (BCF)
Taglu Play
Burdened Case

Price	5km	25km	50km
\$2.00	2406.7	2406.7	2179.6
\$3.00	3010.9	2714.7	2406.7
\$4.00	3256.4	3081.7	2714.7

Economic Gas Potential of Mackenzie Delta - Beaufort Sea

The economic gas potential of the Mackenzie Delta - Beaufort Sea is the summation of potential estimates for individual exploration plays. Figures 9 and 10 show the relationship of economic gas potential to price for both burdened and unburdened cases. Figures 11 and 12 show similar curves for the **Onshore-Shallow Offshore** play group and figures 13 and 14 for the **Offshore Delta** play group. Tables 6 to 11 provide the supporting data. A comparison of the two play groups demonstrates that over 90 percent

of their total economic resource in the base case belongs to the **Onshore-Shallow Offshore** group. Most of the resources in the offshore plays are uneconomic unless gas prices approach \$4.00 per MCF or are located very close to an existing gathering system and processing facilities. This is shown by the supply curves of the two play groups. The **Onshore-Shallow Offshore** group shows diminishing increments in potential as price increases while the **Offshore Delta** group has greater elasticity to price increases.

Table 6
Economic Gas Potential (BCF)
Mackenzie Delta-Beaufort Sea Region
Burdened Case

Price	5km	25km	50km
\$2.00	6869.9	5878.8	4427.4
\$3.00	8960.3	8125.0	7409.1
\$4.00	12498.3	11167.9	9270.0

Table 7
Economic Gas Potential (BCF)
Mackenzie Delta-Beaufort Sea Region
Unburdened Case

Price	5km	25km	50km
\$2.00	7471.6	6332.4	4920.1
\$3.00	10299.1	8605.2	7808.6
\$4.00	13070.4	11979.3	10933.3

Table 8
Economic Gas Potential
Onshore-Shallow Offshore Play Group
Burdened Case

Price	5km	25km	50km
\$2.00	6332.4	5878.8	4427.4
\$3.00	8178.3	7587.5	6871.6
\$4.00	9424.6	8870.9	7924.7

Table 9
Economic Gas Potential (BCF)
Onshore-Shallow Offshore Play
Group
Unburdened Case

Price	5km	25km	50km
\$2.00	6934.1	6332.4	4920.1
\$3.00	8809.9	8067.7	7271.2
\$4.00	9522.5	9066.9	8265.5

Table 10
Economic Gas Potential (BCF)
Offshore Delta Play Group
Burdened Case

Price	5km	25km	50km
\$2.00	537.5	0.0	0.0
\$3.00	782.1	537.5	537.5
\$4.00	3073.8	2297.0	1345.3

Table 11
Economic Gas Potential (BCF)
Offshore Delta Play Group
Unburdened Case

Price	5km	25km	50km
\$2.00	537.5	0.0	0.0
\$3.00	1489.2	537.5	537.5
\$4.00	3547.9	2912.4	2667.8

In summary, the analysis shows that 8.1 TCF (228 E9m3) for the burdened case, and 8.6 TCF (242 E9m3) for the unburdened case, of the total undiscovered resource of 22 TCF (620 E9m3) in the two play groups is economic to find, develop and produce, assuming a price of \$3.00 per MCF at the plant-gate and an average distance of 25 km. The economic potential is nearly 40 percent of the total undiscovered resources in the two groups ("resources of current interest") but only 15 percent of the total undiscovered gas resources of 53.3 TCF (1.5 E12m3) estimated by the GSC for the four play groups of the Mackenzie Delta - Beaufort Sea.

Conclusions

The economic analysis of the **Offshore-Shallow Offshore** and **Offshore Delta** plays groups concludes: a) economic undiscovered resources exist to back-up initial development; b) for the base case (Alberta border price of \$4.00 per MCF), 8.1 TCF (228 E9m3) of undiscovered potential would be economic to explore for in a burdened context. At \$5.00 per MCF, the profitable undiscovered potential increases to 11.2 TCF (315 E9m3); c) comparable estimates in an unburdened case are 8.6 TCF (242 E9m3) and 12.0 TCF (338 E9m3), respectively; d) approximately 40 percent of the total undiscovered resources in the two play groups of current interest for the analysis is economic at a plant-gate price of \$3.00 per MCF (Alberta border price of \$4.00 per MCF); e) this economic potential is approximately 15 percent of the total undiscovered resource potential of the entire Mackenzie Delta - Beaufort Sea region; f) the current export application requires one-half of the total economic resource (9 of 19 TCF, 253 of 535 E9m3); g) fiscal burdens do not significantly reduce economic potential; and h) price is more important than fiscal burden in determining the expected economic viability of exploration investments.

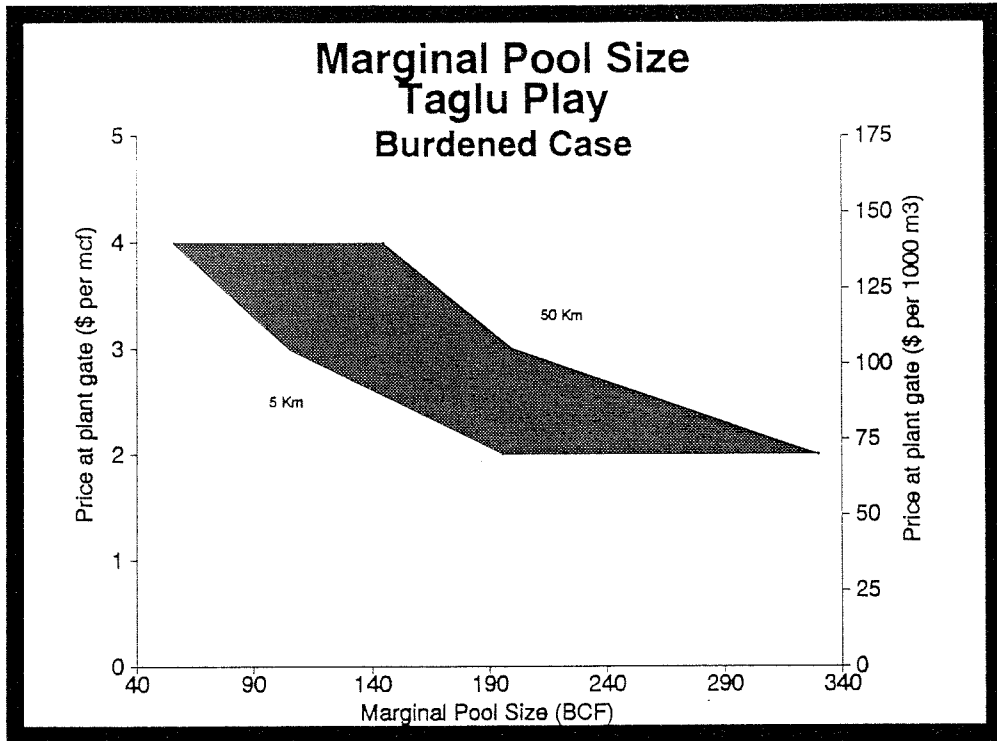


Figure 5

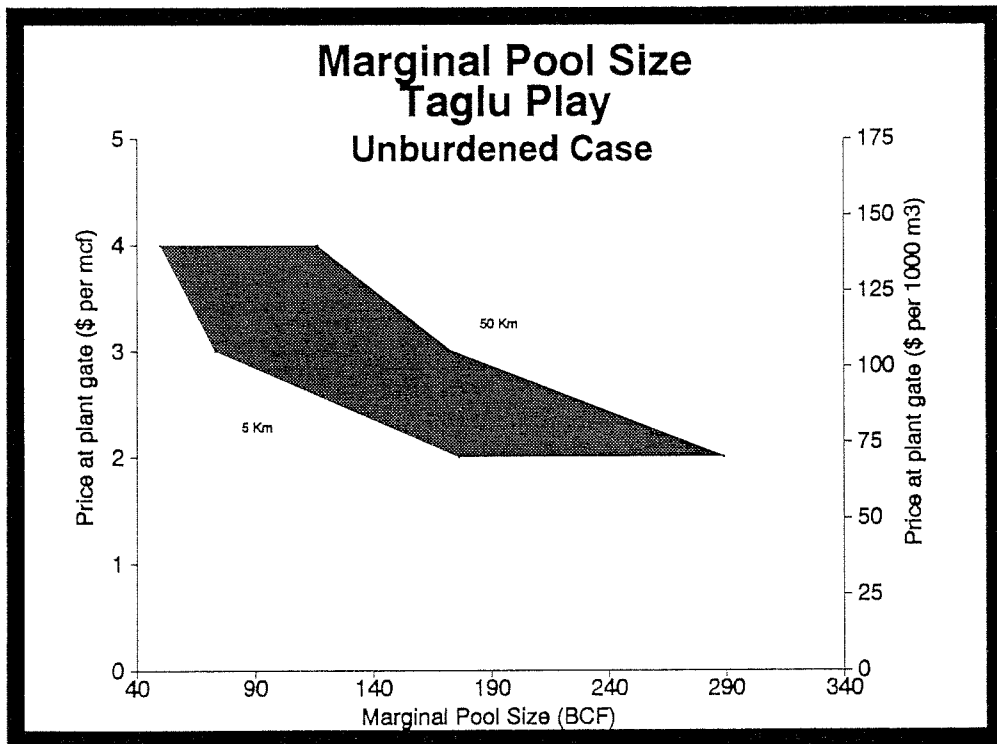


Figure 6

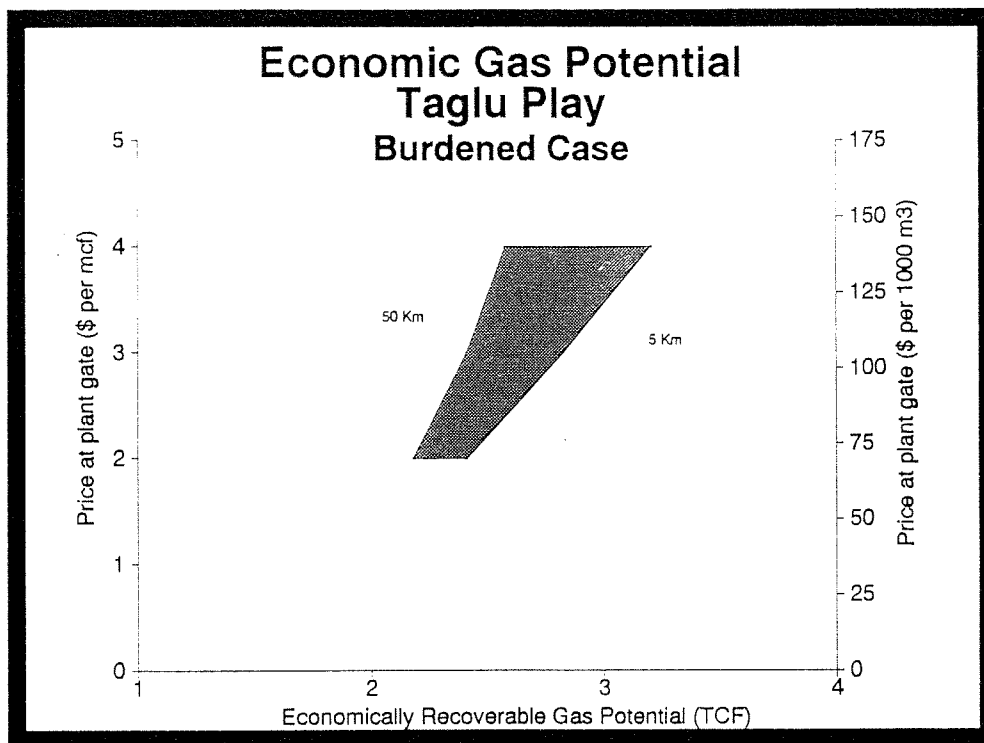


Figure 7

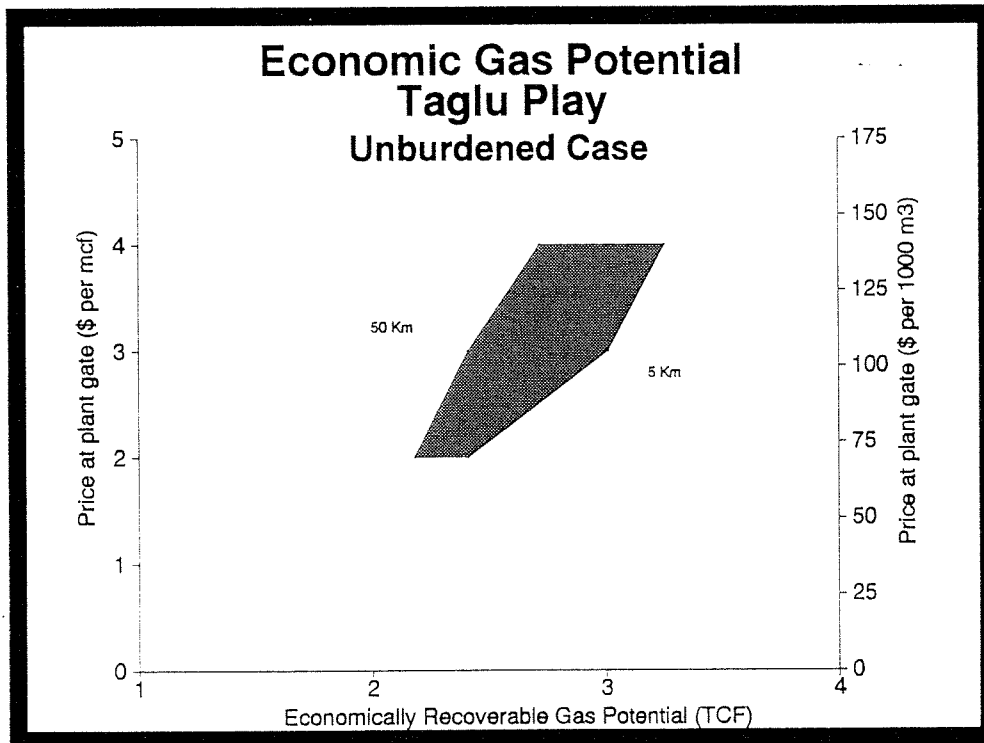


Figure 8

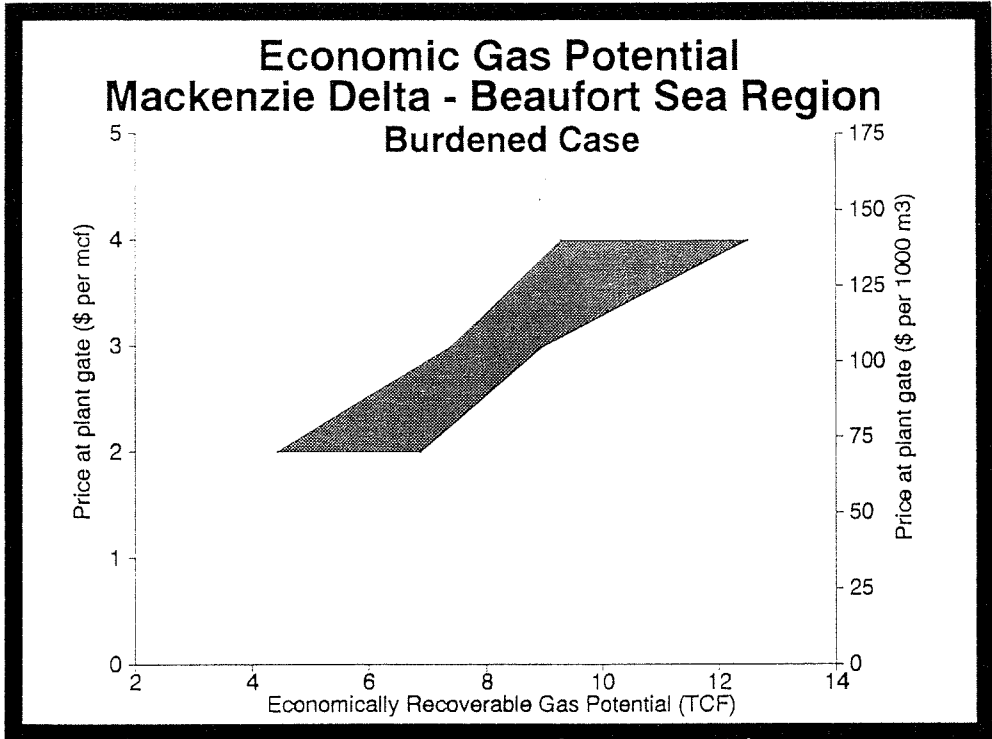


Figure 9

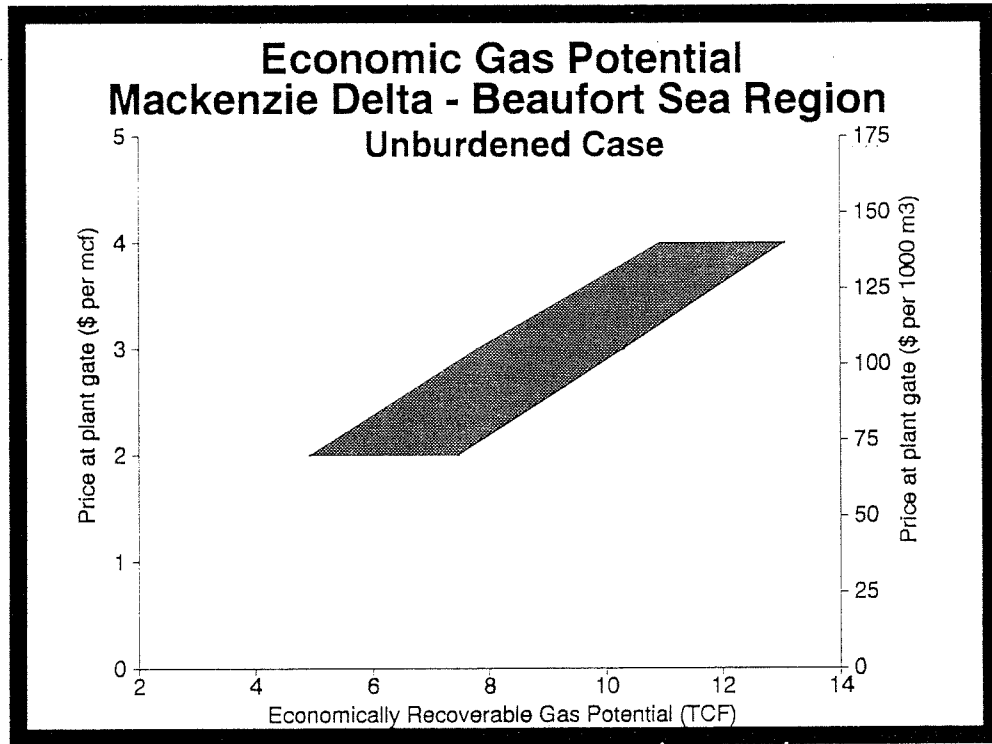


Figure 10

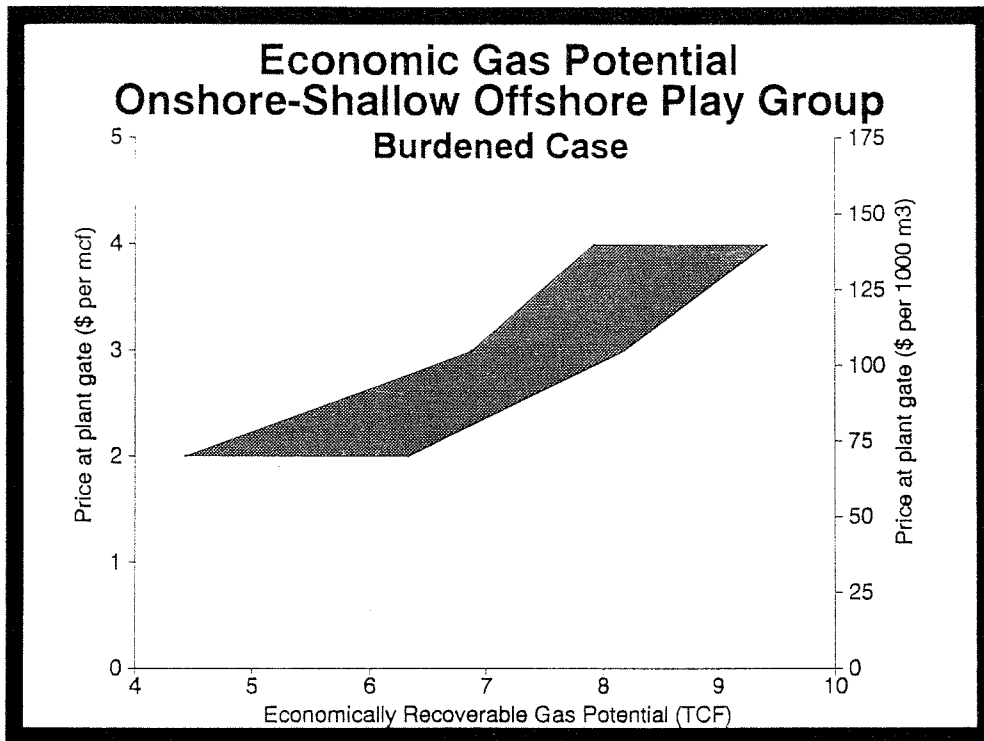


Figure 11

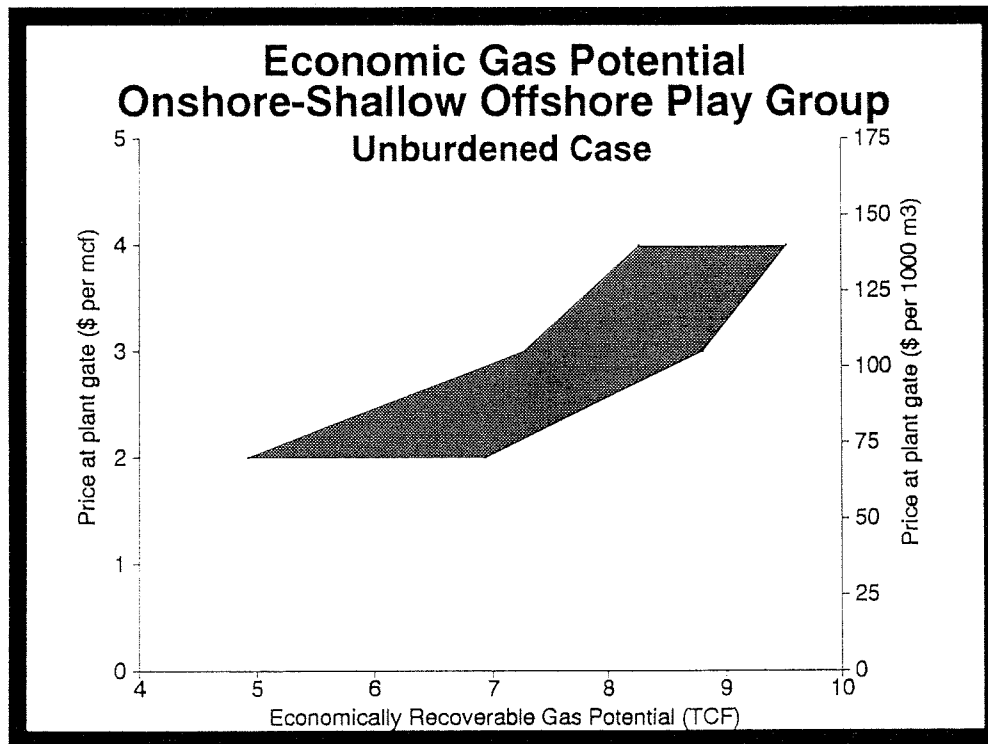


Figure 12

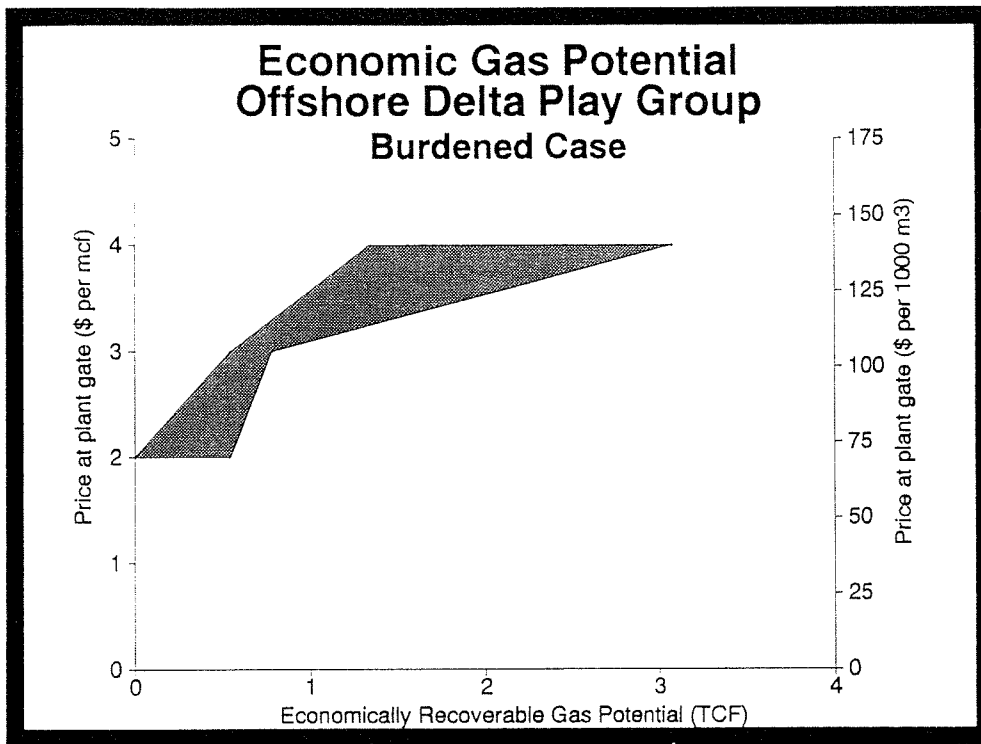


Figure 13

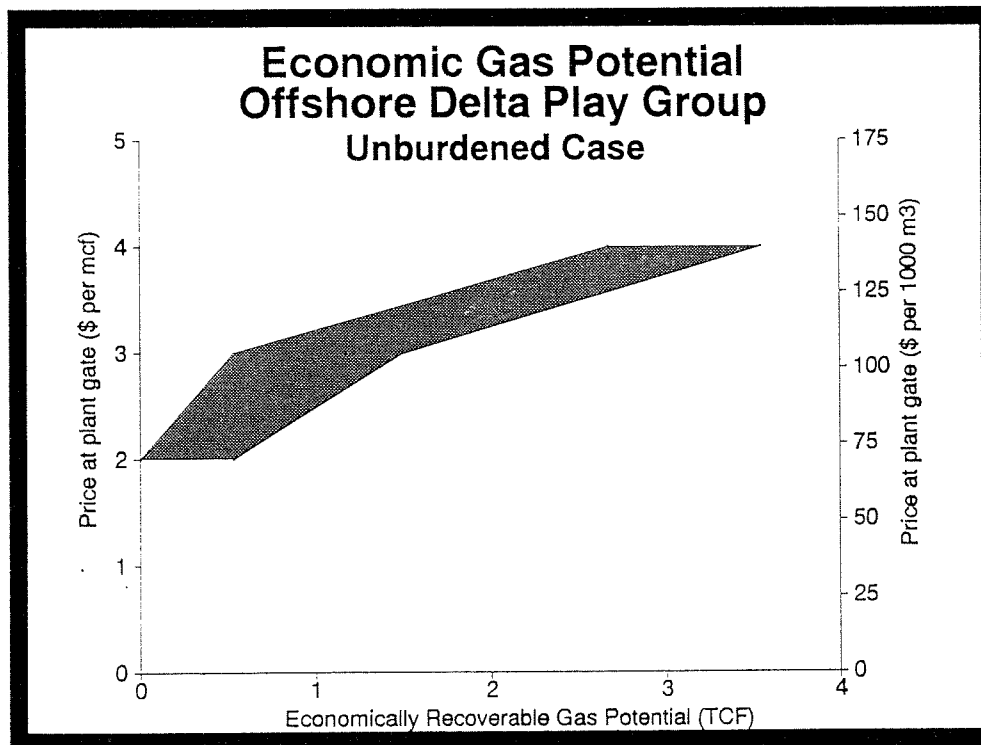


Figure 14

QE18509
2378

ÉVALUATION DES RESSOURCES EN GAZ NATUREL
ET POTENTIEL ÉCONOMIQUE DES RESSOURCES EN
GAZ NATUREL NON DÉCOUVERTES DE LA RÉGION
DU DELTA DU MACKENZIE ET DE LA MER DE BEAUFORT

R.F. Conn, S.M. Dallaire, J.A. Christie, G.C. Taylor et R.M. Procter

TABLE DES MATIÈRES

	Page
Sommaire	1
Introduction	3
Remerciements	3
Partie I. Ressources pétrolières du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort	3
Description des zones	3
Ressources de gaz naturel	5
Ressources totales de la région	6
Ressources d'intérêt courant	6
Partie II. Potentiel économique des ressources de gaz naturel non découvertes dans le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort	6
Exigences relatives à la mise en valeur, la production et les coûts	7
Analyse économique	8
Objectif	8
Méthodologie	8
Infrastructure	8
Paramètres économiques secondaires	8
Cas modèle	9
Exemple d'analyse : zone de Taglu	9
Gisement marginalement exploitable c. prix	9
Potentiel économique des gisements de gaz	10
Potentiel économique des gisements de gaz de la région à l'étude	10
Conclusions	11

SOMMAIRE

Les travaux de prospection entrepris depuis le début des années 1970 ont révélé puis confirmé que le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort constituent une des régions éloignées du Canada les plus riches en pétrole et en gaz. La découverte d'importants gisements de gaz naturel sur terre, à Taglu, Parsons et Niglintgak a été suivie par la découverte d'autres gisements en mer, à Issungnak, Amauligak et Kenalooak. De plus, on a identifié 23 plus petits gisements de gaz naturel, ce à quoi il faut ajouter les gaz dissous des gisements de pétrole. En tout, on a donc recensé 49 gisements importants de pétrole et de gaz dans la région. On situe désormais les réserves totales de gaz à 12 billions de pi^3 (338 milliards de m^3), une part importante des réserves étant concentrée dans des gisements suffisamment vastes pour militer en faveur du projet d'exploitation envisagé par Esso, Shell et Gulf.

La Commission géologique du Canada a entrepris les études scientifiques nécessaires à l'analyse géologique et géophysique de la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort. Ce travail de défrichage, qui comprenait l'intégration des données recueillies par les sociétés pétrolières lors de leurs travaux d'exploration, a permis l'évaluation des ressources pétrolières de la région et débouché sur la publication, en 1988, d'un rapport de la CGC sur les ressources pétrolières du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, fruit des efforts communs des chercheurs de la CGC et de l'APGTC, et base de l'analyse économique qui constitue la deuxième partie du présent rapport.

L'analyse économique estime la partie des gisements de gaz naturel non découverts dans la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort dont l'importance justifierait l'exploration ou le développement à long terme. La découverte de nouveaux gisements peut également prolonger la vie d'un projet d'exploitation majeur. L'analyse touche les ressources potentielles de deux des quatre groupes de zones prospectées : la zone terrestre et épicontinentale et celle des eaux marines du delta. Ces deux zones pourraient être exploitées au moyen des techniques classiques et regroupent la plus grande partie des réserves connues. Les deux autres groupes de zones, la partie ouest de la mer de Beaufort et les zones en eau profonde ou diverses, ne sont pas examinés ici, car ils sont mal connus et leur exploitation pourrait exiger de nouvelles techniques de production.

Une étude détaillée de la zone de Taglu (terrestre et épicontinentale) sert à illustrer l'approche analytique et les facteurs d'analyse. À cette fin, on suppose l'existence d'un important projet de mise en valeur dans le delta du Mackenzie, projet qui acheminerait 1,2 milliard de pi^3 de gaz par jour vers les marchés du sud. L'exploitation des réserves additionnelles nécessaires pour maintenir l'utilisation du gazoduc à sa capacité théorique devrait débiter 15 à 20 ans après la mise en service du pipeline. Les gisements exploitables mais non découverts à l'heure actuelle ne seraient donc pas raccordés au gazoduc principal avant cette période de temps.

On a estimé la partie économiquement rentable des gisements potentiels de gaz dans la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort avec et sans fardeau fiscal (taxes et redevances). L'analyse économique du cas modèle part des hypothèses suivantes : coûts du cycle complet (notamment forages de recherche, études géologiques et géophysiques, frais généraux); taux de réussite des sondages de 1:7; rendement réel prévu correspondant à 15 p. 100 des bénéfiques actualisés; distance de 25 km entre le gisement et les installations de traitement; et un prix de 4 \$ par million de pi^3 , à la frontière de l'Alberta. Cette dernière hypothèse prévoit un prix à la production de 3 \$ par million de pi^3 plus un droit de péage de 1 \$ par million de pi^3 pour le gazoduc. Dans le cas modèle, on présume qu'on découvrira en moyenne des gisements additionnels, commercialement exploitables, de 8,1 billions de pi^3 (228 E9 m^3) de gaz naturel. L'analyse révèle que les charges fiscales ne réduisent pas sensiblement le total, ce qui signifie qu'un dégrèvement de taxe ou une réduction des redevances n'aurait guère d'effet sur le degré d'activité. Les 8,1 billions de pi^3 de gaz représentent environ 40 p. 100 des ressources potentielles de 22 billions de pi^3 pour les deux groupes de zones examinés et environ 15 p. 100 des 53 billions de pi^3 des quatre groupes. Pour accéder à un volume sensiblement plus important des réserves totales de la région, on devra assister à une réduction des coûts d'aménagement ou à une hausse du prix du gaz naturel, ou les deux. Le tableau 1 résume les ressources potentielles de la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort qu'on devrait pouvoir exploiter, compte tenu des techniques existantes et de la façon dont l'économie pourrait évoluer dans l'avenir.

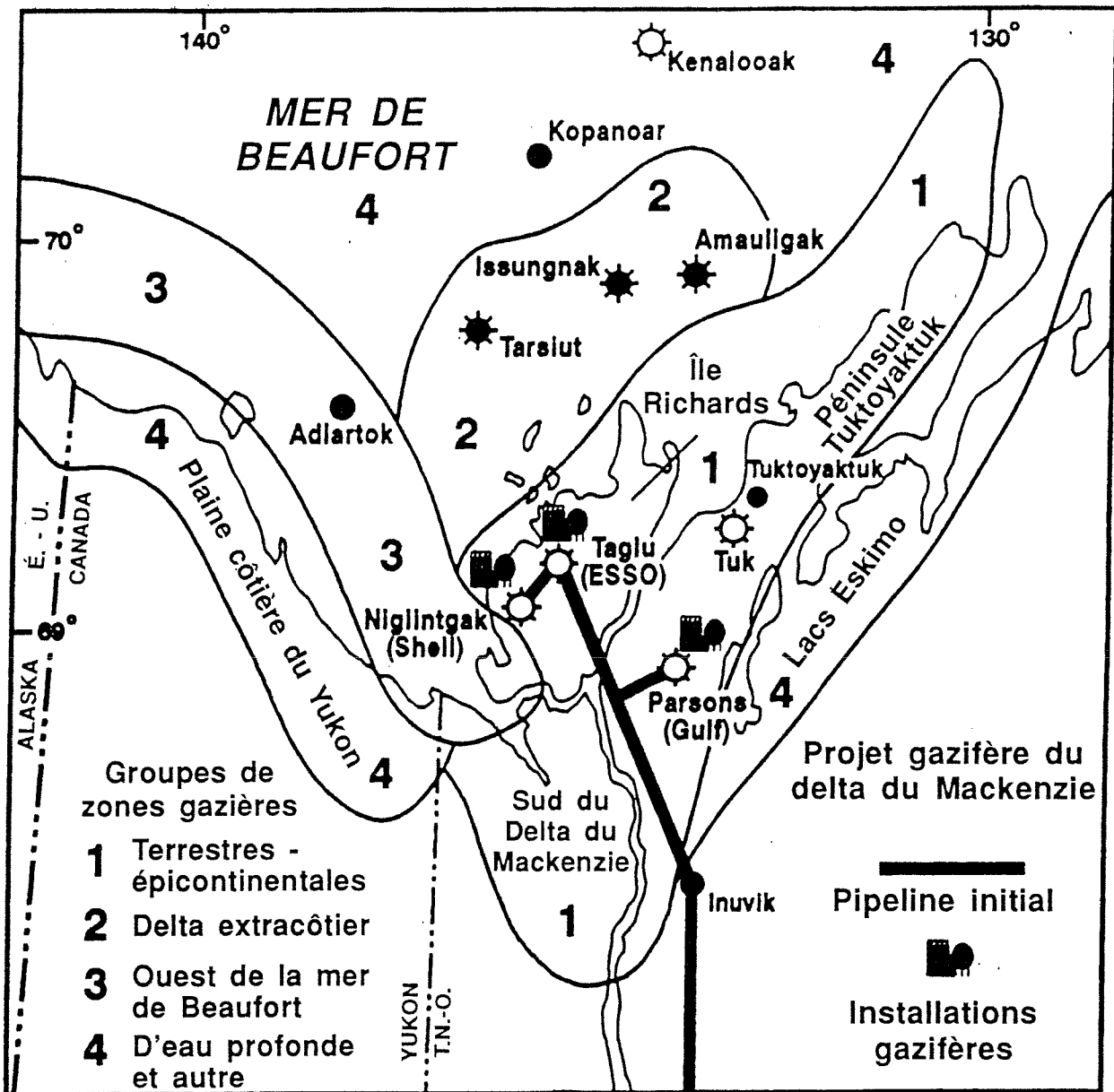


Figure 1. Carte de la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort

Tableau 1

Ressources potentielles de gaz exploitables
Billions de pi³

Prix à la frontière de l'Alberta	Avec fardeau fiscal	Sans fardeau fiscal
5 \$	11,2	12,0
4 \$	8,1	8,6
3 \$	5,9	6,3

Introduction

Le présent rapport se divise en deux : la partie I évalue les ressources potentielles de gaz naturel tandis que la partie II procède à une analyse économique de ces ressources, pour la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort. La partie I, rédigée par le Comité du potentiel pétrolier, donne un bref aperçu des zones d'exploration et des gisements de gaz naturel du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort. Les données proviennent du dossier public 1926 de la CGC, auquel on devrait se rapporter pour un examen complet des ressources pétrolières et gazières de la région. La partie II résume le rapport "Economic Potential of Mackenzie Delta - Beaufort Sea Undiscovered Natural Gas Resources" publié en octobre 1990 par le Comité économique des approvisionnements, rapport à la base de l'analyse économique des ressources de gaz.

Remerciements

Le Comité économique des approvisionnements tient à remercier M. Bruce Young de la Direction du génie de l'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada (APGTC) pour les renseignements et les conseils qu'il a fourni en matière de modèles techniques et économiques mis au point aux fins de la présente analyse. Mmes Jane Pearse et Phyllis Odenbach-Sutton de la Division de l'analyse économique et fiscale, du Secteur de l'énergie, qui ont généreusement dispensé des conseils sur l'application du régime fiscal et des redevances. Le Comité tient aussi à remercier M. Brian Bowers de la Direction des approvisionnements énergétiques de l'Office national de l'énergie pour ses conseils et ses commentaires.

PARTIE I. RESSOURCES PÉTROLIÈRES DU DELTA DU MACKENZIE ET DE LA MER DE BEAUFORT

Le dossier public 1926 de la CGC publié en 1988 et intitulé "Petroleum Resources of the Mackenzie Delta - Beaufort Sea", par Dixon, Morrell, Dietrich, Procter et Taylor, décrit la géologie générale, la géologie pétrolière ainsi que les ressources potentielles de pétrole et de gaz de la région. La carte de la figure 1 donne une idée du territoire couvert par la présente évaluation. Les principaux aspects physiographiques de la région comprennent, d'est en ouest, les lacs Eskimo, la péninsule de Tuktoyaktuk (Tuk), le delta sud du Mackenzie, l'île Richards, la plaine côtière du Yukon et, au nord, la mer de Beaufort, qui recouvre la partie submergée du delta du Mackenzie et d'autres bassins géologiques extracôtiers. La carte donne aussi une idée aérienne de l'étendue des groupes de zones explorées dont on s'est servi pour l'évaluation. Elle précise l'emplacement des gisements de gaz et du gazoduc envisagé dans le cadre du projet d'Esso, Shell et Gulf.

L'analyse géologique et l'évaluation des ressources pétrolières contenues dans le dossier public reposent sur des dizaines d'années d'études scientifiques effectuées par la CGC, en coopération avec l'APGTC et l'ONÉ, en vue d'intégrer les résultats des travaux de prospection de l'industrie pétrolière à ses propres recherches de même qu'appliquer les techniques d'évaluation perfectionnées ou mises au point par elle.

Description des zones

Le dossier public sur le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort décrit 20 zones d'exploration. Ces zones, identifiées et quantifiées, sont réunies en quatre groupes selon divers paramètres géographiques, géologiques et économiques. La figure 2 donne sous forme de tableau la valeur moyenne des réserves (gisements découverts) et des ressources potentielles des quatre groupes de zones : terrestre - épicontinentale, delta extracôtier, ouest de la mer de Beaufort et eaux profondes et zones diverses.

Le groupe **terrestre et épicontinental** réunit les huit zones de l'île Richards, du delta sud et de la péninsule Tuk, ainsi que leur prolongement dans les

Figure 2. RESSOURCES DU DELTA DU MACKENZIE ET DE LA MER DE BEAUFORT

PÉTROLE (10⁹ BARILS)

GAZ (billion de pi³)

Groupe de zones	Connues	Potentielles (%)	Connues	Potentielles (%)
Terrestre - épicontinentale	0,251	1,05	7,57	12,6
Delta extracôtier	0,910	1,25	3,29	9,4
Ouest de la mer de Beaufort	0,226	1,93	--	12,5
Eaux profondes et autres zones	0,357	1,16	0,88	18,8
Total	1,744	5,39	11,74	53,3

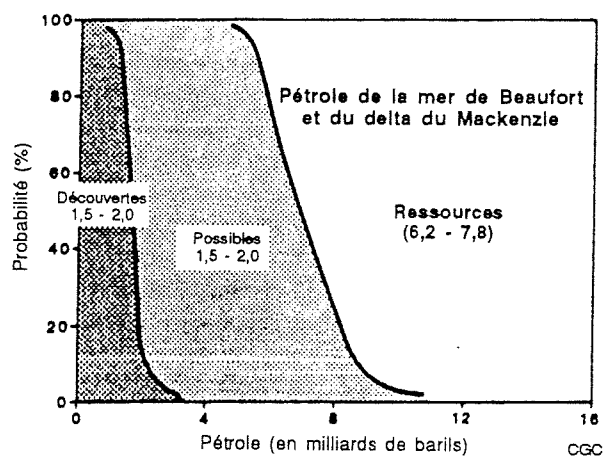


Figure 3. Ressources de pétrole du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort. Les valeurs correspondent aux seuils de probabilité de 75 et 25 p. 100.

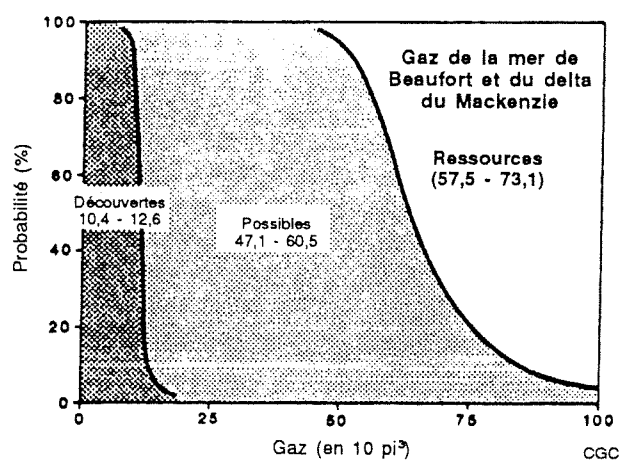


Figure 4. Ressources de gaz du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort. Les valeurs correspondent aux seuils de probabilité de 75 et 25 p. 100.

eaux peu profondes adjacentes. Ces zones comprennent des objectifs du Paléozoïque, du Mésozoïque et du Tertiaire. Les quatre zones du groupe du **delta extracôtier** constituent un étroit corridor d'objectifs d'âge tertiaire où plusieurs importants gisements de pétrole et de gaz ont été découverts. Le corridor s'étend du gisement de Tarsuit à celui d'Amauligak, sous environ 25 mètres d'eau. Le groupe de l'**ouest de la mer de Beaufort** comprend trois zones qui diffèrent sensiblement des zones principales du delta quant au type de piège, à l'âge des roches réservoirs et à la production du pétrole et du gaz. Enfin, le dernier groupe, soit celui d'**eau profonde et autres zones**, comporte cinq zones dominées par deux objectifs du Tertiaire en eaux plus profondes que les deux groupes de zones précédents. Ces deux objectifs se caractérisent par des gisements de sédimentation en eau profonde et dans des roches réservoirs. Les trois dernières zones sont théoriques et il faudra sans doute un certain temps avant qu'on en entreprenne une exploration digne de ce nom.

Ressources de gaz naturel

Les gisements de gaz naturel (et de pétrole) connus et les ressources potentielles, qui restent à découvrir, apparaissent à la figure 2, sous forme de tableau. Les deux types de ressources ont été estimés en fonction des probabilités et exprimés sous forme de distribution cumulative des fréquences. Les valeurs indiquées correspondent à la moyenne arithmétique (x) des distributions données dans le dossier public. L'analyse des ressources connues et potentielles de gaz naturel présente les points saillants qui suivent :

Terrestre - épicontinental : Le tiers environ des 22 billions de pi^3 (620 E9m^3) de gaz naturel récupérable qu'on estime exister dans ce groupe de zones a déjà été découvert dans 14 gisements. Ces derniers comprennent le gisement presque gigantesque de Taglu, plus ceux de Parsons et de Niglintgak, qui renferment chacun plus de 500 milliards de pi^3 (14 E9m^3) de gaz. Il reste encore à découvrir plus de 14 billions de pi^3 (400 E6m^3) de gaz, répartis dans 170 gisements. Il s'agit d'un groupe de zones structuralement complexes qui pose un véritable défi aux méthodes de prospection sismographiques modernes. Il est probable que les ressources soient dispersées dans un grand nombre de pièges, comparativement aux autres zones. En ce qui

concerne le pétrole, environ 20 p. 100 des ressources ont été recensées dans 14 gisements, ce qui laisse près de un milliard de barils (160 E6m^3) probablement répartis dans environ 150 gisements.

Delta extracôtier : Le champ pétrolifère géant d'Amauligak domine le groupe. Plus de 40 p. 100 des 2,1 milliards de barils (333 E6m^3) de pétrole qu'on croit exister dans ce groupe de zones ont été repérés dans sept gisements. La majorité des gisements de pétrole découverts sont accompagnés de gisements de gaz qui, avec les 120 nappes prévues qui n'ont pas encore été identifiées, portent les ressources au volume appréciable de près de 15 billions de pi^3 (423 E9m^3). À peine 22 p. 100 de ces ressources ont été découvertes. Le facteur de réussite pour le groupe est relativement élevé, soit d'environ 1:2, et les objectifs restants devraient comprendre des zones épaisses et très productives dans des structures faillées relativement simples.

Ouest de la mer de Beaufort : Ce groupe de zones est celui qui a suscité le moins de sondages, mais on estime qu'il recèle à peu près les mêmes ressources de pétrole et de gaz que le groupe précédent. La découverte d'un important gisement pétrolier à Adlartok laisse entrevoir une toute nouvelle série de possibilités d'exploitation, notamment au moins une accumulation de taille gigantesque. Bon nombre de structures envisageables se trouvent néanmoins dans des eaux plus profondes (50 - 100m) que dans la zone marine du delta. Les trois zones du groupe s'étendent jusqu'en Alaska. Jusqu'à présent, on n'a pas découvert de gisement de gaz, mais les ressources potentielles pourraient être très importantes, soit de l'ordre de 11,4 billions de pi^3 (320 E9m^3), en moyenne.

Eaux profondes et autres zones : On n'a vérifié qu'une des cinq zones du groupe, ce qui a conduit à la découverte de plusieurs gisements de pétrole et de gaz. Le gisement pétrolier de Kopanoar et le gisement gazier de Kenalooak semblent relativement importants, mais on ne pourra sans doute pas en entreprendre rapidement l'exploitation au moyen des plates-formes classiques, car ils se trouvent à plus de 50 m de profondeur et la banquise rendrait une telle opération hasardeuse. Les deux zones en eaux profondes devraient cacher des gisements importants, estimés en moyenne à 1,5 milliard de barils (240 E6m^3) de pétrole et à près de 20 billions de pi^3 (563 E9m^3) de gaz naturel. Par

ailleurs, on situe les ressources potentielles du groupe, de façon tout à fait spéculative, à 2 milliards de barils (317 E6m³) de pétrole et à plus de 30 billions de pi³ (845 E9m³) de gaz naturel.

Ressources totales de la région

Les figures 3 et 4 indiquent le volume total de pétrole et de gaz qu'on pense exister dans les 20 zones explorées du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort. On fixe les réserves de pétrole entre 6,2 et 7,8 milliards de barils (984 et 1 238 E6m³), au seuil de probabilité de 75 à 25 p. 100. Les attentes moyennes sont de 7,1 milliards de barils, dont environ 24 p. 100 ont été découverts, ce qui laisse un potentiel notable de 4,7 à 5,8 milliards de barils (de 746 à 921 E6m³).

On estime également qu'il existe entre 57,5 et 73,1 billions de pi³ (1,6 et 2,1 E12m³) de gaz naturel dans la région (seuil de probabilité de 75 à 25 p. 100). Les attentes moyennes se chiffrent à 67 billions de pi³ (1,9 E12m³). Environ 17 p. 100 des réserves totales ont déjà été identifiées, ce qui en laisse de 47,1 à 60,5 billions de pi³ (1,3 à 1,7 E12m³) à découvrir. Les ressources potentielles de gaz sont beaucoup plus importantes à un plus faible seuil de probabilité.

Ressources d'intérêt courant

Jusqu'à présent, pratiquement tous les gisements de gaz naturel découverts longent les groupes terrestre - épicontinental et delta extracôtier, à des endroits permettant le recours aux méthodes classiques ou à certaines techniques particulières de forage, d'exploitation et de production (îles artificielles, caissons, navires de forage). Ailleurs, on peut adapter ou mettre au point des techniques à un coût acceptable. Le projet du delta du Mackenzie proposé par Esso, Shell et Gulf et le projet d'exploitation pétrolière d'Amuligak envisagé par Gulf montrent que ces deux groupes de zones suscitent beaucoup d'intérêt dans la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort.

Les groupes ouest de la mer de Beaufort et eaux profondes n'ont fait l'objet que de sondages épars et un seul gisement de gaz exploitable a été repéré jusqu'à présent. La découverte de pétrole à

ces endroits est encourageante, mais le temps qu'exigeront la prospection et la mise en valeur des ressources enlèvent tout intérêt commercial actuel à leur exploitation.

PARTIE II. POTENTIEL ÉCONOMIQUE DES RESSOURCES DE GAZ NATUREL NON DÉCOUVERTES DANS LE DELTA DU MACKENZIE ET LA MER DE BEAUFORT

L'analyse économique des ressources non découvertes dans la région repose sur l'évaluation des ressources présentée dans le dossier public 1926 de la CGC, de même que sur les données complémentaires du fichier électronique de l'IGSP, fournies au Comité économique des approvisionnements. Les estimations du Comité du potentiel géologique s'appliquent aux ressources techniquement récupérables, sans égard à la rentabilité économique. L'analyse présentée à la partie II du présent rapport décrit l'approche et la série d'hypothèses qui ont servi à évaluer la partie des ressources potentielles susceptible de constituer un investissement rentable, compte tenu des hypothèses économiques appropriées pour la région.

Tel qu'indiqué à la partie I, les 20 zones d'exploration de la région peuvent être subdivisées en quatre groupes dont les réserves potentielles totales approchent 53 billions de pi³ (1,5 E12m³). Pour l'instant, l'analyse économique ne porte que sur les groupes **terrestre - épicontinental et delta extracôtier** où dix zones d'exploration devraient receler 22 billions de pi³ (620 E9m³) de gaz naturel non découverts à ce jour. La technologie requise pour aménager et exploiter les gisements des groupes **ouest de la mer de Beaufort et eaux profondes et autres zones** (ressources potentielles de 31 billions de pi³ ou 882 Em³) est à l'heure actuelle du domaine de la spéculation. Ces groupes ont donc été exclus de l'analyse.

On n'a tenu compte des gisements connus que dans la mesure où ils permettraient la mise en place d'un réseau de collecte et d'installations de traitement dans le delta du Mackenzie, de même que la construction d'un gazoduc pour acheminer le gaz vers les marchés du sud. Les demandes d'exportation actuelles de Esso, Shell et Gulf prévoient la construction d'un gazoduc capable d'acheminer 1,2 milliards de pi³ (34 E6m³) de gaz par jour pendant 20 ans. Les réserves d'où proviendra le gaz visé par

les demandes sont évaluées à 9,2 billions de pi³ (259 E9m³). La production des gisements commencera à décliner environ 15 ans après le début de l'exploitation et, par la suite, on devra entamer l'exploitation de nouvelles réserves pour maintenir l'utilisation du gazoduc à sa capacité maximum.

Les estimations relatives aux ressources potentielles de gaz sont pertinentes dans la mesure où l'on doit déterminer si des réserves exploitables justifient les demandes actuelles relatives à l'exportation de gaz, à la prolongation de la vie utile du gazoduc, aux dimensions et à la capacité de ce dernier et, en général, à un vaste projet d'aménagement dans le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort.

En appliquant l'analyse aux zones d'exploration, on fait un meilleur usage des données géologiques et des renseignements sur les roches réservoirs. L'analyse économique en elle-même examine les cas avec et sans fardeau fiscal. Pour mieux illustrer cette approche, on a procédé à une analyse détaillée de la zone de Taglu. Les autres chiffres combinent les résultats des analyses sur les différentes zones.

Exigences relatives à la mise en valeur, la production et les coûts

La Division de l'analyse des ressources pétrolières a conçu et mis au point un modèle pour évaluer les paramètres techniques et économiques nécessaires à l'analyse économique des ressources, avec l'aide de la Direction du génie de l'APGTC. Ce modèle est un instrument général et cohérent permettant de préciser la technologie requise pour aménager et exploiter les gisements de gaz, les profils de production envisageables et les coûts connexes, de même que l'importance des investissements. Deux sources de données ont servi à construire le modèle : a) l'analyse des scénarios et des coûts d'aménagement plausibles pour les gisements découverts dans le delta du Mackenzie, effectuée par l'APGTC en avril 1989, et b) les plans et coûts de mise en valeur préliminaires appuyant les demandes d'exportation récemment présentées par Esso, Shell et Gulf à l'Office national de l'énergie.

Les exigences relatives à la mise en valeur et à la production comprennent le forage de puits

producteurs, la construction des installations de traitement et des gazoducs qui achemineront le gaz vers l'usine existante et la compression du gaz pour retarder l'affaiblissement de la production. On prévoit aussi construire une plate-forme pour les gisements extracôtiers. On détermine le nombre de puits nécessaires à l'exploitation d'un gisement de gaz en divisant les réserves récupérables par les réserves moyennes par puits. On estime la production en assignant le gisement à une de quatre classes, en fonction des réserves récupérables. Un profil de production caractéristique pour chaque classe définit le taux de production initial, le nombre d'années pendant lesquelles ce taux peut être maintenu, l'importance de la baisse de production et la vie productive du gisement. L'analyse économique prévoit donc explicitement l'exploitation accélérée habituellement associée aux plus petits gisements. On détermine la taille des installations de traitement sur place et des compresseurs en prenant pour taux théorique le taux de production initial. Le coût des puits d'exploration est réputé être constant et reflète des coûts d'installation élevés (fixes). Ceux-ci dépendent du forage sur terre ou en mer. Les frais associés aux études géologiques et géophysiques ont été estimés à 20 p. 100 du coût des forages. Le coût de l'aménagement des puits productifs dépend de la profondeur des roches réservoirs. Le coût en capital des installations de traitement et de compression sur les lieux varie avec le taux de production initial du gisement. Le coût du gazoduc est déterminé par la distance et le type de terrain. Les frais généraux concernant l'exploitation correspondent à un pourcentage fixe du coût des installations et du gazoduc. Enfin, les coûts d'exploitation des immobilisations sont égaux à un pourcentage fixe des coûts en capital totaux.

Pour faciliter l'analyse du flux de liquidités, on suppose que les coûts d'exploration (y compris les études géologiques et géophysiques) sont étalés sur trois ans. Les dépenses en immobilisations relatives à l'aménagement débutent l'année suivant la découverte du gisement. La mise en valeur demande un ou trois ans, selon le nombre de puits requis. Ainsi, pour les gisements nécessitant un ou deux puits, tous les frais sont défalqués la même année tandis que pour ceux de trois ou de quatre puits, le coût des puits et des installations est étalé sur deux ans. Le pipeline qui doit acheminer le gaz jusqu'aux installations est construit l'année qui précède la mise

en production tandis que les compresseurs sont installés l'année qui précède la chute de production.

Analyse économique

Objectif. L'évaluation des ressources potentielles fournie par le Comité du potentiel géologique estime les gisements non découverts récupérables d'après la technique existante, sans tenir compte des facteurs économiques. L'analyse économique qui suit estime la partie des ressources potentielles qui pourrait constituer un investissement rentable selon des hypothèses précises, à longue échéance. C'est ce qu'on appelle le **potentiel économique**. Le présent rapport étudie le potentiel économique avec et sans fardeau fiscal.

Méthodologie. L'évaluation du potentiel économique est sensible aux prix et est fonction du prix à l'emplacement de l'installation. L'analyse compare les prix à la production du gaz naturel au prix minimum requis envisageable (prix d'offre). Le prix offert est celui applicable aux installations de distribution du delta du Mackenzie.

L'analyse qui suit est micro-économique en ce sens qu'elle s'applique à chaque zone. On a tenu compte des facteurs géologiques, techniques et économiques en ce qui concerne l'instrument d'analyse de base pour la prise de décisions en matière d'investissements -- la zone de production possible. Les résultats pour le bassin sont la somme des résultats pour les différentes zones.

Infrastructure

L'analyse économique des ressources potentielles résiduelles part de l'hypothèse qu'il existe un vaste projet d'exploitation des gisements de gaz connus, comprenant des installations de traitement et un gazoduc pour acheminer le gaz vers les marchés du sud. On suppose que les liquides du gaz naturel sont extraits aux usines de traitement puis expédiés à Norman Wells par oléoduc ou pipeline dédié aux liquides du gaz naturel. Pour déterminer le droit de péage, on présume que le coût du gazoduc est en grande partie amorti. On suppose également qu'il existe une capacité excédentaire de traitement une fois que la production des réserves initiales diminue.

Paramètres économiques secondaires

Les bénéfices actualisés servent à déterminer la taille minimum que devrait avoir le gisement récupérable pour couvrir les coûts du cycle complet, à un prix donné. Tous les coûts sont établis en dollars de 1988. Pour assurer la précision des calculs en ce qui concerne les taxes et les redevances, on applique un taux d'inflation annuel de 4 p. 100 aux coûts et aux prix puis on convertit les résultats en dollars de 1988. Les autres hypothèses utilisées dans l'analyse sont les suivantes :

Régime fiscal. Le régime fiscal à long terme est identique à celui en place. On suppose que les sociétés sont entièrement imposables. On présume également que le crédit d'impôt à l'exploration n'est plus applicable.

Coûts pour le cycle complet. Les frais généraux, les frais liés aux études géologiques et géophysiques et le coût des forages d'exploration sont inclus dans l'analyse.

Taux de rendement. On suppose un taux de rendement réel, égal à 15 p. 100 des bénéfices actualisés, après déductions des taxes, pour tous les coûts.

Frais de traitement. On a estimé les frais de traitement aux installations de Esso, Shell et Gulf mentionnées dans les récentes demandes d'exportation au moyen d'une formule standard de type "Jumping Pound". On a supposé que les frais restaient constants, au taux initial.

Risque des travaux d'exploration. On suppose six puits infructueux pour chaque puits d'exploration productif, soit un taux de réussite économique de 1:7 compte tenu des coûts associés à la découverte du gisement, notamment le rendement marginal des investissements. On doit comparer ce rapport au taux de réussite technique de 1:3 enregistré lors de la recherche de pétrole et de gaz dans la région. Le taux de réussite économique se situe dans les limites acceptables d'un prix à l'usine de 3 \$ par million de pi³ dans le delta du Mackenzie et de la fourchette de prix envisagée.

Cas modèle

Le prix du gaz naturel et la distance jusqu'aux installations de traitement sont des variables déterminantes lorsqu'il s'agit de déterminer la taille des gisements marginalement rentables. Les prix dont bénéficieront les producteurs du delta ont été estimés en soustrayant les droits de péage du prix réalisable à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan. Les prix applicables aux gisements potentiels correspondront à ceux en vigueur durant la dernière partie de la vie utile du principal réseau de transport. L'analyse étant à long terme, on a fixé le prix à la frontière autour de 4 \$ par million de pi^3 . Le prix à l'installation dans le delta repris dans le cas modèle est de 3 \$ par million de pi^3 , soit le prix à la frontière moins 1 \$ de droit de péage par million de pi^3 . La distance jusqu'aux installations de traitement est importante, mais il s'agit d'une variable. Les gisements potentiels pourraient se trouver à peine à 5 km des installations ou être distants de 50 km. On a retenu une distance moyenne de 25 km pour le cas modèle.

Exemple d'analyse : zone de Taglu

Suivent les résultats de l'analyse économique de la zone de Taglu, lesquels illustrent la méthodologie utilisée. On trouvera une description de la géologie de cette zone et l'évaluation des ressources dans le dossier public 1926 de la CGC. Aux fins de l'analyse économique, on suppose que le gisement se trouve à une profondeur moyenne de 2 000 m. On présume également que le gisement producteur est accessible de la terre ferme ou des sites de forage en eau peu profonde. On situe le coût des puits d'exploration à 6,0 \$ millions par puits et le coût des études géologiques et géophysiques à 1,2 \$ million (20 p. 100 du coût des puits d'exploration). Le coût des puits productifs a été établi à 6,0 \$ millions par puits, dont 40 p. 100 pour le conditionnement. Les gazoducs coûtent en moyenne 3,0 \$ millions par mille. Le coût des installations de surface et de compression dépend du taux de production initial et, par conséquent, varie selon l'importance du gisement.

Gisement marginalement exploitable c. prix

Les figures 5 et 6 donnent la taille des gisements à rentabilité marginale pour la zone de Taglu, avec et sans fardeau fiscal, à une distance variable des installations de traitement. Les données utilisées pour établir les courbes apparaissent aux tableaux 2 et 3. Tel que prévu, l'importance des réserves requises pour justifier l'exploration et l'exploitation diminue avec la hausse des prix et le rapprochement des installations de traitement. À la figure 5, on peut voir qu'à 3 \$ par million de pi^3 , le gisement doit renfermer 105 milliards de pi^3 (3 E9m³) de gaz récupérable pour être rentable de façon marginale, avec tout le fardeau fiscal, lorsqu'il se trouve à 5 km des installations de traitement. Au même prix, les réserves marginales montent à 145 milliards de pi^3 (4,1 E9m³) et à 200 milliards de pi^3 (5,6 E9m³) lorsque l'éloignement du gisement passe à 25 et à 50 km. Une comparaison des dimensions des gisements marginalement exploitables avec et sans fardeau fiscal n'indique aucun écart, ce qui confirme l'hypothèse selon laquelle le régime fiscal actuel n'entrave pas de façon sensible l'investissement dans les projets de rentabilité marginale.

Tableau 2

Dimensions du gisement marginal (milliards de pi^3)
Zone de Taglu
Avec fardeau fiscal

Prix	5 km	25 km	50 km
2 \$	195,4	265,9	330,0
3 \$	105,7	145,0	199,3
4 \$	55,8	80,0	145,0

Tableau 3

Dimensions du gisement marginal (milliards de pi^3)
Zone de Taglu
Sans fardeau fiscal

Prix	5 km	25 km	50 km
2 \$	176,0	226,0	289,9
3 \$	72,9	127,7	172,8
4 \$	49,6	68,6	116,5

Potentiel économique des gisements de gaz

Aux figures 7 et 8 apparaît la courbe de l'offre et des prix avec et sans fardeau fiscal. Les données à l'appui se retrouvent aux tableaux 4 et 5. Le potentiel économique augmente avec les prix et diminue en fonction de la distance entre le gisement et les installations de traitement. Ainsi, à 3 \$ par million de pi³ et avec une distance de 25 km, des réserves de 2,6 milliards de pi³ (73 E9m³) peuvent être rentables, du moment qu'elles comportent un fardeau fiscal. Au même prix, le potentiel économique diminue de 0,17 milliard de pi³ (4,9 E9m³) lorsque le gisement se trouve à 50 km des installations.

Tableau 4

Potentiel économique des gisements de gaz
(milliards de pi³)
Zone de Taglu
Avec fardeau fiscal

Prix	5 km	25 km	50 km
2 \$	2 406,7	2 179,6	2 179,6
3 \$	2 825,2	2 571,6	2 406,7
4 \$	3 203,7	3 010,9	2 571,6

Tableau 5

Potentiel économique des gisements de gaz
(milliards de pi³)
Zone de Taglu
Sans fardeau fiscal

Prix	5 km	25 km	50 km
2 \$	2 406,7	2 406,7	2 179,6
3 \$	3 010,9	2 714,7	2 406,7
4 \$	3 256,4	3 081,7	2 714,7

Potentiel économique des gisements du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort

Le potentiel économique des gisements de gaz du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort correspond à la somme des estimations pour les différentes zones explorées. Les figures 9 et 10 illustrent le lien qui existe entre le potentiel économique et le prix, avec et sans fardeau fiscal.

Les figures 11 et 12 donnent les mêmes courbes pour le groupe **terrestre - épicontinental**, tandis que les figures 13 et 14 correspondent à celles du groupe du **delta extracôtier**. Les tableaux 6 à 11 fournissent les données à l'appui. Lorsqu'on compare les deux groupes de zones, on constate que plus de 90 p. 100 des ressources totales exploitables du cas modèle appartiennent au groupe **terrestre - épicontinental**. La plupart des gisements en eaux profondes ne pourront être exploités de façon rentable tant que le prix du gaz n'approchera pas 4 \$ par million de pi³ ou s'ils sont trop éloignés du réseau de collecte et des installations de traitement. Les courbes de l'offre des deux groupes de zones le montrent parfaitement. Le potentiel du groupe **terrestre - épicontinental** diminue peu à peu avec la hausse des prix tandis que celui du groupe du **delta extracôtier** présente une plus grande élasticité avec les prix.

Tableau 6

Potentiel économique des gisements de gaz
(milliards de pi³)
Delta du Mackenzie et
mer de Beaufort
Avec fardeau fiscal

Prix	5 km	25 km	50 km
2 \$	6 869,9	5 878,8	4 427,4
3 \$	8 960,3	8 125,0	7 409,1
4 \$	12 498,3	11 167,9	9 270,0

Tableau 7

Potentiel économique des gisements de gaz
(milliards de pi³)
Delta du Mackenzie et
mer de Beaufort
Sans fardeau fiscal

Prix	5 km	25 km	50 km
2 \$	7 471,6	6 332,4	4 920,1
3 \$	10 299,1	8 605,2	7 808,6
4 \$	13 070,4	11 979,3	10 933,3

Tableau 8
 Potentiel économique des gisements de gaz
 (milliards de pi³)
 Terrestre et épicontinental
 Avec fardeau fiscal

Prix	5 km	25 km	50 km
2 \$	6 332,4	5 878,8	4 427,4
3 \$	8 178,3	7 587,5	6 871,6
4 \$	9 424,6	8 870,9	7 924,7

Tableau 9
 Potentiel économique des gisements de gaz
 (milliards de pi³)
 Terrestre et épicontinental
 Sans fardeau fiscal

Prix	5 km	25 km	50 km
2 \$	6 934,1	6 332,4	4 920,1
3 \$	8 809,9	8 067,7	7 271,2
4 \$	9 522,5	9 066,9	8 265,5

Tableau 10
 Potentiel économique des gisements de gaz
 (milliards de pi³)
 Delta extracôtier
 Avec fardeau fiscal

Prix	5 km	25 km	50 km
2 \$	537,5	0,0	0,0
3 \$	782,1	537,5	537,5
4 \$	3 073,8	2 297,0	1 345,3

Tableau 11
 Potentiel économique des gisements de gaz
 (milliards de pi³)
 Delta extracôtier
 Sans fardeau fiscal

Prix	5 km	25 km	50 km
2 \$	537,5	0,0	0,0
3 \$	1 489,2	537,5	537,5
4 \$	3 547,9	2 912,4	2 667,8

En résumé, l'analyse révèle que pour que le projet s'avère rentable, il faudrait trouver 8,1 billions de pi³ (228 E9m³) ou 8,6 billions de pi³ (242 E9m³) de gaz, avec et sans fardeau fiscal respectivement, parmi les ressources potentielles de 22 billions de pi³ (620 E9m³) des deux groupes de zones, et les mettre en valeur et les exploiter, compte tenu d'un prix à la tête de l'installation de 3 \$ par million de pi³ et d'une distance moyenne de 25 km jusqu'aux installations. Le potentiel économique correspond pratiquement à 40 p. 100 des ressources totales non découvertes pour les deux groupes ("ressources d'intérêt courant"), mais à 15 p. 100 seulement des ressources potentielles totales de 53,3 billions de pi³ (1,5 E12m³) dont la CGC a estimé l'existence dans les quatre groupes de zones du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort.

Conclusions

L'analyse économique des groupes **terrestre - épicontinental** et du **delta extracôtier** permet de tirer les conclusions suivantes : a) il existe des gisements potentiels suffisamment importants pour en permettre la mise en valeur initiale; b) d'après le cas modèle (prix de 4 \$ par million de pi³ à la frontière de l'Alberta), le seuil de rentabilité pour la prospection se situe à 8,1 billions de pi³ (228 E9m³), avec fardeau fiscal. Au prix de 5 \$ par million de pi³, les gisements potentiels rentables passent à 11,2 billions de pi³ (315 E9m³); c) les estimations analogues en l'absence de fardeau fiscal se chiffrent à 8,6 billions de pi³ (242 E9m³) et à 12,0 billions de pi³ (338 E9m³) respectivement; d) environ 40 p. 100 des ressources potentielles totales dans les deux groupes de zones qui suscitent l'intérêt actuel pourraient être exploités de façon économique au prix à l'installation de 3 \$ par million de pi³ (4 \$ par million de pi³ à la frontière de l'Alberta); e) ce potentiel économique correspond à environ 15 p. 100 des ressources non découvertes du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort; f) la demande d'exportation actuelle porte sur la moitié des ressources exploitables totales (9 billions de pi³ sur 19, 253 E9m³ sur 535); g) le fardeau fiscal ne réduit pas sensiblement le potentiel économique; et h) la rentabilité économique envisageable des fonds investis dans la prospection dépend plus du prix que du fardeau fiscal.

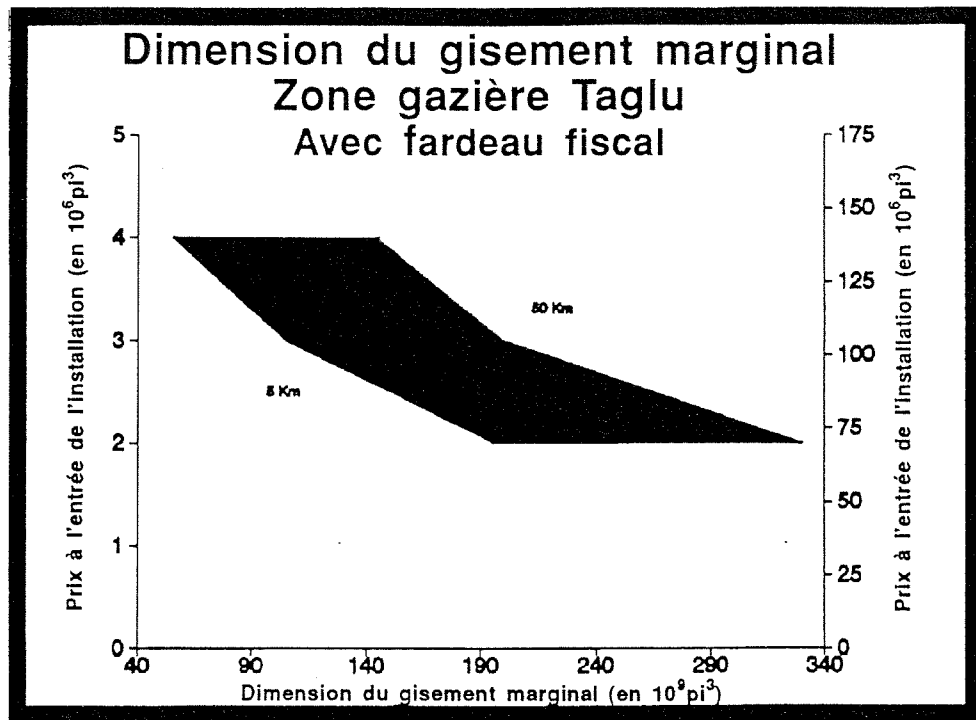


Figure 5

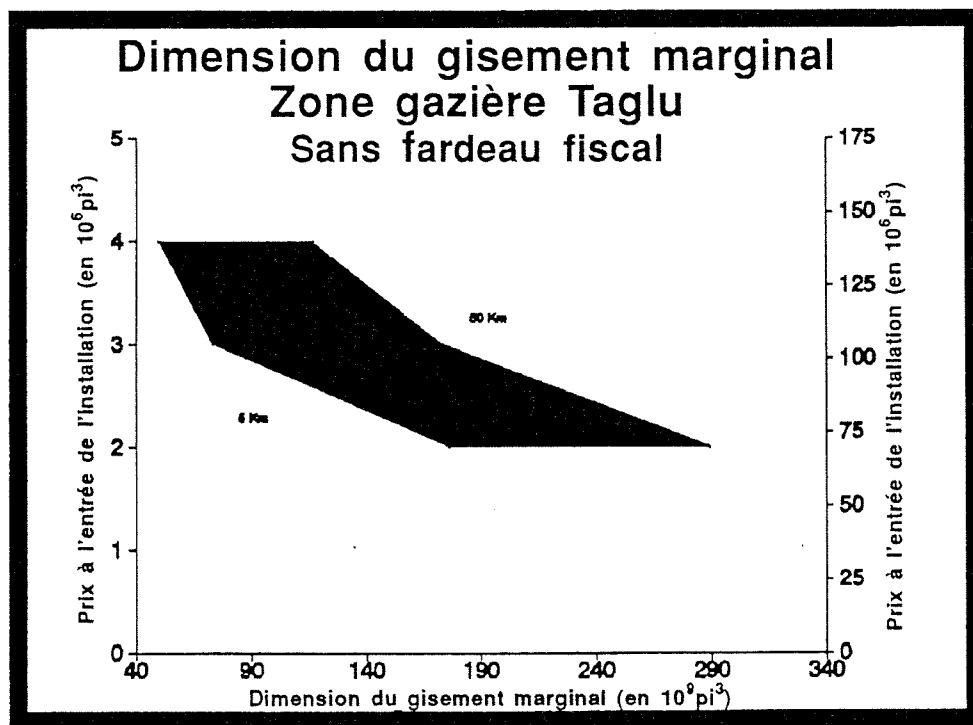


Figure 6

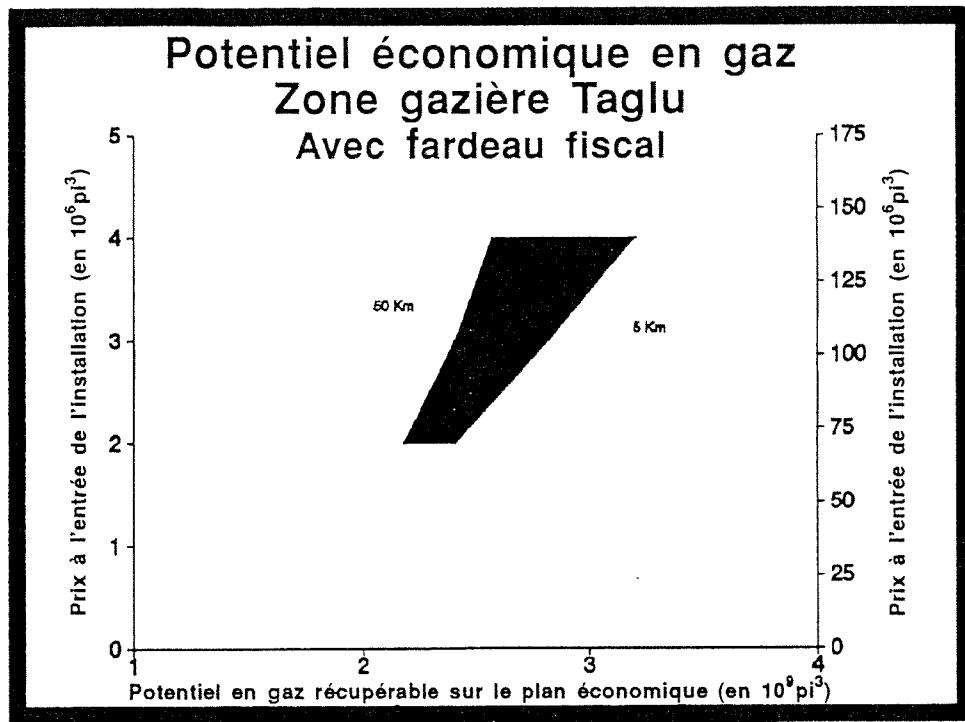


Figure 7

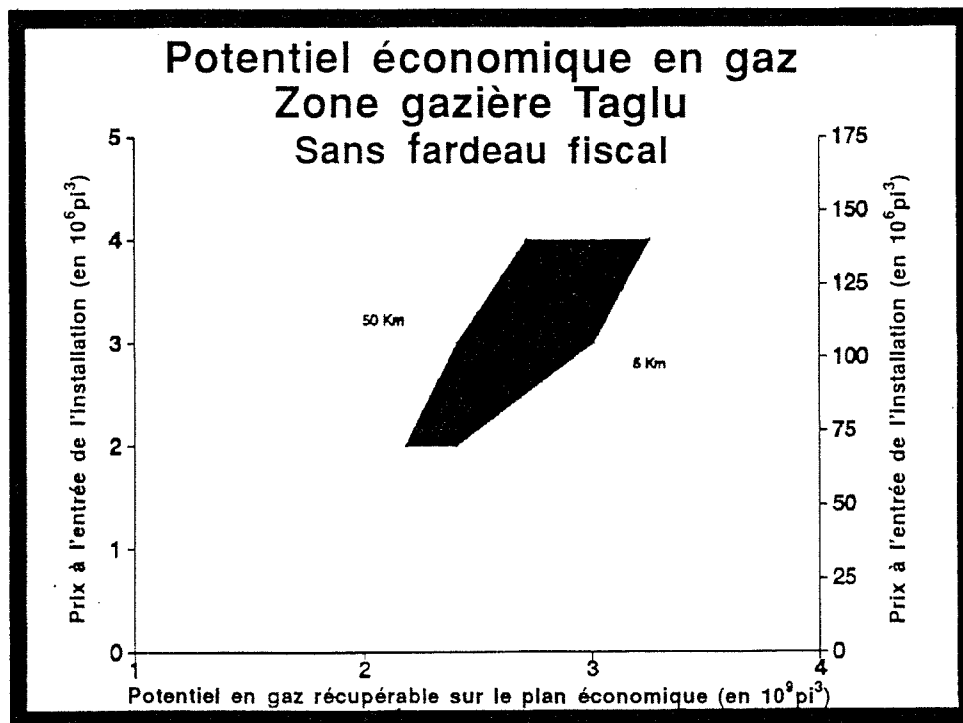


Figure 8

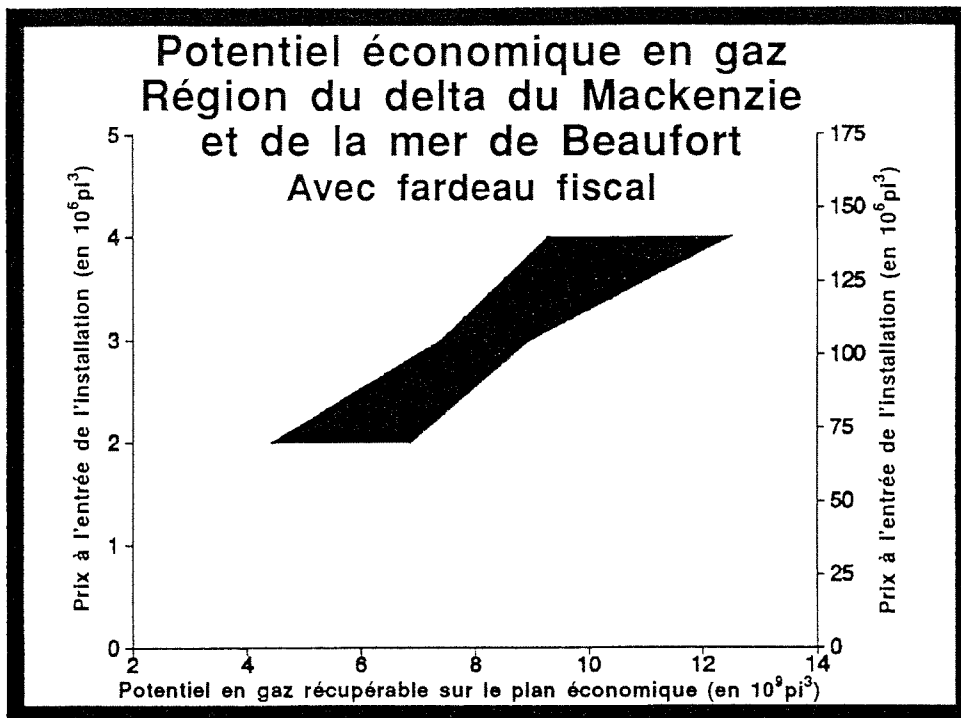


Figure 9

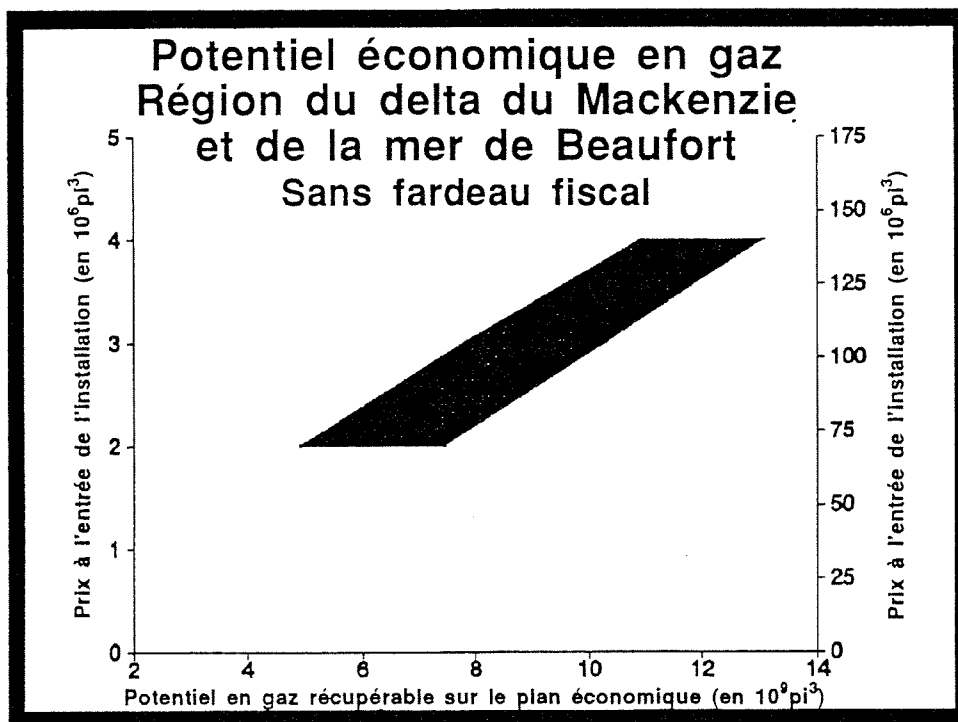


Figure 10

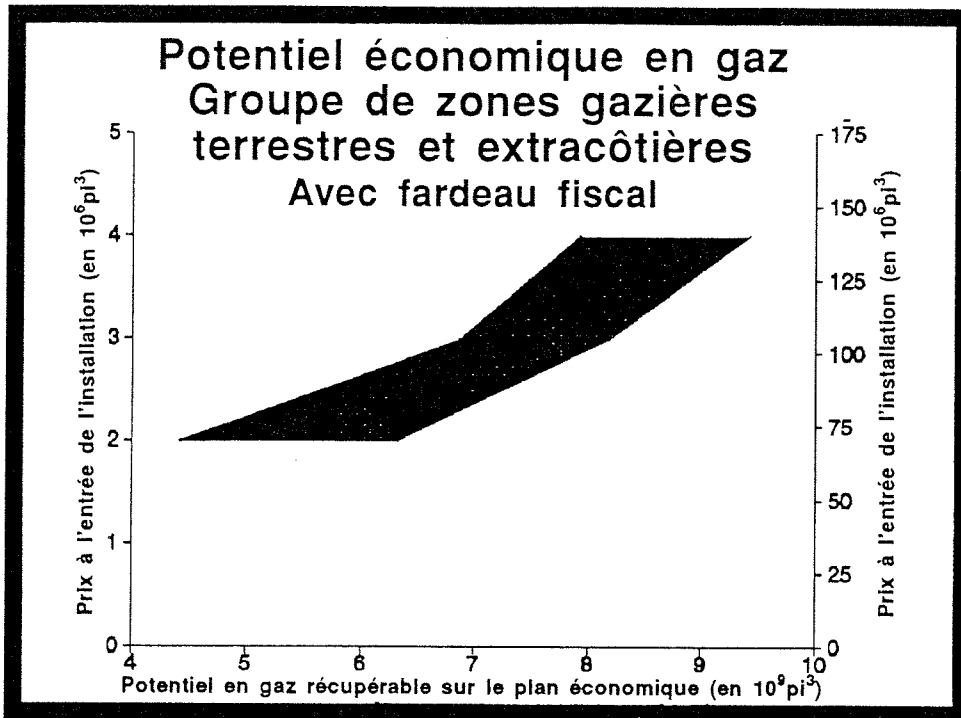


Figure 11

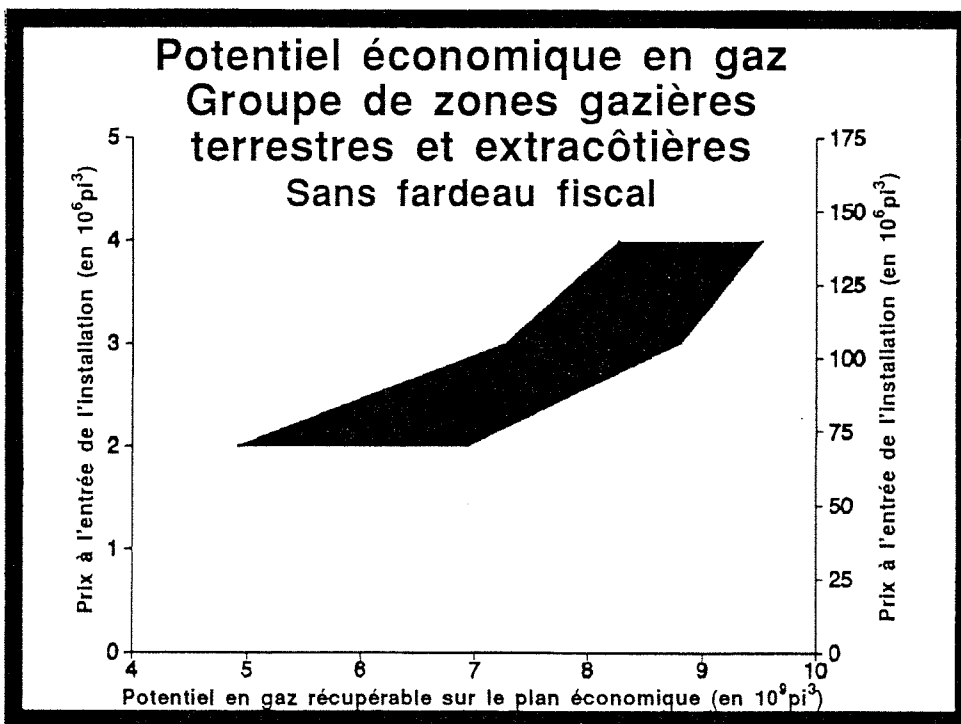


Figure 12

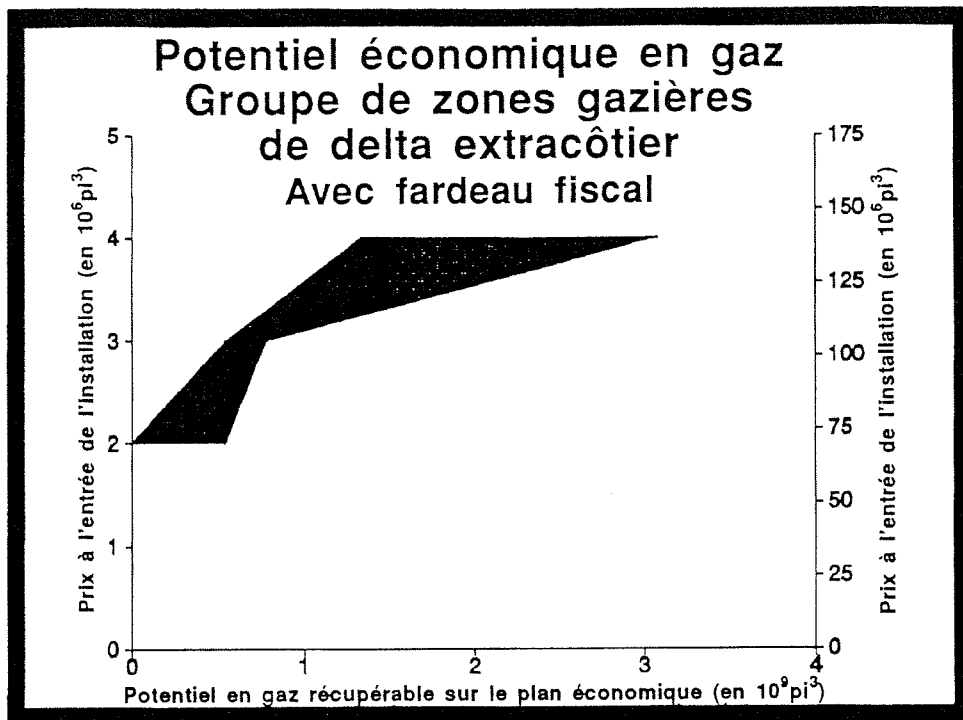


Figure 13

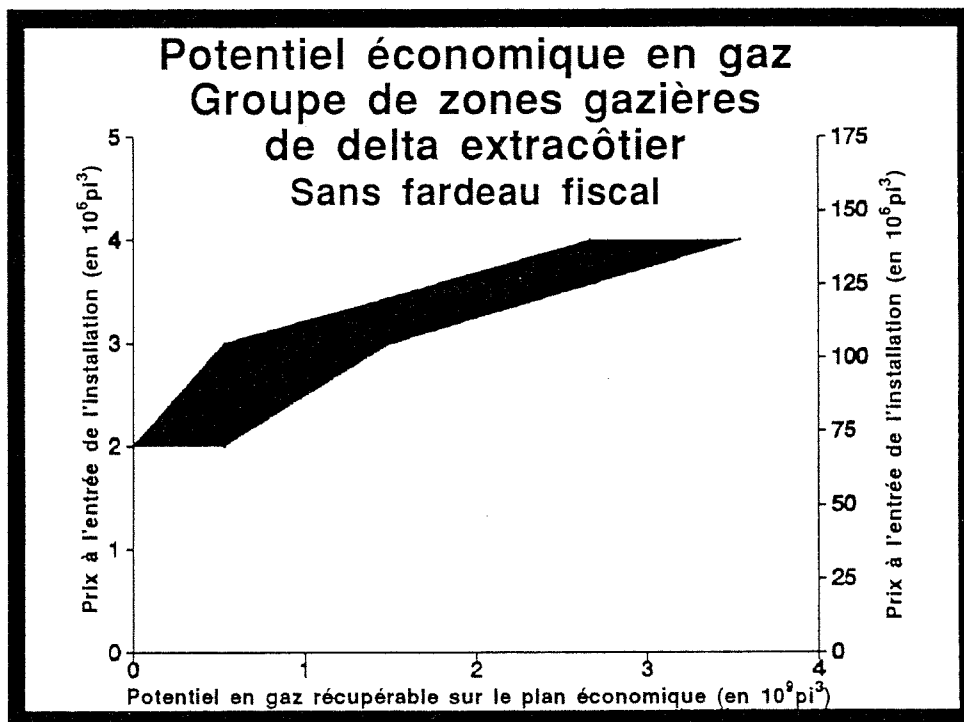


Figure 14