

**LEGISLATIVE ASSEMBLY OF THE**

**NORTHWEST TERRITORIES**

**8<sup>TH</sup> ASSEMBLY, 59<sup>TH</sup> SESSION**

**TABLED DOCUMENT NO. 11-59**

**TABLED ON    May 20, 1976**

*Subject Doc 11-59  
Issued May 20, '76*



Energy, Mines and  
Resources Canada

Energie, Mines et  
Ressources Canada

Indian and  
Northern Affairs

Affaires indiennes  
et du Nord

## Statement of Policy

# **PROPOSED PETROLEUM AND NATURAL GAS ACT**

and

# **NEW CANADA OIL AND GAS LAND REGULATIONS**

May 1976

## CONTENTS

	Page
STATEMENT OF POLICY Proposed Petroleum and Natural Gas Act and New Canada Oil and Gas Land Regulations .....	1
SCHEDULE A Proposed Legislative Elements as Related to Existing Permits and Leases .....	5
SCHEDULE B Work Requirements for Statutory Renewals on Existing Permits .....	13
SCHEDULE C Comparative Table of Present and Proposed Legislative Elements as Related to Disposition of Crown Reserve Rights .....	15
SCHEDULE D Fundamentals of the Progressive Incremental Royalty .....	17

## STATEMENT OF POLICY

### Proposed Petroleum and Natural Gas Act and New Canada Oil and Gas Land Regulations

The Honourable Alastair Gillespie, Minister of Energy, Mines and Resources and the Honourable Judd Buchanan, Minister of Indian Affairs and Northern Development today announced the elements of a Petroleum and Natural Gas Act which will be placed before Parliament later this year. The Act will provide for a new regulatory system to govern the manner in which oil and gas rights are made available for development in Canada's Territories and Offshore regions. The accompanying Schedules set out the proposed legislative elements.

This new legislation is designed to promote the early assessment of Canada's frontier oil and gas resources through incentives to explore, and disincentives to allow land to remain idle, and by granting the necessary authority to require a certain pace in exploration activity as a condition of holding exploration permits. This is in accordance with the goal of self-reliance and the elements of the National Energy Strategy announced in late April. Given the desirability of reducing our dependence on foreign oil there is an essential "need to know" associated with the early delineation of Canada's resource base with a view to developing a secure supply of hydrocarbons for our future needs. Should it become evident that the reserves are not there, the sooner we know the better, so that other options available to Canada based on non-petroleum sources of supply can be proceeded with.

The legislative elements to stimulate increased levels of exploration include certain fiscal and land-holding incentives, together with complementary provisions for greater governmental control over the timing, direction, rate and level of exploration, development and production activities. In addition, the legislation will permit Canadian firms, including Petro-Canada, to benefit more fully from the development of the resource base.

Some 500 million acres of land are now out under federal permits. Figure 1 indicates how the 12-year term of these permits expires over the next seven years.

Improved efficiency in the collection of a fair share of the economic rent from discoveries will be accommodated through the introduction of a new Progressive Incremental Royalty system in addition to the basic royalty on production.

As a special incentive for early exploration activity in the frontier regions, all discoveries made on or before June 30, 1980, will be exempted from payment of the incremental royalty for a period of three years from the date when it would first become payable.

The Ministers noted that the continued involvement of Industry is essential, not only from the standpoint of providing investment capital, but for new ideas stimulated by the competitive nature of the business. A discovery may be the result of several successive waves of exploration based on different methods of collecting and utilizing information.

Specific measures which will allow the industry to earn significant returns from successful ventures include implementation of the unitary development concept by granting a production licence for the entire production area within a permit; retaining the nominal 10 per cent royalty which may be reduced where economic conditions warrant; making the Progressive Incremental Royal (PIR) payable only after a reasonable rate of return has been generated; and providing a PIR holiday for those discoveries made prior to June 30, 1980. In addition, the absence of rentals on exploration permits and provision of a refund of rentals on provisional leases for new exploration work retains the "no front end load" principle and ensures that scarce resource capital is channelled directly into exploratory work. In this way the Government is delaying the collection of the Crown's share of resource revenues until such time as production takes place and sufficient revenues are generated to carry such a fiscal load.

It is intended that the proposed Petroleum and Natural Gas Act will provide for:

- (1) A degree of certainty of tenure for the holders of oil and gas rights, as indicated in attached Schedules A and C;
  - (2) A fair share to Canada of the economic rent generated from oil and gas production in Canada's frontier areas, by means of a 10% royalty with further returns to the Government through the Progressive Incremental Royalty system, either in production or in cash, as outlined in the attached Schedule D;
  - (3) Assurance that Canadian consumers will have access to reserves developed in Canada's frontier areas, notwithstanding the existence of any export contracts between producers and purchasers.
- (a) transfer any interests; or
  - (b) create oil and gas supply arrangements; and, make provision for possible Ministerial approval of farm-outs;
- (9) Providing for shorter confidential periods for proprietary information i.e. geophysical, geological, feasibility, environmental;
  - (10) Authorizing the Minister to order exploration drilling on a specified prospect within a reasonable time;
  - (11) Broadening the Minister's authority in ordering development drilling of discovered reserves;

The new Act will authorize Regulations that impact on present contractual obligations. These will include provisions designed to accelerate oil and gas activity, including:

- (1) Marked increases in work obligations for existing permits in most areas, as detailed in the attached Schedule B;
- (2) Issuance of production rights only upon the commencement of production, and for shorter periods of time;
- (3) The option for Petro-Canada to acquire a 25% working interest in any existing grant for which a special-renewal permit is granted or in any provisional lease issued before a discovery has been made;
- (4) A guideline of 25% as the minimum level of Canadian participation in production licences and for provisional leases when a discovery has been made, below which the Minister may not wish to issue such a lease or licence (Canadian equity in existing permits is indicated in Figure 2);
- (5) Authorizing the administering authority to order the commencement and continuation of production;
- (6) Authorizing the Minister to stipulate the posted price of oil and gas production, on the basis of fair market value at fieldgate or extraction plant;
- (7) Authorizing the Government to take its royalty in production or in cash;
- (8) Requiring permittees, lessees and licensees to submit to the administering authority copies of contracts and agreements that:
  - (a) Exploration agreements and production licences upon such terms and conditions as may be stipulated by the Minister in a Notice of Sale; or
  - (b) In the case of direct issuance without public tender, upon such terms and conditions as may be stipulated by the Governor-in-Council.

It is intended that those sections of the existing *Canada Oil and Gas Land Regulations* that are not involved in or are not inconsistent with this Statement of Policy nor with operational and conservation measures covered under other legislation, will be retained in their intent in the new Regulations.

The transitional period of one year for the phase-in of new levels of work obligations will commence one year from this announcement or on promulgation, whichever comes last. The phasing in and implementation of those other elements of the proposed new Regulations impacting on existing permits and leases will be made effective as of the date of their promulgation.

Figure 1

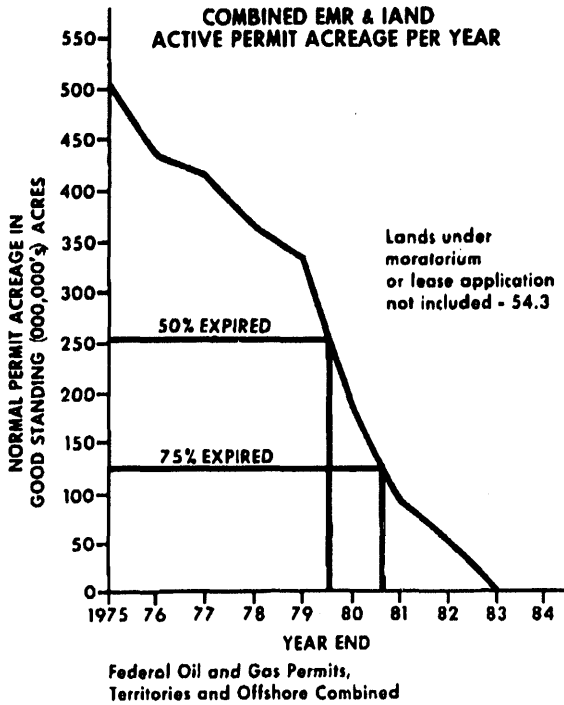
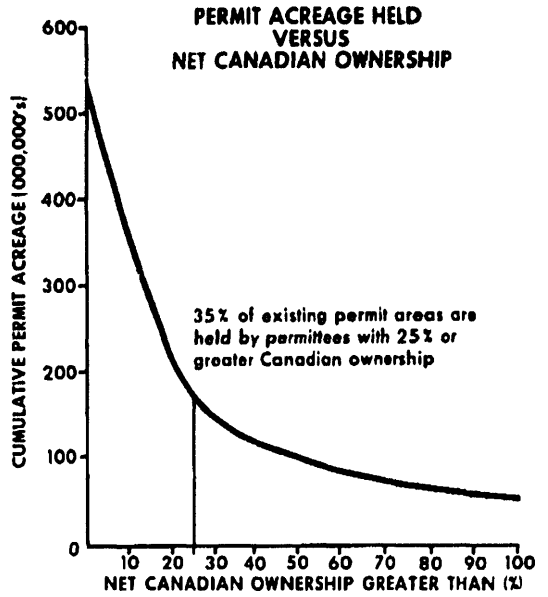


Figure 2



SCHEDULE A

PROPOSED LEGISLATIVE ELEMENTS  
AS RELATED TO EXISTING PERMITS AND LEASES

Legislative Element	Proposal
I. <u>GENERAL</u>	
1. Administrative and operational conditions.	Subject to amendment of the Regulations from time to time.
2. Fiscal principles and periods of tenure.	Embodied in proposed new Petroleum and Natural Gas Act.
II. <u>EXPLORATION LICENCE</u>	No change in one-year term and qualification requirements. Licensee to be subject to deposit or bonding requirements to ensure submission of reports and adequate liability against pollution damage. Issuance of further licences dependent upon satisfactory performance.
III. <u>EXPLORATORY PERMIT</u>	
A. <u>DISPOSITION</u>	
1. Unalienated lands (lands never issued).	All unalienated lands to be deemed Crown Reserves. All lands in future to be disposed of by public tender, or in special cases by Order-in-Council (see Schedule C). May at Minister's discretion be made available for filing if no bids tendered. Petro-Canada will have certain preferences to acquire Crown Reserves.
2. Crown Reserves (lands returned to Crown).	
B. <u>PERMIT TENURE</u>	
1. Initial term:	
(i) Mainland.	No change.
(ii) North of 70° (largely Arctic Islands).	No change.
(iii) Offshore.	No change.
2. Statutory renewals.	No change.
3. Extensions.	No change
4. Special renewals (following statutory renewals).	At Minister's discretion. More than one renewal of one or more years may be granted subject to a maximum of 10 years in aggregate, taking into consideration such factors as availability and progress of technology, regional conditions, desired levels of activity, etc.
C. <u>PERMIT WORK REQUIREMENTS</u>	
1. Initial term.	No change.
2. Statutory renewals.	New work obligations take effect one year after the permit anniversary date next following the official governmental announcement on the new Regulations or the next anniversary date following promulgation of the new Regulations, whichever comes last, for the remaining renewal periods (Schedule B).

SCHEDULE A  
(cont'd.)

Legislative Element

Proposal

<p>3. Special Renewals.</p>	<p>At Minister's discretion. Work requirements may be stipulated for period of greater than one year and may indicate specific work programs. Levels of work requirements, which may be made public on a regional basis from time to time, shall take into consideration such factors as noted above in B 4. If no prior discovery Petro-Canada will have option to acquire up to a 25% working interest (including any existing interest) with no pay back of previous exploration costs.</p>
<p>D. PERMIT RENTAL</p>	
<p>1. Initial term.</p>	<p>Nil.</p>
<p>2. Statutory renewals.</p>	<p>Nil.</p>
<p>3. Special renewals.</p>	<p>At Minister's discretion.</p>
<p>E. PERMIT GROUPING</p>	
<p>1,000,000 acres within a 100-mile circle, to apply to new groups and regroupings after promulgation of the new Regulations.</p>	
<p>IV. <u>OIL AND GAS PRODUCTION RIGHTS</u></p>	
<p>A. PROVISIONAL OIL AND GAS LEASE</p>	
<p>1. Powers of lessee.</p>	<p>Provisional lease will allow the lessee to carry out exploratory work and to drill delineation and development wells, but no authorization to produce oil and gas.</p>
<p>2. Right to lease.</p>	<p>Can select provisional lease at any time. If no prior discovery Petro-Canada will have right to acquire 25% of working interest (including any existing interest) with no pay back of previous exploration costs.</p>
<p>3. Qualifications.</p>	<p>No change except that, where a discovery has been made, the Minister may not be satisfied where net Canadian ownership of the lease is less than 25%.</p>
<p>4. Term.</p>	<p>5 years.</p>
<p>5. Renewals.</p>	<p>At Minister's discretion up to an additional five years, or longer where he is satisfied that productive capability has been established but no market exists or where there are other sufficiently compelling circumstances.</p>
<p>6. Lease area.</p>	<p>Up to whole permit area.</p>
<p>7. Royalty.</p>	<p>Not applicable.</p>
<p>8. Rental.</p>	<p>\$2.50 per acre per year.</p>



Legislative Element	SCHEDULE A (cont'd.)	Proposal
9. Rental reduction.	<ul style="list-style-type: none"> <li>a) Reducible by the application of approved expenditures, of which no more than 50¢ per acre per year shall be from permit stage.</li> <li>b) Minister may reduce rentals where he is satisfied that productive capability has been established but no market exists or technology to develop such production does not exist.</li> </ul>	
10. Obligations to lease.	Administering agency may order conversion to provisional lease of appropriate portion of a permit, and/or adjacent permits, following his declaration that a commercial discovery has been made.	
11. Method of acquisition.	No change.	
12. Reversion of land to Crown.	All of permit may be retained in provisional lease form until conversion to production licence.	
13. Drilling orders.	<p>All registered holders of interests in a provisional lease shall be subject to drilling orders:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) After 2nd anniversary, Minister may order the drilling of a well to commence on the provisional lease within one year.</li> <li>b) Where a commercial discovery has been declared, the Minister may at any time order the drilling of a follow-up well within one year.</li> <li>c) Where a commercial discovery has been declared and relevant well information made available, Minister may order the drilling of a well to an appropriate horizon on each adjacent provisional lease within one year.</li> <li>d) Where a well has been drilled pursuant to a previous order and has been either abandoned, suspended or completed without being declared a commercial discovery, the Minister may after a year order the drilling of another well.</li> </ul>	
14. Grouping.	Lessee may group 250,000 acres of provisional lease within a 24-mile radius for purposes of satisfying exploration work or a drilling order.	
B. OIL AND GAS PRODUCTION LICENCE		
1. Powers of holder.	To develop, produce and sell oil and gas.	
2. Right to licence.	Production licence shall be granted to qualified applicant upon commencement of production.	
3. Qualifications.	No change except that the Minister may not be satisfied where net Canadian ownership of the licence is less than 25%.	
4. Term.	10 years.	

SCHEDULE A  
(cont'd.)

Legislative Element	Proposal
5. Renewals.	10 years each on basis of production capability, subject to prevailing terms and conditions.
6. Licence area.	One section minimum, or one or more blocks of adjoining sections covering up to the whole of the productive area or areas within a permit or provisional lease.
7. Royalty.	10%.
8. Reduction of royalty.	Governor-in-Council may order reduction where necessary to commence or continue production or implement conservation measures.
9. Progressive Incremental Royalty	Fields will be subject to an incremental royalty above a 25% floor rate of return based upon revenues received after deduction of operating costs, and basic royalty and allowances for investment and income tax.
10. Reduction of Progressive Incremental Royalty.	Progressive Incremental Royalty (PIR) will be exempted for a period of 3 years from the date when PIR would first become payable in respect of all discoveries made on or before June 30, 1980.
11. Rental.	No provision.
12. Rental reduction.	Not applicable.
13. Form of payment of royalty and profit share.	At discretion of Minister, either in cash calculated at fair market value as agreed to by Minister, or in kind delivered in marketable condition.
14. Drilling orders.	Administering agency may in matters of production and conservation order the drilling of development wells at any time.
15. Requirement to produce.	Administering agency may order commencement and continuation of production.
16. Ring-fence.	In view of the investment allowance and the 25% floor rate-of-return envisaged before the incremental royalty comes into play, the ring-fence for purposes of exploration-exploitation costs will include only the discovery well and successful-delineation-well sections plus immediately adjacent sections and any additional sections the administering agency may approve.
17. Reversion of land to Crown.	Upon conversion to production licence, the licensee may retain in permit or provisional-lease form sections not included in the production licence until the normal permit or provisional-lease expiry date.
V. <u>TRANSFERS AND ASSIGNMENTS</u>	Transfers to be subject to approval of the administering agency. Prior filing of third-party agreements required, within 15 days of signing and, following proclamation, terms and conditions may require approval of the Minister. Assignments made under Section 82 of the <i>Bank Act</i> to be registered when <i>Bank Act</i> is amended to take into account conditions of new oil and gas legislation.

Legislative Element	SCHEDULE A (cont'd.)	Proposal
<b>VI. <u>ADMINISTRATIVE PROVISIONS</u></b>		
A. APPROVAL OF WORK		Prior approval of administering agency to be required in respect of each program before commencement of work. Individual drilling authority to be required for wells deeper than 500 feet.
B. SUBMISSION OF REPORTS		Interim reports to be submitted on a current basis during the course of a work program, and final reports within a year of completion of program.
C. RELEASE OF INFORMATION		
1. General.		Release dates to be tied into completion dates of work programs as follows:
2. Release from confidential		
(i) Exploratory well data.		2 years from rig release.
(ii) Delineation well.		Release date same as that for the discovery well or 60 days from rig release, whichever is later.
(iii) Development well.		60 days from rig release.
(iv) Geological work.		5 years from completion of program or termination of rights, whichever is earlier.
(v) Geophysical data.		5 years from completion of program or upon termination of rights, whichever is earlier; 10 years in respect of work carried out prior to the date of this announcement and for which a specific governmental commitment has been given in writing.
(vi) Research or feasibility.		5 years from completion of study or upon termination of applicable rights, whichever is earlier.
(vii) Environmental.		Upon submission.
<b>VII. <u>CANADIAN PREFERENCE PROVISIONS</u></b>		
		(i) Canadian individuals and Canadian controlled corporations may be accorded preferential treatment in the issuance of provisional leases, production licences and new rights from Crown Reserves.
		(ii) Canadian sourcing of goods, services and research where possible and practical.
<b>VIII. <u>TRANSITIONAL ARRANGEMENTS</u></b>		
A. EXISTING PERMITS		Subject to the new regime except that new work obligations do not take effect until 1 year after the permit anniversary date next following the official governmental announcement on the new Regulations, or the next anniversary date following promulgation of the new Regulations, whichever comes last (an extension of the transitional period to a maximum of 4 years may be given where permittees have encountered hardship as a result of moratoria imposed by the Government on exploration work).

Legislative Element	SCHEDULE A (cont'd.)	Proposal
VIII. <u>TRANSITIONAL ARRANGEMENTS</u> (cont'd.)		
B. EXISTING LEASE APPLICATIONS		Applicant's option, to be exercised within 90 days after anniversary date next following promulgation of new Regulations:
		(i) Continue in permit form under existing special renewal terms for 1 year, unless commercial discovery declared during this period; or,
		(ii) Take provisional lease, subject to new regime but with old lease rental conditions for 1 year, unless commercial discovery declared during this period.
		In the case where a lease applicant chooses to withdraw his application, rentals paid to date shall be returned except for those tendered with the application in respect of the first year.
C. EXISTING LEASES (Including Corridor Acreage)		
1. No discovery.		Lessee's option, to be exercised within 90 days after anniversary date next following promulgation of new Regulations:
		(i) Revert to permit form under special renewal for 1 year, unless commercial discovery declared during this period; or,
		(ii) Take provisional lease, subject to new regime but with old lease rental conditions for 1 year, unless commercial discovery declared during this period.
2. Discovery.		(i) Prior to declaration of commercial discovery, lessee to have options as in 1 above.
		(ii) Where commercial discovery declared, lessee to convert to provisional lease.
3. Producing.		(i) Where production has commenced prior to December 31, 1975, lease to be subject to new regime but no change in fiscal requirements.
		(ii) Where production commences after above date, lease to be subject to new regime.
IX. <u>ORDER TO DRILL EXPLORATORY WELL</u>		The Minister may require a permittee or lessee to either drill or cause to be drilled an exploratory well on a specified prospect within a reasonable period of time, or Petro-Canada may be directed to drill the prospect. Where the latter is the case, the land-holder will have the option to participate up to 50% on committing in advance to payment of 50% of the well costs. Where he chooses not to participate up to the full 50%, he will be allowed a reasonable period of time in which to opt to buy back into the prospect

SCHEDULE A  
(cont'd.)

Legislative Element

Proposal

IX. <u>ORDER TO DRILL EXPLORATORY WELL (cont'd.)</u>	up to 50% after the first well is drilled upon payment of a penalty of 4 times the proportionate costs incurred by Petro-Canada, or after the second well upon payment of a penalty of 6 times, or 8 times after the third well.
X. <u>SUBMISSION OF OIL AND GAS SUPPLY CONTRACTS</u>	Oil and gas supply contracts to be submitted in confidence to administering authority.
XI. <u>PRODUCTION OF OIL AND GAS FOR DOMESTIC MARKETS</u>	Government may order, where deemed to be required in the public interest, the commencement of production into domestic oil or gas markets at prevailing wellhead prices notwithstanding the existence of a developer-purchaser contract or agreement involving export of the oil or gas.
XII. <u>FEES</u>	
1. Exploration Licence	\$25.00
2. Exploratory Permit Exploration Agreement	Not applicable \$250.00
3. Oil and Gas Lease Provisional Lease Production Licence	Not applicable \$50.00 \$100.00
4. Transfers of Interest	\$25.00
5. Grouping of Permits	\$100.00
6. Regrouping of Permits	\$100.00

SCHEDULE B

WORK REQUIREMENTS FOR STATUTORY RENEWALS ON EXISTING PERMITS

Permit Region	Proposal
<u>CANADA LANDS ADMINISTERED BY ENERGY, MINES AND RESOURCES</u>	
Scotian Shelf.....	\$1.50
Grand Banks.....	\$1.50
Gulf of St. Lawrence.....	\$1.00
Northeast Newfoundland.....	\$1.00
Labrador.....	\$1.00
Hudson Bay - Hudson Strait.....	\$0.50
West Coast.....	\$1.00
<u>CANADA LANDS ADMINISTERED BY INDIAN AFFAIRS AND NORTHERN DEVELOPMENT</u>	
Arctic Islands.....	\$1.00
High Arctic Offshore.....	\$0.50
Mackenzie Delta.....	\$1.50
Beaufort Sea.....	\$1.00
Mainland Territories.....	\$1.00
Baffin Bay - Davis Strait.....	\$0.50

Proposed rates applicable where water depth is less than 600 meters; no change from present rates where water depth is greater than 600 meters.

SCHEDULE C

COMPARATIVE TABLE OF PRESENT AND PROPOSED LEGISLATIVE ELEMENTS AS RELATED TO  
DISPOSITION OF CROWN RESERVE RIGHTS

Legislative Element	Proposal
I. <u>GENERAL</u>	
1. Administrative and operational conditions.	Subject to amendment of the Regulations from time to time.
2. Fiscal principles and period of tenure.	As prescribed at time of issuance of rights.
II. <u>EXPLORATION LICENCE</u>	
	No change in one-year term and qualification requirements. Licensee to be subject to deposit or bonding requirements to ensure submission of reports and adequate liability against pollution damage. Issuance of further licences dependent upon satisfactory performance.
III. <u>EXPLORATION RIGHTS</u>	
EXPLORATION AGREEMENT	
1. Powers of holder.	Exclusive right to drill wells, and production licence type A shall be granted upon commencement of production.
2. Qualifications.	Person or corporation qualified to hold a production licence. See IV A 3.
3. Area.	One or more contiguous grid or part grid areas.
4. Disposition.	By public tender, or in special cases by Order in Council.
5. Form of bid.	As prescribed by Minister, and may include for example: - Crown participation; - Work program and/or bonus; - Canadian content; - Minimum cash bonus.
6. Tenure.	
(i) Initial term.	3 to 6 years.
(ii) Renewals.	Agreement may be renewed for up to one half of original area subject to terms and conditions as Minister may prescribe and in accordance with prevailing Regulations.
7. Work requirements.	As prescribed by Minister; may be in the form of specific work programs.
8. Issuance fee.	2¢/acre but no less than \$1,000.
9. Canadian content.	Use of Canadian goods and services as may be stipulated in terms of Notice of Sale or as may be negotiated with the Minister at time Agreement is made or renewed.

Legislative Element	SCHEDULE C (cont'd.)	Proposal
IV. <u>PRODUCTION RIGHTS</u>		
A. PRODUCTION LICENCE TYPE A		
1. Powers of holder.		To develop, produce and sell oil and gas.
2. Right to licence.		Production licence shall be granted upon commencement of production.
3. Qualifications.		No change except that the Minister may not be satisfied where net Canadian ownership of the licence is less than 25%; or a level as may be stipulated in the Notice of Sale.
4. Licence area.		One section minimum, or one or more blocks of adjoining sections covering up to as much of the productive area as is stipulated in the Exploration Agreement.
5. Royalty and/or Crown interest.		As prescribed by the Minister.
6. Initial term.		10 years.
7. Renewals.		On the basis of production capability and subject to terms and conditions as prescribed by the Minister.
B. PRODUCTION LICENCE TYPE B		
1. Powers of holder.		Applies where no exploration rights exist.
2. Disposition.		Licence issued by public tender or directly by Order-in-Council.
3. Qualifications.		No change except that the Minister may not be satisfied where net Canadian ownership of the licence is less than 25%; or a level as may be specified by the Order-in-Council.
4. Licence area.		No change.
5. Form of bid.		As prescribed by Minister, and may include for example - Minimum cash bonus; - Royalty; - Crown participation; - Canadian content.
6. Initial term.		As prescribed by Minister where issued by public tender or prescribed by Order-in-Council where issued directly.
7. Renewals.		On the basis of production capability and subject to terms and conditions as prescribed by the Minister.
8. Rentals.		No change.



## SCHEDULE D

### FUNDAMENTALS OF THE PROGRESSIVE INCREMENTAL ROYALTY

#### CONCEPTS

The Government's policy statement announces the creation of a new instrument -- the Progressive Incremental Royalty -- which, in combination with a 10% production royalty, and normal income taxes, constitute the new fiscal package for oil and gas development on Canada Lands.

The Progressive Incremental Royalty (PIR) is being proposed as a means of implementing the unitary development concept and as a replacement for such fixed and front-end-loaded fiscal burdens as volume-related royalties and the reversion of some land holdings to the Crown. This change is to improve both the efficiency of taxation and the industry's incentive to invest.

The Progressive Incremental Royalty is cost-sensitive. Cost differences between pools in Canadian frontier areas are likely to be dramatic, and equity demands a fiscal system that recognizes this. The Government participates on a field-by-field basis by virtue of its ownership of resources in the ground. It is progressive to encourage the development of marginal fields, yet assure to Canadians the income they deserve from any profitable hydrocarbon deposits which may be discovered in Canada's frontier areas. Finally, it is incremental as it applies only to income in excess of all costs and a basic minimum profit. Furthermore, it is incremental to the other Government revenue collection instruments insofar as it is calculated after income taxes and the production royalty.

A comparison of the Government take yielded by the suspended regulations to that of the new PIR system demonstrates that the proposed system is less burdensome on the marginal fields but collects more on the lucrative field.

The PIR rates, in combination with the fixed 10% royalty and normal income taxes, are designed to yield competitive returns by international standards.

The level of Government collection is geared to the geological potential of the field, and scope remains for the exceptional field to produce exceptional returns.

If one considers oil and gas reserves as a capital asset which the nation contributes to the industry, then the 10% royalty might be

regarded as a safeguard minimum income. PIR ensures that the Government return will be greater on deposits which are unusually rich. The private investor receives symmetrical treatment. The untaxed portion ensures that investors should earn at least a basic return on their project. At the same time it ensures that private profitability will continue to increase with the value of the find.

The PIR is applied to annual profits remaining after all expenses (such as development investment and operating costs, income taxes and the fixed royalty) and also a basic profit on the investment have been recovered. Because exploration costs are impossible to assign to individual discoveries, the basic profit on the identifiable part of the investment -- the development costs -- must be high enough to provide adequate returns on the total expenditure. Thus the PIR is designed to allow a return on development expenses capable of absorbing the cost of exploration not specifically accounted for.

Table 1 shows the rate of PIR increasing with the rate of "profit". No PIR is imposed on annual profits measured on development investment of less than 25%, because this is the minimum rate which is considered sufficient to yield a reasonable return on both development and exploration expenditures. For profits higher than this the PIR rate rises quite sharply, but levels out at rates approaching 40%. Figures 1 and 2 illustrate the flexibility of this system as compared with the suspended regulations.

#### OUTLINE OF PIR

1. The PIR imposes a levy on profits from the production of oil and gas from federal lands in the Territories and the Offshore.
2. For purposes of computing the profits for the PIR, each field is "ring fenced". Expenditures within the ring fence may be applied to the field in accounting for profits.

The ring fence for offshore fields will extend to the onshore point where petro-

SCHEDULE D  
(Cont'd.)

leum is laid down in Canada. Gas plants will normally be included within the ring fence of a gas field.

3. The annual profits for the PIR are calculated as follows:

Revenues at the field gate, less

Operating expenditures (not including interest costs or inter-company land acquisition costs such as overriding royalties);

Capital Allowance;

Federal Royalties of 10%;

Federal Abatement.

The Capital Allowance provides for the write-off of investment at the maximum rate of one sixth per year starting in the year of investment. If allowances are not required to reduce or eliminate the PIR payable they may be carried forward and used at the discretion of the operator in later years. The cumulated allowances taken shall not be greater than 100% of investment.

The Federal Abatement is an allowance for federal income tax payable, calculated as though income tax were applicable to the profits from the field.

Note: Capital cost allowances and earned depletion from investment within the ring fence must be taken in the same manner as the company takes them for actual income tax purposes.

4. Exploration expenditures outside of a field are not deductible in calculating the Federal Abatement nor in any other manner for calculating the PIR.
5. The PIR will not apply in any year unless annual profits divided by depreciated ring-fenced investment are greater than 25%.
6. For purposes of the PIR formula, the ring-fenced investment shall be depreciated at the rate of 10% annually, declining balance. (If the investment base were not depreciated, PIR collections would quickly fall to zero.)
7. The PIR is a rent collection system which taxes profits. As such any fluctuation in either price or costs -- as they affect profits -- will determine the rate of tax. There is a minimum profit-investment ratio, 25% in this proposal, below which the tax is not imposed. As profitability increases, the rate of tax also increases; however, at a slower rate. The average rate is zero until profits divided by depreciated investment equals 0.25. It then rises and has an absolute maximum of 40%.
8. Expenditures with the ring fence, which were incurred more than six years prior to granting a production licence, can be grossed up by 10 percentage points per year for each year in excess of six years, with a maximum of 50% of cash outlay. This means that only expenses more than eleven years old would get the maximum allowance of 50%.

SCHEDULE D  
(Cont'd.)

Table 1

EXAMPLES OF PROGRESSIVE INCREMENTAL ROYALTY (PIR) RATE

<u>Profit*</u> <u>Ratio</u>	<u>PIR</u> <u>Rate</u>	<u>Profit</u> <u>Ratio</u>	<u>PIR</u> <u>Rate</u>	<u>Profit</u> <u>Ratio</u>	<u>PIR</u> <u>Rate</u>	<u>Profit</u> <u>Ratio</u>	<u>PIR</u> <u>Rate</u>
25**	.0	36	12.2	47	18.7	58	22.8
26	1.5	37	13.0	48	19.2	59	23.1
27	3.0	38	13.7	49	19.6	60	23.3
28	4.3	39	14.4	50	20.0	61	23.6
29	5.5	40	15.0	51	20.4	62	23.9
30	6.7	41	15.6	52	20.8	63	24.1
31	7.7	42	16.2	53	21.1	64	24.4
32	8.8	43	16.7	54	21.5	65	24.6
33	9.7	44	17.3	55	21.8		
34	10.6	45	17.8	56	22.1		
35	11.4	46	18.3	57	22.5		

\* Profit-ratio is the ratio of annual profits to cumulative depreciated development investment.

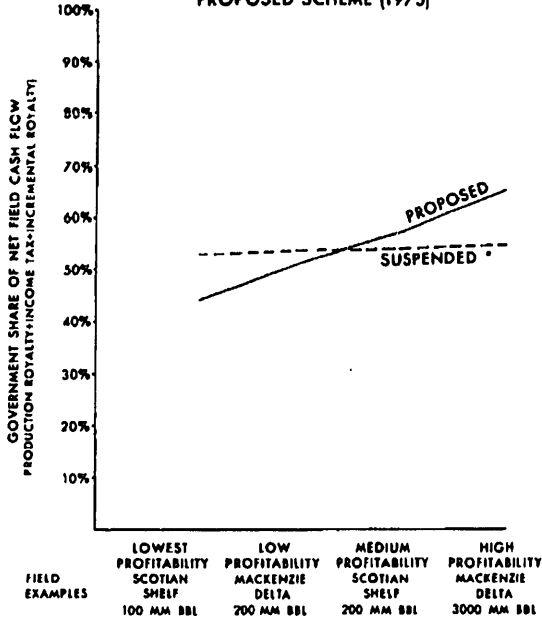
\*\* Profit shares are imposed only on returns in excess of this level. This is considered to be the minimum return on development investment, which will provide an adequate return on total (development plus exploration) expenditures.

The above rates are calculated according to the following formula:

$$PIR = (P - .25 \times I) \times .40$$

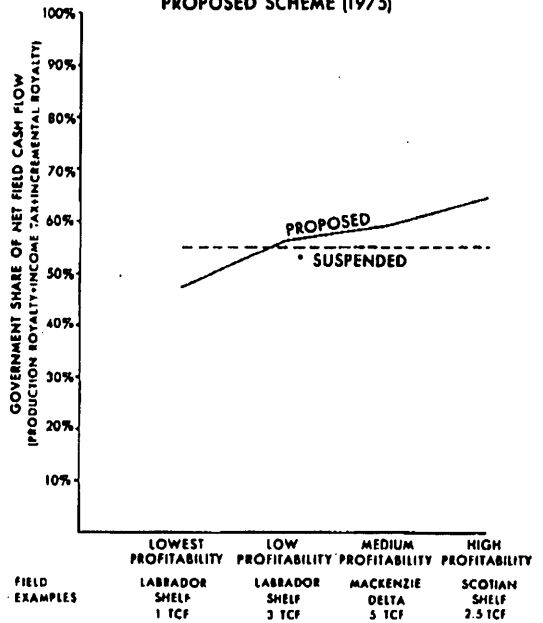
P = Profit  
 I = Depreciated Investment } as defined in the text.

Figure 1  
**GOVERNMENT TAKE**  
**COMPARISON OF SUSPENDED REGULATIONS (OIL) AND**  
**PROPOSED SCHEME (1975)**



\* Assuming royalty of 10% (no corridor assumed)

Figure 2  
**GOVERNMENT TAKE**  
**COMPARISON OF SUSPENDED REGULATIONS (GAS) AND**  
**PROPOSED SCHEME (1975)**



\* Assuming royalty of 10% (no corridor assumed)



Énergie, Mines et  
Ressources Canada

Energy, Mines and  
Resources Canada

Affaires indiennes  
et du Nord

Indian and  
Northern Affairs

## Énoncé de politique

### **PROJET D'UNE LOI SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ NATUREL**

et

### **NOUVEAU RÈGLEMENT SUR LES TERRES PÉTROLIFÈRES ET GAZIFÈRES DU CANADA**

mai 1976

## TABLE DES MATIÈRES

	Page
ÉNONCÉ DE POLITIQUE Projet d'une loi sur le pétrole et le gaz naturel et nouveau règlement sur les terres pétrolifères et gazifères du Canada .....	1
Tableau A Éléments législatifs proposés pour les permis et concessions existants .....	5
Tableau B Travaux exigés en vue du renouvellement statutaire des permis existants .....	13
Tableau C Éléments législatifs proposés pour les droits liés aux réserves de la Couronne.....	15
Tableau D Principes du système d'augmentation progressive des redevances proportionnelles .....	19

## DÉCLARATION DE PRINCIPE

### Projet d'une loi sur le pétrole et le gaz naturel et nouveau règlement sur les terres pétrolières et gazifères du Canada

Le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, M. Alastair Gillespie et le ministre des Affaires indiennes et du Nord, M. Judd Buchanan, ont annoncé aujourd'hui les éléments de la loi sur le pétrole et le gaz naturel qui sera déposée au Parlement dans le courant de l'année. Cette loi prévoira un nouveau système de réglementation qui régira l'utilisation des droits sur le pétrole et le gaz pour la mise en valeur des Territoires et des régions au large des côtes. Les tableaux qui accompagnent le présent document décrivent les éléments législatifs proposés.

La nouvelle loi a pour but de promouvoir sans délai l'évaluation des ressources en pétrole et en gaz des régions pionnières, au moyen d'une prime à l'exploration et de mesures visant à empêcher que des terres restent inoccupées, et en conférant des pouvoirs nécessaires pour obliger les détenteurs de permis à maintenir un certain rythme d'exploration. Ces mesures sont conformes à l'objectif d'autonomie et au contenu de la stratégie nationale de l'énergie annoncée vers la fin d'avril. Étant donné qu'il est souhaitable de réduire notre dépendance à l'égard du pétrole étranger, il est absolument nécessaire de savoir et donc de déterminer quel est le capital-ressources du Canada si l'on veut établir un approvisionnement sûr en hydrocarbures pour les besoins futurs du pays. Si nos ressources s'avèrent insuffisantes, plus tôt nous le saurons mieux cela vaudra, nous nous orienterons vers les options basées sur des sources énergétiques non pétrolières.

Les éléments législatifs qui veulent favoriser l'augmentation des activités concernant le pétrole et le gaz comprennent des stimulants économiques ainsi que des dispositions complémentaires qui prévoient un meilleur contrôle du gouvernement sur le moment, l'orientation, le rythme et le niveau des activités d'exploration, de mise en valeur et de production. En outre, cette loi permettra aux entreprises canadiennes, y compris Pétro-Canada, de profiter plus pleinement de la mise en valeur de ces ressources.

Quelque 500 millions d'acres de terrain sont actuellement visés par des permis fédéraux. La figure 1 décrit le rythme auquel ces permis, d'une durée de 9 à 12 ans, expireront d'ici les sept prochaines années.

Afin de percevoir, de façon plus efficace, une part équitable de la rente économique tirée de

découvertes, le gouvernement fédéral mettra en oeuvre un régime d'augmentation progressive des redevances proportionnelles qui s'ajoutera à une redevance de base fondée sur la production.

Pour stimuler davantage la réalisation, dans les plus brefs délais, des travaux d'exploration dans les régions pionnières, on exemptera toutes les découvertes faites le ou avant le 30 juin 1980 de l'augmentation progressive des redevances proportionnelles, et ce pour une période de trois ans à compter de la date où ce paiement devrait normalement commencer.

Les ministres ont fait observer que le maintien de la participation du secteur industriel est essentiel, non seulement pour acquérir des capitaux d'investissement, mais aussi parce que la nature concurrentielle du monde des affaires stimule l'émergence d'idées nouvelles. Une découverte peut résulter de plusieurs vagues successives d'exploration fondées sur diverses méthodes de rassemblement et d'utilisation de renseignements.

Des mesures précises, permettant à l'industrie de tirer des revenus substantiels des travaux d'exploration couronnés de succès, comprennent la mise en application du concept de mise en valeur unitaire grâce à l'octroi d'une licence de production valide pour toute la région productive visée par un permis; le maintien de la redevance nominale de 10% qui peut, selon les circonstances, être réduite; l'application de l'augmentation progressive des redevances proportionnelles (APRP) seulement après que les profits sont suffisants; et l'exemption de cette augmentation progressive des redevances pour toutes les découvertes faites avant le 30 juin 1980. En outre, l'absence de loyer sur les permis d'exploration et le remboursement des loyers perçus sur les concessions provisoires en vue de travaux d'exploration conservent le principe "d'aucune charge frontale" et constituent l'assurance que le précieux capital-ressources est acheminé directement vers les travaux d'exploration. De cette manière, le gouvernement retarde la perception de la part des revenus qui reviennent à la Couronne jusqu'à ce que la production commence et que des revenus suffisants en soient tirés pour supporter la charge fiscale.

La loi proposée sur le pétrole et le gaz naturel prévoira:

- 1) Un certain degré de certitude, pour les détenteurs de droits sur le pétrole et le gaz, quant à la durée de ces droits, comme l'indiquent les tableaux A et C ci-joints;
  - 2) Une part équitable, pour le Canada, de la rente économique engendrée par la production de pétrole et de gaz dans les régions pionnières du pays par le biais d'une redevance de 10 %, d'autres revenus retournant à l'État grâce à un système d'augmentation progressive de redevances proportionnelles, en nature sur la production ou en numéraire comme le décrit le tableau D ci-joint;
  - 3) L'accès assuré des consommateurs canadiens aux ressources exploitées dans les régions pionnières du Canada, quels que soient les contrats d'exportation conclus entre producteurs et acheteurs.
- 7) Autoriser le gouvernement à percevoir ses redevances en nature sur la production ou en numéraire;
  - 8) Obliger les détenteurs de permis et de concessions à soumettre à l'administration des copies des contrats et des accords qui:
    - a) transfèrent tout intérêt; ou
    - b) créent des ententes sur l'approvisionnement en pétrole et en gaz;

Prévoir la possibilité que le Ministre approuve les sous-locations;
  - 9) Abréger les périodes pendant lesquelles ne sont pas divulgués des renseignements confidentiels relatifs à la géophysique, à la géologie, à la faisabilité et à l'environnement;

En vertu de cette nouvelle loi seront établis des règlements qui influenceront sur les obligations contractuelles actuelles. On y trouvera des dispositions ayant pour but d'accélérer l'activité en matière de pétrole et de gaz:

- 1) Renforcer les obligations de travaux pour les permis existants dans la plupart des régions, comme le précise le tableau B ci-joint;
- 2) Émettre des droits de production au début de la production seulement, et réduire la durée de ces droits;
- 3) Donner la possibilité à Pétro-Canada d'acquérir un intérêt économique direct de 25 % dans des concessions existantes et pour lesquelles peut être octroyé un permis comportant une clause spéciale de renouvellement ou dans toute concession provisoire accordée avant une découverte;
- 4) Émettre une ligne directrice établissant à 25 % le niveau minimal de participation canadienne aux licences de production et aux concessions provisoires, au-dessous duquel le Ministre peut ne pas émettre de bail ou de licence; (le pourcentage d'intérêt canadien dans les permis existants est indiqué dans la figure 11);
- 5) Autoriser l'administration à ordonner le commencement et la continuation de la production;
- 6) Autoriser le Ministre à fixer le prix affiché de la production du pétrole et du gaz, en fonction de la juste valeur marchande qui existe au départ du gisement ou à l'usine d'extraction;
- 10) Autoriser le Ministre à ordonner un forage d'exploration à un endroit déterminé, dans un délai raisonnable;
- 11) Élargir les pouvoirs dont dispose le Ministre pour ordonner le forage de puits dans des réservoirs reconnus productifs;
- 12) Permettre de modifier le règlement de temps à autre selon la situation administrative et opérationnelle;
- 13) Permettre la distribution des réserves de la Couronne (superficies ne faisant pas actuellement l'objet de permis ou de concessions ou qui retournent à la Couronne à l'expiration des permis et des concessions existants) sous la forme:
  - a) D'accords d'exploration et de licences de production selon les conditions que le Ministre peut stipuler dans un avis de vente; ou
  - b) Dans le cas d'un octroi direct sans appel d'offres, aux conditions stipulées par le gouvernement en conseil.

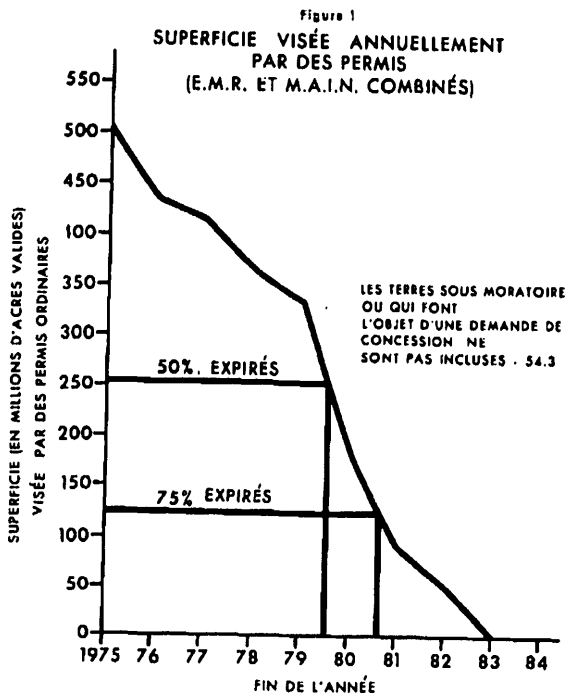
Il est prévu que les articles de l'actuel Règlement sur les terres pétrolifères et gazifères du Canada qui ne sont pas touchés par les changements décrits dans la présente déclaration de principe ou qui ne sont pas incompatibles avec cette dernière ou avec les mesures de fonctionnement et d'économie prévues dans le cadre d'autres textes législatifs, seront conservés dans le nouveau règlement.

La période de transition d'un an nécessaire à l'introduction progressive et à la mise en vigueur des nouvelles normes concernant les



travaux obligatoires débutera un an après, soit l'annonce officielle du nouveau règlement, soit la promulgation du nouveau règlement, selon la postériorité de l'une ou l'autre de ces dates. L'introduction graduelle et la mise en applica-

tion d'autres éléments du nouveau règlement proposé influant sur les permis et concessions actuels entreront en vigueur à la date de leur promulgation.



PERMIS FÉDÉRAUX POUR LE PÉTROLE ET LE GAZ AU LARGE DES CÔTES ET DANS LES TERRITOIRES

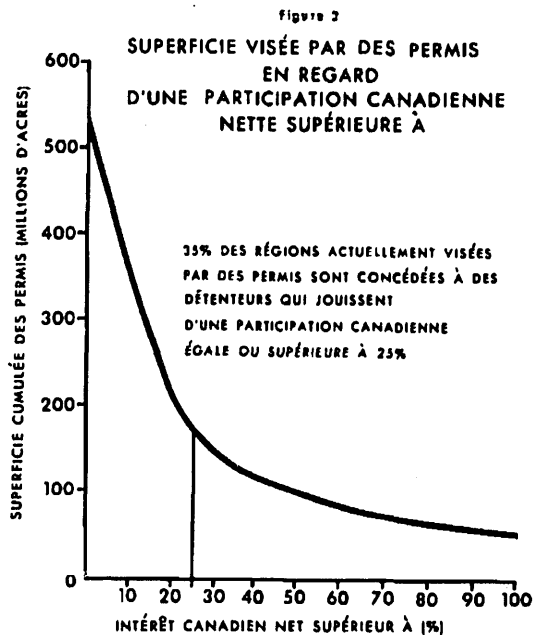


TABLEAU A.

ÉLÉMENTS LÉGISLATIFS PROPOSÉS POUR LES  
PERMIS ET CONCESSIONS EXISTANTS

Éléments législatifs	Propositions
I. <u>GÉNÉRALITÉS</u>	
1. Conditions administratives et opérationnelles	Le règlement peut être modifié de temps à autre.
2. Principes fiscaux et périodes d'occupation	Incorporés dans la loi proposée sur le pétrole et le gaz naturel.
II. <u>LICENCE DE SONDAGE</u>	Aucun changement à la durée d'un an ni aux conditions d'admissibilité. Le titulaire de licence doit être soumis à l'obligation de déposer de l'argent ou des valeurs, ce qui assurera la présentation des rapports et la présence des sommes exigibles en quantité suffisante en cas de dommages par pollution. L'émission de nouvelles licences sera liée à la qualité du rendement.
III. <u>PERMIS DE SONDAGE</u>	
A. <u>CESSION</u>	
1. Terres qui n'ont jamais été cédées	Toutes les terres qui n'ont jamais été cédées seront considérées comme réserves de la Couronne. À l'avenir, toutes les terres seront cédées par soumission publique ou, dans des cas spéciaux, par décret du conseil (voir le Tableau C). À la discrétion du Ministre, elles peuvent faire l'objet d'une demande de permis si aucune soumission n'a été reçue. Pétro-Canada jouira de certains droits préférentiels à l'égard de l'achat de réserves de la Couronne.
2. Réserves de la Couronne (terres retournées à la Couronne)	
B. <u>DURÉE DES PERMIS</u>	
1. Conditions initiales:	
(i) Terre ferme	Aucun changement.
(ii) Au nord du 70 <sup>e</sup> degré de latitude (surtout les îles de l'Arctique)	Aucun changement.
(iii) Au large	Aucun changement.
2. Renouvellements statutaires	Aucun changement.
3. Prorogations	Aucun changement.
4. Renouvellements spéciaux (faisant suite aux renouvellements statutaires)	À la discrétion du Ministre. Plusieurs renouvellements d'un an ou davantage peuvent être accordés jusqu'à un maximum cumulatif de dix ans, compte tenu des facteurs tels que la disponibilité et les progrès de la technologie, les conditions régionales, les niveaux d'activité désirés, etc.

TABLEAU A  
(suite)

Éléments législatifs

Propositions

C. TRAVAUX DE PERMIS EXIGÉS

1. Permis initial

Aucun changement.

2. Renouvellements statutaires

L'obligation d'entreprendre de nouveaux travaux entre en vigueur un an après la date d'anniversaire du permis qui suit, soit l'annonce officielle par le gouvernement du nouveau règlement, soit la promulgation du nouveau règlement, selon la postériorité de l'une ou l'autre de ces dates et ce, pour les périodes de renouvellement restantes (tableau B).

3. Renouvellements spéciaux

À la discrétion du Ministre. Des travaux peuvent être exigés pour plus d'un an et selon des programmes déterminés. Le niveau des travaux exigés, qui pourra être publié sur une base régionale de temps à autre, sera établi en fonction des facteurs notés ci-dessus à B 4. S'il n'y a pas de découverte, Pétro-Canada aura l'option d'acquérir un intérêt économique direct pouvant atteindre 25 %, (y compris tout intérêt existant) sans remboursement des frais d'exploration engagés précédemment.

D. LOCATION DES PERMIS

1. Durée initiale

Néant.

2. Renouvellements statutaires

Néant.

3. Renouvellements spéciaux

À la discrétion du Ministre.

E. GROUPEMENT DES PERMIS

1,000,000 d'acres dans un cercle de 100 milles, devant s'appliquer aux groupements et regroupements nouveaux constitués après la promulgation du nouveau règlement.

IV. DROITS DE PRODUCTION SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ

A. CONCESSION PROVISOIRE DE PÉTROLE ET DE GAZ

1. Pouvoirs du concessionnaire

La concession provisoire permettra au concessionnaire d'effectuer des travaux d'exploration et de forer des puits de délimitation et d'extension, mais ne l'autorisera pas à produire du pétrole et du gaz.

2. Droit d'obtenir une concession

On peut choisir une concession provisoire à n'importe quel moment. S'il n'y a pas de découverte, Pétro-Canada aura l'option d'acquérir un intérêt économique direct pouvant atteindre 25 % (y compris tout intérêt existant) sans remboursement des frais d'exploration engagés précédemment.

3. Exigences

Aucun changement sauf, dans le cas d'une découverte, si le Ministre constate que la propriété canadienne de la concession est inférieure à 25 %.

4. Durée

5 ans.

## Éléments législatifs

TABLEAU A  
(suite)

## Propositions

5. Renouvellements	À la discrétion du Ministre jusqu'à 5 années additionnelles ou davantage si le Ministre croit que la capacité de production a été établie mais qu'il n'existe pas de marché ou s'il y a d'autres circonstances suffisamment contraignantes.
6. Superficie de la concession	Au maximum, l'ensemble de la superficie qui fait l'objet du permis.
7. Redevances proportionnelles	Sans objet.
8. Redevance fixe	\$2.50 l'acre par année.
9. Réduction de la redevance	<p>a) Il peut y avoir réduction par application des dépenses approuvées, dont pas plus de 50¢ par acre par année à partir de la date d'entrée en vigueur du permis.</p> <p>b) Le Ministre peut réduire la redevance s'il croit que la capacité de production a été établie mais qu'il n'existe pas de marché ou que la technologie permettant d'entreprendre une telle production n'existe pas.</p>
10. Obligation de demander une concession	L'administration peut ordonner la conversion en concession provisoire de la portion appropriée d'un permis et/ou des permis adjacents, après avoir déclaré qu'une découverte commerciale a été faite.
11. Méthode d'acquisition	Aucun changement.
12. Retour des terres à la Couronne	Toute la superficie qui fait l'objet du permis peut être conservée sous la forme d'une concession provisoire jusqu'à la conversion à la licence de production.
13. Ordre de forer	<p>Toutes les personnes qui sont inscrites comme détenteurs d'intérêts dans une concession provisoire devront être soumises à l'ordre de forer:</p> <p>a) Après le deuxième anniversaire, le Ministre peut ordonner que le forage d'un puits commence dans la concession provisoire dans un délai d'un an.</p> <p>b) Lorsqu'il y a proclamation d'une découverte commerciale, le Ministre peut, à n'importe quel moment, ordonner le forage d'un puits de continuation dans un délai d'un an.</p> <p>c) Lorsqu'une découverte commerciale a été proclamée et que les données pertinentes sur le puits ont été rendues disponibles, le Ministre peut ordonner le forage d'un puits à un niveau géologique approprié dans chaque concession provisoire adjacente dans un délai d'un an.</p> <p>d) Lorsqu'un puits a été creusé en vertu d'un ordre antérieur et que le forage a été abandonné, suspendu ou terminé sans qu'une découverte commerciale soit proclamée, le Ministre peut, après un an, ordonner le forage d'un autre puits.</p>

14. Groupement	Le concessionnaire peut regrouper 250,000 acres d'une concession provisoire dans un rayon de 24 milles pour satisfaire aux exigences des travaux d'exploration d'un ordre de forer.
B. LICENCE POUR LA PRODUCTION DE PÉTROLE ET DE GAZ	
1. Pouvoirs du détenteur	Mettre en valeur, produire et vendre du pétrole et du gaz.
2. Droit à une licence	Une licence de production devra être accordée à un candidat admissible au début de la production.
3. Exigences	Aucun changement, sauf si le Ministre constate que la propriété canadienne de la concession est inférieure à 25 %.
4. Durée	10 ans.
5. Renouvellements	10 ans chacun d'après la capacité de production, conformément aux conditions existantes.
6. Superficie visée par la licence	Minimum d'une section, ou un ou plusieurs blocs de sections adjacentes recouvrant l'ensemble de la superficie ou des superficies productrices à l'intérieur de la région visée par un permis ou une concession provisoire.
7. Redevance proportionnelle	10.
8. Réduction des redevances proportionnelles	Le Gouverneur en conseil peut au besoin, ordonner une réduction pour le début ou la continuation de la production ou pour l'application des mesures de conservation.
9. Redevances additionnelles progressives	Les champs seront soumis à une redevance additionnelle au-delà d'un taux de rendement exempt de 25 % fondé sur les revenus inscrits après déduction des coûts d'exploitation et des redevances de base, et après l'allocation des sommes nécessaires pour les investissements et pour l'impôt.
10. Réduction des redevances additionnelles progressives	Pour toutes les découvertes effectuées le ou avant le 30 juin 1980, le système de l'augmentation progressive des redevances proportionnelles ne s'appliquera pas pendant 3 ans, à compter de la date où ce système devrait normalement commencer à s'appliquer.
11. Redevance fixe	Aucune disposition.
12. Réduction de la redevance	Sans objet.
13. Modalités du paiement des redevances proportionnelles et de la part de profit	À la discrétion du Ministre, ou bien en espèces, à la valeur marchande juste, selon ce qu'il est convenu par le Ministre, ou en nature, la livraison se faisant dans un état qui permet la vente.
14. Ordre de forer	L'administration peut, pour des raisons de production et de conservation, ordonner le forage de puits d'extension à n'importe quel moment.

TABLEAU A  
(suite)

Éléments législatifs

Propositions

15. Exigence de production	L'administration peut ordonner le début et la continuation de la production.
16. Cercle protégé ("Ring-Fence")	Étant donné l'allocation pour investissement et le seuil de rendement de 25 % qui doivent s'appliquer avant tout partage des profits, le cercle protégé, aux fins des coûts d'exploration et d'exploitation, comprendra uniquement les sections où se trouvent des puits ayant donné des résultats positifs et les sections où des puits de délimitation ont été forés avec succès plus les sections immédiatement adjacentes et toute section additionnelle que l'administration pourra approuver.
17. Retour des terres à la Couronne	Lors de la conversion en licence de production, le titulaire de la licence pourra conserver, sous forme de permis ou de concession provisoire, les sections qui ne font pas l'objet de la licence de production jusqu'à la date d'expiration normale du permis ou de la concession provisoire.
V. <u>TRANSFERT ET CESSIONS</u>	Les transferts doivent être soumis à l'approbation de l'administration. Les accords conclus avec une tierce partie doivent avoir été déposés du préalable, dans les 15 jours suivant la signature, et, à la suite de la proclamation, les conditions desdits accords peuvent devoir être approuvées par le Ministre. Les cessions faites en vertu de l'article 82 de la Loi sur les banques devront être enregistrées lorsque la Loi sur les banques aura été modifiée pour tenir compte des conditions énoncées par la nouvelle loi sur le pétrole et le gaz.
VI. <u>DISPOSITIONS ADMINISTRATIVES</u>	
A. APPROBATION DES TRAVAUX	L'autorisation préalable de l'administration sera exigée dans le cas de chaque programme avant le commencement des travaux. Une autorisation de forage devra être accordée dans le cas de chaque puits dont la profondeur dépasse 500 pieds.
B. PRÉSENTATION DES RAPPORTS	Des rapports provisoires doivent être soumis à mesure que se déroule le programme des travaux et les rapports définitifs doivent être soumis en deçà d'un an après que le programme est terminé.
C. COMMUNICATIONS DES RENSEIGNEMENTS	
1. Généralités	Les dates de communication seront liées aux dates d'achèvement des programmes de travaux, de la manière suivante:
2. Renseignements pouvant être communiqués	
(i) Données sur les puits d'exploration	2 ans après l'enlèvement de la tour de forage.
(ii) Puits de délimitation	Au moment d'une découverte ou 60 jours après l'enlèvement des installations de forage, si cette date est postérieure.

TABLEAU A

Éléments législatifs

(suite)

Propositions

(iii) Puits d'extension	60 jours après l'enlèvement des installations.
(vi) Travaux géologiques	5 ans après l'achèvement du programme ou à l'expiration des droits, selon l'antériorité de l'une ou l'autre de ces dates.
(v) Travaux géophysiques	5 ans après l'achèvement du programme ou à l'expiration des droits, selon l'antériorité de l'une ou l'autre de ces dates; 10 ans dans le cas des travaux effectués avant la date de cette annonce et pour lesquels le gouvernement a accordé une autorisation écrite.
(vi) Recherche et faisabilité	5 ans après l'achèvement de l'étude ou à l'expiration des droits applicables, selon l'antériorité de l'une ou l'autre de ces dates.
(vii) Renseignements sur l'environnement	Lors de la présentation de la soumission.
VII. <u>DISPOSITIONS PRÉFÉRENTIELLES AUX CANADIENS</u>	(i) Des citoyens canadiens et des sociétés contrôlées par des Canadiens peuvent se voir accorder la préférence dans l'octroi de concessions provisoires, de licences de production et de nouveaux droits pour les réserves de la Couronne;  (ii) Biens, services et recherche de source canadienne lorsque cela est possible et pratique.
VIII. <u>MESURES DE TRANSITION</u>	
A. PERMIS EXISTANTS	Soumis au nouveau régime sauf que l'obligation d'entreprendre de nouveaux travaux entre en vigueur seulement un an après la date d'anniversaire du permis qui suit, soit l'annonce officielle par le gouvernement du nouveau règlement, soit la promulgation du nouveau règlement, selon la postériorité de l'une ou l'autre de ces dates (une extension de la période de transition jusqu'à un maximum de 4 ans peut être accordée si les détenteurs de permis ont éprouvé des difficultés à la suite de moratoires imposés par le gouvernement sur les travaux d'exploration).
B. DEMANDES EXISTANTES DE CONCESSIONS	Le demandeur a une option qu'il doit exercer dans un délai de 90 jours après la date anniversaire qui suit la promulgation du nouveau règlement:  (i) Il peut conserver le permis en vertu d'un renouvellement spécial d'un an, à moins qu'une découverte commerciale ne soit déclarée au cours de cette période; ou  (ii) Il peut prendre une concession provisoire, soumise au nouveau régime mais comportant les redevances fixes des anciennes concessions durant un an, à moins qu'une découverte commerciale ne soit déclarée au cours de cette période.  Dans le cas où celui qui demande une concession choisit de retirer sa demande, les redevances fixes payées jusqu'alors devront être retournées, sauf celles qui ont accompagné la soumission au moment de la demande, portant sur la première année.

TABLEAU A  
(suite)

Éléments législatifs

Propositions

Éléments législatifs	TABLEAU A (suite)	Propositions
C. CONCESSIONS EXISTANTES ( y compris les corridors)		
1. Aucune découverte	Le concessionnaire a une option, qu'il doit exercer dans un délai de 90 jours après la date anniversaire qui suit la promulgation du nouveau règlement:	
	(i) Il peut revenir à la forme du permis en vertu d'un renouvellement spécial d'un an, à moins qu'une découverte commerciale ne soit déclarée au cours de cette période, ou	
	(ii) Il peut prendre une concession provisoire, soumise au nouveau régime, mais comportant les redevances fixes des anciennes concessions pendant un an, à moins qu'une découverte commerciale ne soit déclarée au cours de cette période.	
2. Découverte	(i) Avant l'annonce d'une découverte commerciale, le concessionnaire possède les options décrites ci-dessus à 1.	
	(ii) S'il y a annonce d'une découverte commerciale, le concessionnaire fera la conversion en concession provisoire.	
3. Production	(i) Si la production a débuté avant le 31 décembre 1975 la concession sera soumise au nouveau régime mais il n'y aura aucun changement des exigences fiscales.	
	(ii) Si la production commence après la date mentionnée ci-dessus, la concession sera soumise au nouveau régime.	
IX. <u>ORDRE DE FORER UN PUIITS D'EXPLORATION</u>	Le Ministre peut obliger le détenteur d'un permis ou d'une concession à forer ou à faire forer un puits d'exploration à un endroit déterminé dans un délai raisonnable ou demander à Pétro-Canada d'effectuer le forage. Dans ce dernier cas, le propriétaire du terrain aura le choix de participer jusqu'à 50% en s'engageant à l'avance à payer 50% du coût du puits. S'il choisit de ne pas participer entièrement jusqu'à 50%, il lui sera accordé une période de temps raisonnable au cours de laquelle il pourra choisir de racheter une participation pouvant atteindre 50% au terrain pétrolifère éventuel après le forage du premier puits en payant une amende égale à 4 fois les coûts proportionnels subis par Pétro-Canada ou après le forage du second puits en payant une amende égale à 6 fois ces coûts ou après le troisième en payant une amende égale à 8 fois ces coûts.	
X. <u>PRÉSENTATION DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EN PÉTROLE ET EN GAZ</u>	Les contrats d'approvisionnement en pétrole et en gaz devront être déposés à titre confidentiel, auprès de l'administration.	
XI. <u>PRODUCTION DE PÉTROLE ET DE GAZ POUR LES MARCHÉS NATIONAUX</u>	Le gouvernement pourra ordonner, s'il le juge nécessaire dans l'intérêt public, que le concessionnaire commence	



TABLEAU A  
(fin)

Éléments législatifs	Propositions
XI. <u>PRODUCTION DE PÉTROLE ET DE GAZ POUR LES MARCHÉS NATIONAUX</u> SUITE	à produire du pétrole et du gaz pour les marchés nationaux, au prix en vigueur à la tête du puits, peu importe l'existence d'un contrat ou d'un accord entre la société d'exploitation et l'acheteur qui prévoit l'exportation du pétrole ou du gaz.
XII. <u>DROITS</u>	
1. Licence d'exploration	\$25.00
2. Permis d'exploration Accord d'exploration	Sans objet \$250.00
3. Concessions de pétrole et de gaz Concessions provisoires. Licence de production	Sans objet \$50.00 \$100.00
4. Transferts d'intérêts	\$25.00
5. Groupement des permis	\$100.00
6. Regroupement des permis	\$100.00

TABLEAU B

TRAVAUX EXIGÉS EN VUE DU RENOUVELLEMENT STATUTAIRE  
DES PERMIS EXISTANTS

Région de permis		Propositions	
<u>TERRES CANADIENNES ADMINISTRÉES PAR</u>			
<u>ÉNERGIE, MINES ET RESSOURCES</u>			
Plateau continental de la Nouvelle-Écosse.....	\$1.50	Les taux proposés s'appliquent dans les cas où la profondeur des eaux est inférieure à 600 mètres; les taux actuellement en vigueur restent les mêmes dans les cas où la profondeur des eaux dépasse 600 mètres.	
Grands bancs.....	1.50		
Golfe Saint-Laurent.....	1.00		
Nord-Est de Terre-Neuve.....	1.00		
Labrador.....	1.00		
Baie d'Hudson - Détroit d'Hudson.....	0.50		
Côte ouest.....	1.00		
<u>TERRES CANADIENNES ADMINISTRÉES PAR LE</u>			
<u>MINISTÈRE DES AFFAIRES INDIENNES ET DU</u>			
<u>NORD CANADIEN</u>			
Îles de l'Arctique.....	1.00		
Large de l'Arctique supérieur.....	0.50		
Delta du Mackenzie.....	1.50		
Mer de Beaufort.....	1.00		
Territoires continentaux.....	1.00		
Baie de Baffin - Détroit de Davis.....	0.50		

TABLEAU C

ÉLÉMENTS LÉGISLATIFS PROPOSÉS POUR LES  
DROITS LIÉS AUX RÉSERVES DE LA COURONNE

Éléments législatifs	Propositions
1. <u>GÉNÉRALITÉS</u>	
1. Conditions administratives et opérationnelles	Le règlement peut être modifié de temps à autre.
2. Principes fiscaux et périodes d'occupation	Tels que prescrits au moment de l'échéance des droits.
II. <u>LICENCE D'EXPLORATION</u>	
III. <u>DROITS D'EXPLORATION</u>	
ACCORD D'EXPLORATION	
1. Pouvoirs du détenteur	Droit exclusif de forer des puits; la licence de production de type A sera accordée au début de la production.
2. Conditions d'admissibilité	Personne ou société admissible à une licence de production. Voir IV A 3.
3. Superficie	Une ou plusieurs étendues quadrillées ou parties d'étendues quadrillées contiguës.
4. Disposition	Par appel d'offres ou, dans certains cas par un décret du conseil.
5. Forme des soumissions	Selon les prescriptions du Ministre. Peut inclure par exemple: - Participation de la Couronne; - Programme de travaux et/ou boni; - Participation canadienne; - Somme minimale en espèces.
6. Durée.	
(i) Période initiale	3 à 6 ans.
(ii) Renouvellements	L'accord peut être renouvelé jusqu'à la moitié de la superficie originale, selon les termes et conditions que le Ministre peut prescrire et conformément au règlement existant.
7. Travaux exigés	Selon les prescriptions du Ministre; il peut s'agir de programmes de travaux déterminés.
8. Échéance des droits	2¢/acre mais pas moins de \$1,000.
9. Participation canadienne	Utilisation de biens et de services canadiens pouvant être stipulée dans l'avis de vente ou négociée avec le

TABLEAU C  
(suite)

Éléments législatifs

Propositions

Éléments législatifs	TABLEAU C (suite)	Propositions
IV. <u>DROITS DE PRODUCTION</u>	Ministre au moment de la conclusion ou du renouvellement de l'accord.	
A. LICENCE DE PRODUCTION, TYPE A		
1. Pouvoirs du détenteur	Mettre en valeur, produire et vendre du pétrole et du gaz.	
2. Le droit à la licence	La licence de production sera accordée au début de la production.	
3. Admissibilité	Aucun changement, sauf dans le cas où le Ministre constate que la participation canadienne à la licence est inférieure à 25 %; ou un niveau qui peut être stipulé dans l'avis de vente.	
4. Superficie visée par la licence	Minimum d'une section ou d'un ou de plusieurs blocs de sections adjacentes s'étendant à la partie du secteur productif qui est stipulée dans l'accord d'exploration.	
5. Redevances proportionnelles et/ou participation de la Couronne	Selon les prescriptions du Ministre.	
6. Durée initiale	10 ans.	
7. Renouvellements	D'après la capacité de production et selon les conditions prescrites par le Ministre.	
B. LICENCE DE PRODUCTION, TYPE B	Dispositions pour le cas où n'existe aucun droit d'exploration.	
1. Pouvoirs du détenteur		Mettre en valeur, produire et vendre du pétrole et du gaz.
2. Cession	Licence accordée par appel d'offres ou directement par un décret du conseil.	
3. Admissibilité	Aucun changement, sauf dans le cas où le Ministre constate que la participation canadienne à la licence est inférieure à 25%; ou un niveau qui peut être précisé par décret du conseil.	
4. Superficie visée par la licence	Aucun changement.	
5. Forme des soumissions	Selon les prescriptions du Ministre. Peut inclure par exemple: - Paiement minimal en espèces; - Redevances proportionnelles; - Participation de la Couronne; - Participation canadienne.	

Éléments législatifs	Propositions
6. Durée initiale	Selon les prescriptions du Ministre dans le cas de soumissions publiques ou selon les prescriptions du décret du conseil dans le cas de concessions directes.
7. Renouvellements	D'après la capacité de production et selon les conditions prescrites par le Ministre.
8. Redevances fixes	Aucun changement.

## TABLEAU D

### PRINCIPES DU SYSTÈME D'AUGMENTATION PROGRESSIVE DES REDEVANCES PROPORTIONNELLES

#### CONCEPTS

Dans une déclaration de principe, le gouvernement annonce la création d'un nouvel instrument, le système d'augmentation progressive des redevances proportionnelles. Ce nouveau régime vient s'ajouter à une redevance de 10 % sur la production et au système normal d'imposition pour constituer le nouvel ensemble fiscal auquel est soumise l'exploitation du pétrole et du gaz dans les terres canadiennes.

Le système d'augmentation progressive des redevances proportionnelles (APRP) permet d'appliquer le concept de l'exploitation unitaire et de remplacer les charges fiscales fixes et frontales, telles que les redevances proportionnelles au volume d'hydrocarbures extraits, et le retour de certaines concessions à la Couronne. Ce changement vise à améliorer l'efficacité du régime d'imposition et à encourager l'industrie à investir.

Le système d'augmentation progressive des redevances proportionnelles tient compte des coûts de production. Il est probable que les différences des prix de revient entre les nappes des régions pionnières canadiennes atteindront des niveaux inquiétants, et l'équité exige un régime fiscal qui tienne compte de cette situation. À titre de propriétaire des ressources du sous-sol, le gouvernement participe à ce régime en observant la mise en valeur de chacun des champs pétrolifères. Ce système est progressif, car il veut encourager la mise en valeur des champs marginaux, tout en assurant aux Canadiens le revenu tiré de tous les gisements d'hydrocarbures rentables qui peuvent être découverts dans les régions pionnières du Canada. Enfin, il ne s'applique qu'aux revenus obtenus après déduction de tous les coûts de production et d'un profit minimal de base. De plus, il s'ajoute aux autres méthodes de perception du gouvernement dans la mesure où il est calculé après l'imposition des revenus et la perception des redevances sur la production.

Il suffit de comparer les revenus tirés par le gouvernement en vertu de l'ancien règlement à ceux que le nouveau système de l'APRP lui permet de percevoir, pour se rendre compte que le système proposé impose un fardeau moins lourd sur les champs

marginiaux et touche plus durement les champs productifs.

Les taux de l'APRP, combinés à la redevance fixe de 10 % et au système habituel d'imposition du revenu, sont conçus de façon à produire des revenus qui ont une valeur compétitive en regard des normes internationales.

Le montant des redevances que perçoit le gouvernement est fonction de la valeur géologique du champ pétrolifère et les champs exceptionnels pourront continuer de rapporter des revenus exceptionnels.

Si l'on considère les réserves de pétrole et de gaz comme un capital que le Canada met à la disposition de l'industrie, la redevance de 10 % pourrait fort bien constituer un revenu minimal garanti. Le système de l'APRP constitue une assurance que le gouvernement tirera des revenus plus importants des gisements dont la richesse est exceptionnelle et que l'actionnaire touchera un traitement proportionnel. La partie non assujettie au régime d'imposition constitue l'assurance que les actionnaires tireront, au moins un revenu de base de leur projet. Pour l'entreprise privée, elle est en même temps le gage d'une rentabilité proportionnelle à la valeur de la découverte.

Le système de l'APRP s'applique aux profits annuels calculés après déduction de toutes les dépenses (tels que les dépenses d'immobilisation et les coûts d'exploitation, l'impôt sur le revenu et la redevance fixe) et d'un profit de base réalisé sur l'investissement. Comme il est impossible d'imputer des coûts d'exploration à chacune des découvertes, le profit de base réalisé sur la partie de l'investissement dont on connaît l'affectation, soit les coûts de mise en valeur, doit être suffisamment élevé pour permettre de tirer, sur l'ensemble des dépenses, des revenus satisfaisants. Le système de l'APRP est donc conçu de façon à permettre de tirer, sur les dépenses de mise en valeur, un revenu capable d'absorber le coût de l'exploration dont on ne peut rendre compte avec précision.

Le tableau 1 montre que le taux de l'augmentation progressive des redevances proportionnelles varie en proportion directe du taux d'augmentation des profits. Le système de l'APRP ne s'applique pas aux profits annuels, qui, divisés par les dépenses d'immobilisation, donnent un pourcentage inférieur à 25 %, parce que l'on juge que ce rapport est le minimum que l'on

TABLEAU D  
(suite)

doit espérer pour tirer un revenu raisonnable tant des dépenses de mise en valeur que des dépenses d'exploration. Dans le cas des profits plus élevés, le taux de l'augmentation progressive des redevances proportionnelles augmente assez brusquement pour toutefois se stabiliser à des taux se rapprochant de 40 %. Les figures 1 et 2 illustrent la souplesse qui caractérise ce système comparativement à l'ancien règlement.

BREVE DESCRIPTION DU SYSTEME DE L'APRP

1. Le système de l'APRP est imposé à l'égard des profits tirés de la production de pétrole et de gaz dans les terres canadiennes des Territoires et au large des côtes.
2. Aux fins du calcul des profits, chaque champ constitue un "cercle protégé". Les dépenses engagées à l'intérieur du cercle protégé peuvent être appliquées au champ dans le calcul des profits. Dans les champs pétrolifères au large des côtes, le cercle protégé s'étendra au point du rivage où le pétrole arrive au Canada. Les usines de gaz seront normalement comprises dans le cercle protégé d'un gisement de gaz.
- 3 Dans le cadre du système de l'APRP, les profits annuels sont calculés de la façon suivante:

Revenus à la barrière de sortie, moins:

- Dépenses d'exploitation à l'exclusion des intérêts à payer ou du coût ou de l'acquisition d'un terrain par échange entre sociétés comme, par exemple, les redevances prioritaires
- Déduction d'investissement
- Redevances fédérales de 10 %
- Remise fédérale

La déduction d'investissement permet de déduire l'investissement au plus d'un sixième par année à compter de l'année d'investissement. S'il n'est pas nécessaire d'appliquer les déductions pour réduire ou faire disparaître la part de revenu à verser, les déductions peuvent être reportées ou utilisées les années subséquentes au gré de la société. Les déductions cumulatives utilisées ne devront pas

dépasser 100% de l'investissement.

La remise fédérale est une déduction qui s'applique à l'impôt fédéral à payer et elle se calcule comme si l'impôt sur le revenu s'appliquait au profit que rapporte le gisement.

À noter: La déduction des frais d'immobilisation et les gains d'amortissement réalisés à l'intérieur du cercle protégé doivent être utilisés de la même manière que la société les utilise dans le calcul effectif de l'impôt.

4. Il n'est pas loisible de déduire des dépenses d'exploration engagées à l'extérieur du champ dans le calcul de la remise fédérale ni d'aucune autre manière dans le calcul de l'augmentation progressive des redevances proportionnelles.
5. Pour une année donnée, l'augmentation des redevances ne s'appliquera pas à moins que les profits annuels divisés par les investissements amortis à l'intérieur du cercle protégé donnent un pourcentage supérieur à 25 %.
6. Aux fins de la formule de l'APRP, les investissements à l'intérieur du cercle protégé seront amortis au taux de 10 % par année, selon le solde diminué. (Si l'investissement de base n'était pas amorti, les redevances proportionnelles perçues tomberaient rapidement à zéro.
7. Le système des redevances proportionnelles est un système de perception d'un loyer imposé sur des profits. Aussi, toute fluctuation des prix ou des coûts, dans la mesure où elle se répercute sur les profits, détermine le taux d'imposition. Le système prévoit un rapport minimal entre profits et investissements de 25 % en-dessous duquel la redevance n'est pas imposée. À mesure que la rentabilité augmente, le taux d'imposition augmente lui aussi, quoiqu'à un rythme moindre. Le taux moyen se situe à zéro jusqu'à ce que les profits divisés par les investissements amortis totalisent 0,25. Le taux s'élève ensuite jusqu'à un maximum absolu de 40 %.
8. Les dépenses engagées à l'intérieur du cercle protégé plus de six ans avant l'obtention d'une licence de production

TABLEAU D

(fin)

peuvent être grossies de 10 points procentuels par année, pour chaque année après six ans, jusqu'à un maximum de 50 %. En

d'autres termes, seules les dépenses remontant à plus de 11 ans atteindraient la déduction maximale de 50 %.

TABLEAU 1

EXEMPLES DE TAUX D'AUGMENTATION PROGRESSIVE DES REDEVANCÉS PROPORTIONNELLES (APRP)

Rapport profits- approvisionnements*	Taux de l'APRP	Rapport profits- investissements	Taux de l'APRP	Rapport profits- investissements	Taux de l'APRP	Rapport profits- investissements	Taux de l'APRP
25**	.0	36	12.2	47	18.7	58	22.8
26	1.5	37	13.0	48	19.2	59	23.1
27	3.0	38	13.7	49	19.6	60	23.3
28	4.3	39	14.4	50	20.0	61	23.6
29	5.5	40	15.0	51	20.4	62	23.9
30	6.7	41	15.6	52	20.8	63	24.1
31	7.7	42	16.2	53	21.1	64	24.4
32	8.8	43	16.7	54	21.5	65	24.6
33	9.7	44	17.3	55	21.8		
34	10.6	45	17.8	56	22.1		
35	11.4	46	18.3	57	22.5		

\* Le rapport profits-investissements se définit comme le rapport entre les profits annuels et la somme des investissements amortis.

\*\* Les redevances ne sont imposées que sur les revenus qui dépassent ce niveau. Ce rapport est considéré comme le revenu minimal tiré des investissements de mise en valeur, car il permet d'obtenir un revenu satisfaisant de l'ensemble des dépenses (soit les frais de mise en valeur plus les frais d'exploration).

Les taux ci-dessus sont calculés au moyen de la formule suivante:

$$APRP = (P - .25 \times I) \times .40$$

P = Profits  
I = Investissements

) Tels que définis dans le texte



Figure 1  
**PART DU GOUVERNEMENT**  
**COMPARAISON ENTRE L'ANCIEN RÉGLEMENT (PÉTROLE) ET**  
**LE RÉGIME PROPOSÉ (1973)**

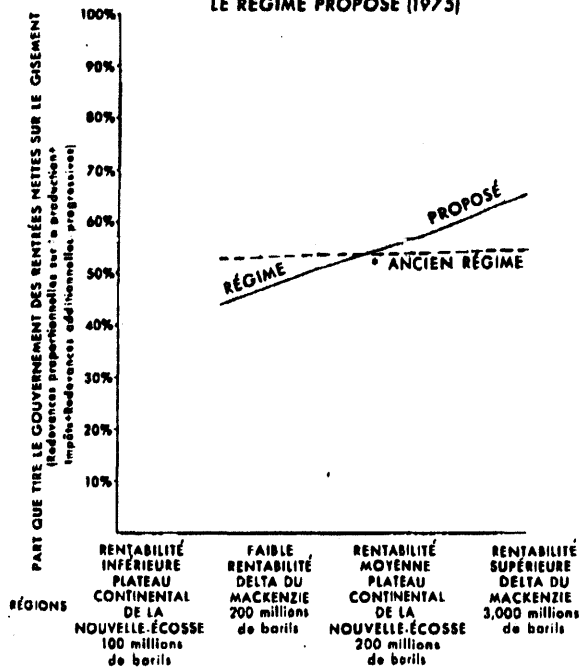
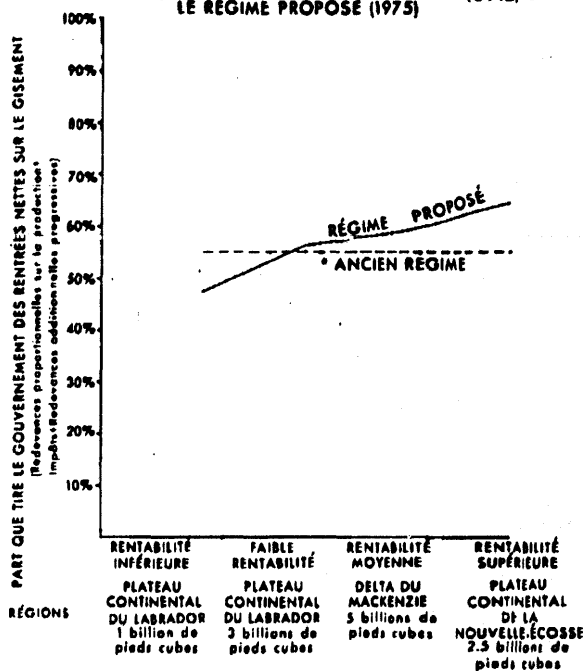


Figure 2  
**PART DU GOUVERNEMENT**  
**COMPARAISON ENTRE L'ANCIEN RÉGLEMENT (GAZ) ET**  
**LE RÉGIME PROPOSÉ (1973)**





FOR RELEASE: 3:00 p.m. M.D.T.

TOUGH MEASURES TO PROTECT NORTHERN  
ENVIRONMENT, SOCIETY - BUCHANAN

OTTAWA (May 19, 1976) - Northern Affairs Minister Judd Buchanan says he will do his utmost to protect the environment and native society from the adverse effects of increased exploration activities generated by the new federal government oil and gas land regulations.

COMMUNICATIONS

The proposed oil and gas land regulations, which were tabled in the House of Commons today, supersede the 1960 land regulations. The Department of Indian and Northern Affairs administers the regulations in the Yukon and Northwest Territories, as well as off-shore in the high Arctic.

Pointing out that the Department of Indian and Northern Affairs now has an environmental staff of 70 covering 1.7 million square miles in the North, Mr. Buchanan reported that he is discussing future staff requirements with Treasury Board. "If future development activity should exceed our ability to police it, I will not hesitate to direct that staff resources from other parts of the department be re-allocated to this function or I may impose temporary halts to exploration activities in areas of particular environmental sensitivity," he explained.

Mr. Buchanan noted that while the government has not been prepared to establish a general freeze on land use pending settlement of native claims, bans have been ordered on exploration activity in some selected areas, such as traditional native hunting and trapping grounds. These areas include Old Crow in the Yukon, Bathurst Peninsula, and substantial parts of Somerset Island and the Boothia Peninsula.

Discussions are now underway with native representatives concerning a temporary ban on selected areas in the Tuktoyaktuk region and Mr. Buchanan said he is prepared to entertain similar requests from other native communities where

exploration could adversely affect the environment or traditional cultural values.

Mr. Buchanan reported that the following measures have been taken, or are being considered, so that more effective control of development activities in the North can be implemented:

- as of October 1, 1975, the Territorial Land Use Regulations were extended to cover the Eastern Arctic, with the result that these regulations now apply to exploration activities everywhere in the North.
- an office to monitor land-use activity in the Eastern Arctic will be opened at Rankin Inlet this month.
- revisions to strengthen the land-use regulations made public earlier this year will be promulgated this summer. An important feature of the changes will be a substantial increase in the time allowed for community consultation before a land use permit is issued.
- plans are being developed for the further decentralization to northern communities

of the department's environmental inspection services, now largely based at Yellowknife and Whitehorse. Final decisions are expected to be made this autumn.

- measures are also being planned to recruit and train more native staff as environmental inspectors.

"I recognize the national need to know Canada's true oil and gas reserves as soon as possible and I share with my colleagues the responsibility to implement this new legislation," Mr. Buchanan said. "On the other hand, I also share with many northerners - particularly the Indian, Inuit and Metis people - their concerns for possible undesirable effects increased development activity may have on the environment and the people. The Native people are the biggest users of the land, animals, fish and sea mammals.

"They are the ones who would suffer most from its misuse, and therefore, they must have a right to influence development activities that go on around them. It remains my prime concern to reduce the detrimental effects of development to a minimum, and I intend to be very tough in carrying out my mandate in this regard," he added.

Mr. Buchanan said that his department can utilize a number of acts and regulations - such as the Northern Inland Waters Act, the Territorial Lands Act and the Arctic Waters Pollution Prevention Act - to ensure that the North's environ-

ment will be protected. This legislation dealing with northern environmental protection has teeth and, in some cases, is unique in Canada and exceptional in the world.

For example, no province has legislation which equals the Territorial Land Use Regulations, designed to rigorously control environmental disturbance to lands which are highly susceptible to damage by surface use.

The Northern Inland Waters Act was the first of its kind in Canada to have a mandatory requirement for a public hearing associated with every formal licencing action. Such a provision takes on added significance, Buchanan explained, in the light of the land claims of the native people and today's emphasis on the protection of the northern environment by public interest groups.

The Arctic Waters Pollution Prevention Act is severe in declaring a total prohibition on the dumping of pollutants into Arctic waters. Under the Act, Nanisivik mine at Strathcona Sound on northern Baffin Island was prohibited from depositing mine tailings in the Sound, as the company originally planned.

For further information:

William A. Braden  
Regional Public Affairs  
Department of Indian Affairs and Northern Development  
P.O. Box 1500  
Bellanca Building  
Yellowknife, N.W.T.

Telephone 873-4421 (extension 324.)



BACKGROUND - LAND ENVIRONMENTAL CONTROL

The Territorial Lands Act and the Northern Inland Waters Act were passed in 1952 and 1970 respectively, in recognition of the need for more effective controls on development activity to protect the Northern environment. Off-shore activities are regulated by the Arctic Waters Pollution Prevention Act, passed in 1970. Additional protection is provided by the Fisheries Act, which is administered by the Department of the Environment.

The Department of Indian and Northern Affairs maintains regulatory staff at its Regional Offices in Whitehorse and Yellowknife. An additional office is being opened in Rankin Inlet this month.

Territorial Land Use

Applications for land use permits are considered by a Land Use Advisory Committee composed of representatives of the Territorial Government, the Department of the Environment, and the Department of Indian and Northern Affairs. Where traditional pursuits of northern residents may be affected the application is discussed with the community council(s) involved. Operating stipulations to be attached to the permit are formulated and the permit is normally issued within 30 days. Limitations may be placed on the vehicles or equipment used, on the time of year when activity may be carried out, or on particular locations - such as bird-nesting area - that must be avoided.

COMMUNITIES

Land Use inspectors are located in 12 centres in the North. Each office is responsible for a specific area and inspectors continually check all activity to ensure compliance with stipulations under which a permit holder operates. Inspectors use small aircraft and helicopters to inspect land use operations and an inspector for the Arctic Islands may require up to 10 days to properly observe activities in his area.

A company is not released from its obligations under the Territorial Land Use Regulations until it successfully passes a final inspection during the summer months, when the presence of any debris or other pollution can be detected. A company found negligent in its environmental protection practices may be subject to a shutdown. Fines have been levied against continuing offenders.

Where necessary, a ban has been placed on all activities, in order to permit additional environmental studies or to obtain a better understanding of the concerns of the local people. In some instances, access to traditional native hunting and trapping areas has been denied. Action along the foregoing lines has been taken at Old Crow in the Yukon, on the Bathurst Peninsula, on Somerset Island, and in selected areas of the Boothia Peninsula. A moratorium on substantial areas in the region of Tuktoyaktuk is currently under discussion with native representatives.

As a result of experience gained since the Act was passed, amendments to the existing regulations have been developed. They were published in draft form in the Canada Gazette on February 14, 1976, and have since been under discussion with various interested organizations. The new regulations will be promulgated later this year.



Among the new elements are:

- (i) provision of additional time (from 30 to 42 days) to ensure full community consultation prior to permit issuance;
- (ii) extension of Land Management Zones to the entire Yukon and Northwest Territories;
- (iii) establishment of regulations to control all but environmentally insignificant activities;
- (iv) changes to expedite the processing of permit applications where smaller operations are to be carried out on relatively insensitive terrain and not influencing traditional hunting, fishing or trapping activities;
- (v) the provision of a more flexible regulatory framework.

#### Territorial Water Use

Applications for water use associated with oil and gas related developments in the North are processed under the Northern Inland Waters Act through Territorial Water Boards, one in the Yukon and one in the N.W.T. Major water uses such as pipeline water crossings or refineries require a water use licence from the appropriate Board. The licence may contain conditions for construction, operation and waste disposal. Membership on the Boards includes six Federal government representatives, one from each Federal Department most associated with water resources in the North, and three from the Territory.

Public hearings are mandatory and any interested person may present his views and question either the Water Board or the applicant. If a licence is issued water inspectors carry out regular inspections of construction and operations.

#### Offshore Waters

Applications for exploration in waters beyond the mainland are processed through the Arctic Waters Oil and Gas Advisory Committee in Yellowknife. This Committee is composed of Federal and Territorial Government representatives and has the responsibility for drawing up the environmental conditions for any drilling authority issued. In drawing up the environmental conditions, the Committee is guided by the Arctic Waters Pollution Act. The Act is very severe in declaring a total prohibition on the dumping of waste in arctic waters, except as might be specified by Regulations made under the Act.

A recent example of this legislation at work is the case of Nanisivik mine at Strathcona Sound on northern Baffin Island. The operator originally intended to deposit the mine tailings at depth in the Sound. However, the proponent was unable to convince departmental officials that the tailings would remain at depth and not cause any damage to the marine environment. Therefore, in accordance with the provisions of the Act, the operator was refused permission to deposit the waste in arctic marine waters.

The Committee actively carries out consultations with communities which may be affected by any development. When a permit is issued, Pollution Prevention Officers monitor all phases from the initial preparation of the site through the drilling operation and eventual site abandonment.

#### Land Tenure

If it is determined that a project offers socio-economic benefits without undue harm to the environment, formal land tenure documents

are drawn up. These documents contain provisions for the protection of the environment and the maximization of benefits to the local community with the least disturbance, to local lifestyles. In no case does the issuing of a lease provide the tenant with a basis for avoiding his responsibility to protect the environment in accordance with the Territorial Land Use Regulations.

PRESS RELEASE

Department of Energy, Mines and Resources

FOR RELEASE: 3:00 p.m. M.D.T.

CHANGES IN REGULATIONS TO SPUR FRONTIER OIL AND GAS EXPLORATION

Proposed changes in the Canada Oil and Gas Land Regulations, including new fiscal and land tenure arrangements, were made public today.

Energy Minister Alastair Gillespie and Indian and Northern Affairs Minister Judd Buchanan jointly announced the proposed changes, which were tabled in the House of Commons. As the changes will affect existing contractual arrangements, new legislation in the form of a Petroleum and Natural Gas Act will be placed before Parliament this fall. New Canada Oil and Gas Land Regulations will be promulgated following passage of the new act.

The proposed changes are designed to promote the early assessment of Canada's potential for secure frontier oil and gas supplies that can be found and produced under acceptable social and environmental conditions. They will supersede the existing land regulations which were promulgated in 1961. No new federal oil and gas rights have been issued since March 1972 pending revision of the regulations.

"We are modernizing our oil and gas regulations to reflect the significant changes in the petroleum industry since 1960," Mr. Gillespie said.

"These changes will update the regulations to provide Canadians with increased control over and participation in frontier exploration, development and production; a fair return from our non-renewable resources; and, at the same time, provide incentives for finding new energy supplies."

"The new oil and gas regulations are an important step in realizing Canada's target of energy self reliance," Mr. Gillespie added.

Changes in the regulations for currently held lands will:

- increase required levels of exploration work;
- reduce statutory land tenure;
- increase lease rentals (which can be reduced by additional work;)
- provide Petro-Canada with an option for a 25%

- working interest in special renewal permits or provisional leases and an option to acquire existing Crown lands as well as 25 percent lands returning to the Crown over the next seven years;
- provide for a basic 10 percent royalty plus a new Progressive Incremental Royalty (P.I.R.) on field profits;
  - reduce confidential periods of exploration information; and
  - require submission of farmout and supply contracts.

The Minister responsible will be empowered:

- to set posted prices;
- to take royalties in kind rather than in cash;
- to order drilling on permits or leases;
- to order production to begin;
- to order production into specific domestic markets;
- where a discovery has been made, to set a 25 percent minimum level of Canadian ownership as a condition of production and indicate the manner in which that level may be attained; and
- to require approval of farmouts, if deemed necessary.

New fiscal arrangements are sensitive to the actual costs of exploration, development and production in each field. The P.I.R. comes into effect after the basic royalty rate and income taxes have been deducted and a profit of 25 percent on development investment has been realized. This level of

earnings is designed to allow the recovery of average exploration costs as well as to generate a reasonable level of profit on total investment. The P.I.R. rate increases as profits increase, always leaving the major share to the developer who took the risk of exploration.

The P.I.R. allows a reasonable rate of return to industry on frontier oil and gas fields and provides a fair economic rent for Canada without diminishing the lure of striking a bonanza. Those discoveries made prior to June 30, 1980, will get a three-year P.I.R. holiday, a further incentive to spur early exploration.

The new regulations would affect nearly 560 million acres of oil and gas rights already issued in the Territories and offshore regions as well as all rights issued in the future.

Energy, Mines and Resources administers federal oil and gas regulations off the east and west coasts and in Hudson Bay and Hudson Strait, while Indian Affairs and Northern Development administers the regulations in the Yukon and Northwest Territories and offshore areas of the high Arctic.

Fiscal principles and tenure periods for existing permit areas will be embodied in the proposed act, while all other terms and conditions will be subject to Regulations and can be amended from time to time by Order-in-Council as circumstances require.

It is expected that the new regulations would be promulgated and come into effect within a year. The new work requirements will have a minimum one year phase-in period. They will apply on the first anniversary date of the permits occurring on or after one year. From this announcement, or on the first anniversary date after promulgation of the new regulations, whichever comes last.

For further information contact:

Mr. Steven Rybak  
Energy, Mines and Resources  
Ottawa, Ontario

Telephone 996-8436