

# ESM206

Joint United Nations Development Programme / World Bank  
  **ESMAP**  
Energy Sector Management Assistance Programme

---

**Poland**

**Natural Gas Upstream Policy**

**Report No. 206/98**

**August 1998**

---

**Polska**

**Polityka w zakresie gazu ziemnego**

**Raport 206/98**

**Sierpień 1998**

JOINT UNDP / WORLD BANK  
**ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAMME (ESMAP)**

**PURPOSE**

The Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP) is a special global technical assistance program run as part of the World Bank's Energy, Mining and Telecommunications Department. ESMAP provides advice to governments on sustainable energy development. Established with the support of UNDP and bilateral official donors in 1983, it focuses on the role of energy in the development process with the objective of contributing to poverty alleviation, improving living conditions and preserving the environment in developing countries and transition economies. ESMAP centers its interventions on three priority areas: sector reform and restructuring; access to modern energy for the poorest; and promotion of sustainable energy practices.

**GOVERNANCE AND OPERATIONS**

ESMAP is governed by a Consultative Group (ESMAP CG) composed of representatives of the UNDP and World Bank, other donors, and development experts from regions benefiting from ESMAP's assistance. The ESMAP CG is chaired by a World Bank Vice President, and advised by a Technical Advisory Group (TAG) of four independent energy experts that reviews the Programme's strategic agenda, its work plan, and its achievements. ESMAP relies on a cadre of engineers, energy planners, and economists from the World Bank to conduct its activities under the guidance of the Manager of ESMAP, responsible for administering the Programme.

**FUNDING**

ESMAP is a cooperative effort supported over the years by the World Bank, the UNDP and other United Nations agencies, the European Union, the Organization of American States (OAS), the Latin American Energy Organization (OLADE), and public and private donors from countries including Australia, Belgium, Canada, Denmark, Germany, Finland, France, Iceland, Ireland, Italy, Japan, the Netherlands, New Zealand, Norway, Portugal, Sweden, Switzerland, the United Kingdom, and the United States of America.

**FURTHER INFORMATION**

An up-to-date listing of completed ESMAP projects is appended to this report. For further information, a copy of the ESMAP Annual Report, or copies of project reports, contact:

**ESMAP**

c/o Energy, Mining and Telecommunications Department  
The World Bank  
1818 H Street, NW  
Washington, DC 20433  
U.S.A.

**Part I: English Version**

**Poland  
Natural Gas Upstream Policy**

**August 1998**

---

Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP)

Oil and Gas Unit of the  
Energy, Mining and Telecommunications Department  
and  
Energy Sector Department of the Europe and Central Asia Region  
The World Bank



## Contents

### Part I: English Version

---

<b>Acknowledgments</b> .....	vii
<b>Abbreviations and Acronyms</b> .....	viii
<b>Units of Measure</b> .....	ix
<b>Executive Summary</b> .....	1
Introduction .....	1
Geological Prospectivity of Poland for Natural Gas .....	1
A Joint Venture Strategy for Exploration in PGNiG Areas .....	2
Fiscal Policies and Incentives .....	3
Producer Pricing Framework .....	5
Land System for Exploration and Production .....	6
Features of a Modern Joint Venture Agreement .....	7
Next Steps .....	7
<b>1. Background</b> .....	9
A. Institutional Arrangements .....	9
B. European Union Accession .....	10
C. Natural Gas Supply and Demand .....	11
D. Natural Gas Prices and Values .....	13
E. Downstream Infrastructure Investments .....	13
<b>2. Prospectivity of Poland for Natural Gas</b> .....	15
A. Geological Regions .....	15
B. Exploration Operations .....	16
C. Reserves and Production .....	19
D. Future Potential .....	19
<b>3. Concession and Licensing Arrangements</b> .....	21
A. Mineral Development Rights .....	21

B. Concessions and Licenses .....	22
C. Comparison of International Concession Terms .....	22
<b>4. Upstream Fiscal and Land Policies .....</b>	<b>25</b>
A. The Fiscal Terms .....	25
Features of the Present Fiscal Terms .....	25
Comments on the Fiscal Terms .....	27
Comments on the Individual Tax Items .....	27
B. Land System for Oil and Gas Exploration and Production in Poland .....	31
Comments on the Land System .....	32
<b>5. The Joint Venture Framework for Exploration .....</b>	<b>37</b>
A. The Joint Venture Approach .....	37
B. Costs and Benefits of an Accelerated Exploration Program .....	38
Feasibility of Joint Venture Operations .....	38
Costs and Benefits of Accelerated Exploration .....	40
C. Features of Joint Venture Agreement .....	41
<b>Annex: Technical and Economic Data .....</b>	<b>43</b>
<b>Tables</b>	
1: Benefits of Accelerated Exploration .....	3
1.1: Gas Demand Forecasts—Low Scenario .....	12
1.2: PGNiG Gas Supply Forecasts .....	12
1.3: Planned Investments to 2010 .....	13
2.1: Oil and Gas Reserves and Production in Poland .....	19
2.2: Oil and Gas Future Potential by Region .....	20
5.1: Cost of Wells .....	38
A1.1: Poland End User Fuel Prices, January 1997 .....	45
A1.2: Oil and Gas Potential by Geological Region .....	46
A1.3: A Comparison of Features of Oil and Gas Concession Terms for Some Countries .....	48
A1.4: Framework for a Joint Operating Agreement .....	55
A1.5: Yardsticks for Profitability and Risk Analysis .....	57
<b>Figure</b>	
2.1: Upstream Oil and Gas Trends in Poland (1992 - 1996) .....	17

## **Part II: Polish Version**

---

*(Follows page 60 of the English version)*

### **List of Completed Activities**

*(Follows page 62 of the Polish version)*

### **Maps**

- 1 Gas Transmission System of Poland
- 2 Major Geological Structures of Poland
- 3 Oil and Gas Bearing Regions of Poland
- 4 Oil and Gas Concession Map of Poland





## **Acknowledgments**

This report is based on the findings of an ESMAP/World Bank gas sector mission to Poland in November 1997. Members of the mission were Peter Law (Senior Energy Specialist and Task Manager), Julius Wilberg (Senior Financial Analyst), Arinze Agbim (Petroleum Specialist) and Pedro Van Meurs (Consultant). The mission wishes to express its appreciation for the good co-operation of the staff of the Department of Geology of the MoEPNRF, the Ministry of Finance, PGNiG, and the Geological Institute of Poland.

## Abbreviations and Acronyms

<b>BMB</b>	Barnowko-Mostno-Buszewo Field
<b>ECT</b>	Energy Charter Treaty
<b>EMV</b>	expected monetary value
<b>ERA</b>	Energy Regulatory Agency
<b>EU</b>	European Union
<b>JV</b>	joint venture
<b>JOA</b>	joint operating agreement
<b>PGNiG S.A.</b>	Polskie Gornictwo Naftowe Gazownictwo S.A.
<b>PGN S.A.</b>	Polskie Gornictwo Naftowe S.A.
<b>PGAZ S.A.</b>	Polskie Gazownictwo S.A.
<b>PLN</b>	Polish zloty
<b>MoEPNRF</b>	Ministry of Environmental Protection, Natural Resources and Forestry
<b>MSR</b>	maximum sustainable risk
<b>NEI</b>	net exploration investment
<b>NPV</b>	net present value
<b>ROR</b>	rate of return
<b>GT</b>	government take

## Units of Measure

<b>CFD</b>	cubic feet per day
<b>MMCFD</b>	million CFD
<b>CM</b>	cubic meter
<b>CMD</b>	cubic meter per day
<b>MMCMD</b>	million CMD
<b>CMY</b>	cubic meter per year
<b>MMCMY</b>	million CMY
<b>BCM</b>	billion cubic meter
<b>BCMY</b>	billion cubic meter per year
<b>BCF</b>	billion cubic feet
<b>TCF</b>	trillion cubic feet
<b>BTU</b>	British thermal unit
<b>MMBTU</b>	million BTU
<b>TOE</b>	ton of oil equivalent
<b>MMTOE</b>	million TOE
<b>MMT</b>	million tonnes
<b>MMTY</b>	million tons per year
<b>GWh</b>	gigawatt hour
<b>kWh</b>	kilowatt hour
<b>TWh</b>	terawatt hour
<b>GW</b>	gigawatt
<b>kW</b>	kilowatt
<b>MW</b>	megawatt
<b>kV</b>	kilovolt
<b>km</b>	kilometer
<b>sq. km</b>	square kilometer
<b>kcal</b>	kilocalorie
<b>kg</b>	kilogram
<b>bbl</b>	barrel

# Executive Summary

## Introduction

1. During 1996, the World Bank prepared a diagnosis of the gas sector in Poland, resulting in a gas sector policy note which made recommendations aimed at increasing private participation in the sector through the rationalization of gas competition policy, gas pricing policy, and gas exploration and production policy. Before 1996, progress in signing exploration concession agreements with foreign investors had been disappointing, bearing in mind that acreages were opened to foreign investment in 1992 with two subsequent international bidding rounds. Since 1996 there has been better progress and concession agreements have been signed with international oil companies including Medusa, Texaco, El Paso, Apache, RWE, FX Energy and Cal Energy.

2. The gas sector policy note recommended that the gas upstream fiscal policies and incentives should be revisited, with a view to streamlining the procedure for negotiating concession agreements and enhancing the prospects for private investments. The present study is in response to this, and was carried out with the Department of Geology (former Department of Geology and Geological Concessions) as main counterpart, with substantial cooperation from the Polish Oil and Gas Company (PGNiG S.A.). The objectives of this study were to provide advice which could lead to increased levels of private investment in exploration and production for oil and gas, focusing specifically on: (i) joint venture or other arrangements which could lead to accelerated exploration, (ii) upstream fiscal, land allocation and gas pricing systems, and (iii) exploration and production concession models in the light of international experience.

## Geological Prospectivity of Poland for Natural Gas

3. Some 80% of the total land area of Poland is considered prospective, with future potential of 72 MMT and 608 BCM of recoverable oil and gas reserves<sup>1</sup>. This is divided in two regions:

- (a) the area<sup>2</sup> reserved for exploration and production by PGNiG,
- (b) the remaining area which is open for direct international exploration and production.

In addition, Petrobaltic has some acreage in the Baltic sea<sup>3</sup>.

---

<sup>1</sup> Polish Petroleum Institute estimates.

<sup>2</sup> Includes the Flysch Carpathians, the Carpathian Foredeep, and part of the Fore-Sudetic Monocline.

<sup>3</sup> There is an offshore economic zone of 33,000 sq kilometer.

4. The area reserved for PGNiG is by far the most attractive for further exploration, considering the proven oil and gas potential, the low geological risk, and the remaining possibilities for quite large oil (up to 10 MMT) and gas fields (up to 30 BCM). The Mid Polish Anticlinorium near the Baltic shores is also prospective. The area open for international competition is less attractive, because prospects are either very deep or the geological risk is high. Exploration in this area would concentrate on some higher risk possibilities for large fields.

5. Overall, the level of exploration and field development is low considering there are still sizable reserves to be discovered and developed, as exemplified by the recent discovery of the Barnowko-Mostno-Buszewo (BMB) field in Western Poland by PGNiG.

### **A Joint Venture Strategy for Exploration in PGNiG Areas**

6. Current natural gas production by PGNiG is about 4 BCMY with about 6 BCMY imported from the Russia. The demand for gas in Poland is forecast to increase to at least 20 BCMY over the next decade with an increasing dependence on gas imports. A strategy which leads to accelerated exploitation of oil and gas resources in PGNiG's designated areas could therefore be beneficial to Poland and PGNiG, by reducing the need for imports and improving the cashflow of the company.

7. The current World Bank Energy Resource Development Project has helped PGNiG to add 30 BCM of proven reserves to its natural gas resource base over the last six years, even though it is *not* an exploration project. If new projects focus on an accelerated exploration program, adding at least this amount again over a 10 year timeframe is a conservative assumption. A strategy for achieving an accelerated exploration program can be for PGNiG to enter into joint venture arrangements with independent oil companies, to exploit those areas reserved for PGNiG within the framework of concessions held by PGNiG. This could strengthen the cashflow of PGNiG without having to incur any exploration risk.

8. The joint venture strategy would be attractive to independent oil companies. Targets to be discovered of similar characteristics to BMB show good financial viability, with non-risked rates of return in excess of 25%, and these projects could sustain a high geological risk (or a probability of success as low as 2.5%). However, many investors would consider the probability of a BMB type discovery to be better than this, since the Permian formations (in which the BMB field was discovered) occur with similar characteristics over a large area. Therefore, exploration blocks containing possibilities for BMB type targets would be attractive to independent oil companies as joint ventures. Such joint ventures could be structured so that the independent oil company takes the full exploration risk, with PGNiG taking a working interest of 25% to 40% after the declaration of a commercial discovery.

9. The costs and benefits of an accelerated exploration program under a joint venture strategy are inherently uncertain. However, making a reasonable assumption that two BMB type targets could be discovered and developed<sup>4</sup> in PGNiG reserved areas and brought forward by 5 or 10 years, would result in the benefits shown in Table 1. This shows that an accelerated program which allows the development to be started today gives an NPV of US\$ 522 million, compared to a 10 year delay which results in an NPV of US\$ 86 million. The difference of US\$ 436 million represents a substantial benefit to project, which would be shared between the JV partners. Similar benefits accrue from the earlier collection of royalties and taxes. However, these benefits do *not* include the full exploration costs which might be incurred by the Joint Venture partner, as these would have to reflect the geological risk is not quantified in this study. Inclusion of such costs would to some extent reduce the NPV's shown in Table 1.

**Table 1: Benefits of Accelerated Exploration**  
(non -risked development of 2 BMB type targets)

<i>Exploration timing</i>	<i>Now</i>	<i>Delay 5 yr</i>	<i>Delay 10 yr</i>
NPV of Project (US\$ million)	522	206	86
NPV Royalties & Taxes (US\$ million)	367	212	127

10. The development of two BMB type targets would generate gross undiscounted revenues of US\$7.8 billion from oil and gas sales over the field lifetime, which would offset Poland's requirement for imports. For PGNiG, a key benefit of the joint venture approach would be the international exposure (including management, technical and language training) which could be offered by the joint venture partner in his home country, and for which provision should be included within any joint venture agreement.

11. PGNiG owns many marginal shut in gas fields, which show rates of return of 10% or less at producer gas prices in line with gas import prices (2.7 US\$/MMBTU). Development of these fields is not financially viable, except where most development wells have already been drilled and are sunk costs. In such circumstances, marginal fields may be of interest to small private oil and gas companies, and PGNiG may wish to sell their exclusive production rights for cash plus a small overriding royalty.

### **Fiscal Policies and Incentives**

12. The fiscal terms offered in Poland are important in attracting independent companies for exploration and development both inside the PGNiG-reserved areas (through JV's) and outside these areas. The current fiscal terms are rated as very

<sup>4</sup> This would yield 22 MMT of recoverable oil and 20 BCM of recoverable gas.

favorable on a world wide basis. The government take (royalty plus tax) is 44%, which will reduce when corporation tax is lowered from its present level of 38% to 32% by 2000. This will make the fiscal system among the most favorable in Europe. Corporate income tax in Poland is creditable for corporate income tax purposes in the U.S., Canada, the U.K. and other developed countries, and so there should not be any negative double taxation effects. The withholding taxes are also creditable. The royalty will typically be a deductible item for tax credit purposes in the respective home countries of the various investors.

13. The mission's analysis concludes that a major restructuring of the fiscal incentive package will *not* result in higher levels of exploration in Poland, but the fiscal system may be streamlined as follows:

(i) The mining usufruct fee is unnecessarily complex, and adds to negotiations prior to issuing the exploitation concession. It would be simpler to include in the Mining Usufruct Agreement a fixed annual payment (e.g. 0.5% or 1% of the value of the production). However, the mining usufruct fee based on reserves is a traditional payment in Poland. An alternative would be to simply determine the value on the basis of a small amount per barrel of oil equivalent of proved recoverable reserves. This would eliminate the need to agree on the value of reserves.

(ii) The current method of determining royalties on the basis of the cost of the production plus a profit margin is not accepted international practice. Now Poland is inviting foreign investors, it is necessary to introduce a standard procedure with the royalty based on the deemed market value at the field gate. The deemed market value can be determined by establishing the market value at an agreed point in Poland and deducting transport costs from the field gate to this determination point. Also adjustments need to be made in order to account for quality differentials for oil and gas.

(iii) Currently the royalty is set by regulation, which would permit the government to unilaterally change the rate of royalties, thereby exposing the investor to fiscal risk in case of a significant discovery. Consideration should be given to introduce the royalty as an item in the Mining Usufruct Agreement, where changes in royalty rates would only apply to new Mining Usufruct Agreements. Alternatively the royalty could also be determined in the Geological and Mining Law.

(iv) A simplification of the VAT system permitting refunds where the input VAT exceeds the output VAT is recommended. For instance, the sale of well information or scrap metal during an exploration operation should not result in a situation where an oil company loses rights to refunds.

(v) It is not beneficial for Poland to increase the cost of exploration and field development through import duties. The small size and low well productivities of most fields already results in a situation where many fields are marginal. On the contrary, cost reduction through reducing these tariffs where possible is desirable.

- (vi) The corporate income tax provisions are generally adequate, but some adjustments would be beneficial. The depreciation rate of 8.5% to 10% for oil and gas field facilities is low from an international perspective, and 12.5% is recommended. The rate of 4% for pipelines is also low and would be a slight disincentive for the further development of gas transmission; 5% or 6% is recommended.
- (vii) The depreciation rate of 4% on intangible drilling expenditures is much too low and it is recommended to make intangible drilling expenditures an expense which can be written off immediately in the year such costs are incurred.
- (viii) The three year loss carry forward for downstream operations is a severe restriction which is unfavorable and could hamper certain downstream operations.
- (ix) It is recommended to extend the 10 year loss carry forward provision, currently applicable to upstream operations, to all oil and gas operations, upstream and downstream. The 10 years is counted from the start of the concession which is not a common procedure. Usually, the tax loss carry forward is counted from the year in which the loss was incurred. Alternatively, a loss carry forward period of 7 years for all corporate activities (not just oil and gas) could be considered.

### Producer Pricing Framework

14. Currently, producer prices from PGNiG's upstream subsidiary companies are set on a cost plus basis. However, for a gas importing country such as Poland, it is economically efficient to link the price of gas in domestic producer sales contracts to its value in the market (market-based pricing). This is usually done by linking the end-user price of gas to the price of the main competing fuels, and subtracting (or netting back) transmission, distribution and storage costs. The resulting producer price usually offers sufficient financial incentive for the producer to explore and develop new gas reserves. Since end-user gas prices<sup>5</sup> are 4 US\$/MMBTU (industry) and 5.5 US\$/MMBTU (residential), and the average cost of expanding Poland's gas infrastructure over the long term is estimated at 1.4 US\$/MMBTU<sup>6</sup>, then a *maximum* producer price broadly in line with the price of gas imports (2.7 US\$/MMBTU) should be sustainable. The Ministry of Finance has indicated that there is no intention to fix producer prices, and producers will negotiate prices directly with large consumers and distribution companies, using the transport facilities of PGAZ or by constructing their own pipelines. This represents a market-based approach which is supported by the mission.

15. Gas prices to industry are now at economic levels, but prices to residential consumers (which represent more than 43% of PGNiG's gas market) have yet to rise by an estimated 35% reach parity with West European levels. As gas prices rise, the Energy Regulatory Agency (ERA) will be able to apportion more or less of the economic rent for

---

<sup>5</sup> July 1997 prices.

<sup>6</sup> Excludes depreciation of existing assets



downstream operations (transmission, distribution and storage) depending on the investments required for these activities.

### **Land System for Exploration and Production**

16. **Approval by Local Authorities for Exploitation:** In Poland the municipalities are required to approve the granting of exploitation concessions. The investor is subject to considerable risk, since negative decisions caused by local political or other non-technical reasons can cause delays, which may greatly damage the modest interest in petroleum exploration and development in Poland. It would be better if a framework could be developed through regulations or otherwise that would detail the terms the local approval process and clearly establish the basis for possible disapproval by local authorities.

17. **Surface Area:** The surface area which is permitted for a single exploration concession (maximum 1,200 sq kilometer) and in particular for a combination of areas through a Mining Usufruct Agreement is very attractive by international standards. The possibility to combine several blocks in a single Mining Usufruct Area of 10,000 sq kilometer or more gives investors access to very large exploration areas. The government may consider the introduction of "Quarter Blocks" which would be 1/4 of the current standard blocks, and the introduction of relinquishment provisions after the first exploration period of three years.

18. **Time Periods:** The time periods of 6 years for exploration and 30 years for exploitation are in line with international practice. The ability to continue to explore during the exploitation concession is an attractive and appropriate provision which encourages the exploration under high risk circumstances. The government may wish to define this right in more detail in the model Mining Usufruct Agreement.

19. **Work Commitments:** The work commitments included in the Model Mining Usufruct Agreement are generous in relation to the possible size of the exploration areas. The government may wish to insist in the near future on a higher level of exploration intensity than the one well commitment during the first three years on a per block basis.

20. Some countries (Argentina, Bolivia, Canada) have accelerated the process of determining work commitments through the concept of "work units". Work units have the advantage of leaving great flexibility to the explorers with respect to the details of their programs, while ensuring the government that substantive minimum work will be carried out. Given the high risk of most of the exploration in the open acreage, the government may consider the introduction of work units to attract the smaller oil companies to the smaller prospects.

21. **Penalties for Non Fulfillment of Work:** The Mining Usufruct Agreement does not specify what happens if the company does not carry out its commitments. The agreement should state that the government may cancel the agreement at the end of the first or second three year period in the case of non-compliance.

22. **Access to Data:** The Geological and Mining Law (1994) stipulates that geological data obtained as a result of the exploration and development activities remain the property of the companies on an indefinite basis. This is contrary to the practice in most countries which typically require such data to become non-confidential after a certain period of time or once the acreage is relinquished or the concession terminated. It is important to change this provision in the Law when there is opportunity to do so.

23. **Access to the Surface:** The underground oil and gas resources belong to Poland and private landowners cannot deny the State the right to benefit from this ownership. Given the intensive agricultural lands in Poland, it seems that cumbersome legal procedures to private land access are actually preventing the development of some gas fields. The government may wish to examine the extensive land surface access provisions that occur in areas with similar conditions, such as in Alberta. Alberta has developed an extensive system of land access provisions and has created specialized Boards which deal with these problems. These practices are now considered fair by the petroleum industry and the land owners, and the government may wish to introduce similar surface access regulations.

### **Features of a Modern Joint Venture Agreement**

24. The relationship between partners in a joint venture (JV) is most often defined by one or more agreements. These include a Participation Agreement to define the participation or working interests of the parties in the concessions, and an Operating or Joint Operating Agreement (JOA) to govern the relationship between the parties in the operation of the concessions. The framework for such agreements which can be appropriate for use by PGNiG are included within the annex.

### **Next Steps**

25. In addition to the implementing the recommendations noted above, the next steps would be to:

- (i) Prepare an economic review of PGNiG exploration acreage and prepare a detailed Joint Venture agreement incorporating the legal and economic parameters. Design a strategy for international bidding for such blocks.
- (ii) Draft specific procedures for the determination of royalties on oil and gas.
- (iii) Draft specific adjustments to depreciation regulations with respect to corporate income tax regarding intangible drilling costs and discuss in more detail the matter of loss carry forward with Ministry of Finance
- (iv) Draft a regulation on work units as an example for consideration.
- (v) Organize a workshop in Poland on surface access. Participants could be representatives of the petroleum industry and the agricultural sector. Resource persons could be experts on surface access from several countries.



# 1

---

## Background

### A. Institutional Arrangements

1.1 The policy objectives for the energy sector and for the state oil and gas company, PGNiG S.A., are determined by the Ministry of Economy. PGNiG is a single owner corporation whose shares belong to the Ministry of State Treasury. Most matters relating to the exploitation of Poland's oil and gas resources are the responsibility of the Minister of Natural Environment Protection, Natural Resources and Forestry (MoEPNRF). These include the granting of concessions for the exploration and exploitation of natural gas. The Department of Geology is the body within the MoEPNRF, with responsibility for reviewing and advising the minister on all applications for concessions. The Minister of Finance is still responsible for setting energy prices and tariffs to final consumers.

1.2 The two key energy acts which regulate activities in the gas subsector are: (i) the Geological and Mining Law (approved in 1994), which sets out the principles and procedures for granting concessions for the exploration and production of oil and gas, and (ii) the Energy Law (approved in 1997), which sets out the principles for the development of competition in the energy sector including heat, electricity and gas. The Energy Law does not cover those matters of exploration and production dealt with under the Geological and Mining Law.

1.3 Key features required under the Energy Law are: (i) the obligation of energy enterprises whose business is transmission and distribution, to provide transmission services (open access) for domestic producers of natural gas, (ii) the provision for the creation of the Energy Sector Regulatory Agency (ERA) to oversee the development of competition in the sector, and (iii) tariffs for natural gas to be fixed by the Minister of Finance for a maximum of 2 years after the passage of the law, or until December 1999.

1.4 PGNiG S.A. is the vertically integrated state oil and gas company and is currently the only producer of natural gas in Poland. A restructuring program for PGNiG was approved by the Council of Ministers on April 2nd, 1996. Stage 1 involved the transformation of PGNiG from a state enterprise to a corporation, PGNiG S.A., and was accomplished in September 1996 with the decision by the Council of Ministers to

transform PGNiG into a single-person State Treasury company. Stage 2 involves the commercialization and privatization of thirteen non-core drilling and geophysical service companies, of which two have already been partly privatized. Stage 3 involves the formation of PGN S.A. to be responsible for upstream hydrocarbon prospecting and production, and PGAZ S.A. to be responsible for downstream activities including gas transmission and distribution, but no timetable has been established for this.

## **B. European Union Accession**

1.5 Poland is committed to integration with the European Union (EU) and is currently in the pre-accession phase. Full membership will require Poland to comply the EU's treaties, norms and regulations (known collectively as *the acquis communautaire*), although certain temporary derogations may be sought during preaccession negotiations. Full accession will require compliance with the obligations of the European Energy Charter signed by Poland in 1991, and the European Energy Charter Treaty signed by Poland in 1994. Three EU directives within *the acquis* have special significance for the Polish Gas sector which are: (i) The Hydrocarbon Licensing Directive; (ii) The Internal Market Directive; and (iii) The Gas Transit Directive.

1.6 The Hydrocarbon Licensing Directive (94/22/EC) aims to encourage the best possible prospecting, exploration and production of hydrocarbons, whilst recognizing the sovereign rights of member states over hydrocarbon resources on their territories. It requires common rules to be set up to ensure that procedures for granting authorizations are open to all entities possessing the necessary capabilities, and that authorizations are awarded based upon objective published criteria. It also seeks to limit the area covered by and the duration of the authorization, to prevent the reservation to a single entity of an exclusive right over an area which can be prospected, explored and brought into production more efficiently by several entities.

1.7 With respect to the Internal Market in Natural Gas Directive, agreement was reached by the European Union energy ministers in May 1998, which commits EU members states to a gradual opening of the gas market starting with at least 20% of the total market, and progressively increasing to 33% over ten years. Eligible consumers will have rights of negotiated access to the transmission and distribution systems, LNG facilities and storage facilities, without discrimination and subject to available capacity and in return for a reasonable remuneration. Eligible consumers will consist of all power generators and large customers with a consumption threshold of 25 MCMY, and this threshold will progressively decrease to 5 MCMY by ten years after the directive comes into force. It also requires the member states to designate a competent authority which

must be independent of the parties to settle disputes relating to the contracts and negotiations in question. The proposal stipulates that unbundled accounts be kept for the transmission, distribution and storage functions of vertically integrated undertakings to provide for maximum transparency. The Polish Energy Law has put Poland on-track for compliance with the *acquis*, by stipulating access rights for domestic gas producers and for the creation of the ERA.

1.8 The Gas Transit Directive (91/296/EEC) is aimed at facilitating the transit of natural gas between the member countries by the entities responsible for the high pressure transmission grids. It requires that the conditions of transit be non-discriminatory with right of referral of those conditions to a conciliatory body set up by the Commission.

1.9 Similarly, the Energy Charter Treaty (ECT) requires member states to set up conditions for the unrestrictive transit of natural gas between the contracting parties between member states. The ECT also requires that the principle of National Treatment for foreign investors is applied, so that once established in a country, a foreign “Charter” company must not be discriminated against in any way. For the pre-investment stage (which includes investments in oil and gas exploration), the implementation of the principle of National Treatment will be organized in two stages. In the first stage, which is already contained in the present ECT, investments in the pre-investment phase will include either National Treatment or Most Favored Nation Treatment on a voluntary “best efforts” basis. In the second stage, all signatories will be committed to extend legally binding provisions on National Treatment to the pre-investment stage, subject to conditions to be defined in the Supplementary Treaty which is presently under negotiation. The ECT provides that when it has been signed and ratified, countries in transition that need time to adapt to the requirements of a market economy are granted transitional arrangements, with full compliance of the relevant obligations to be ensured by 2001. The ECT achieved ratification by the necessary 30 countries during 1997.

### **C. Natural Gas Supply and Demand**

1.10 Before committing risk capital to gas exploration and production in Poland, potential investors (which include the future PGN S.A. and domestic and foreign private investors) will assess such factors as geological prospectivity, fiscal incentives, access to markets, the fuels pricing framework, already committed supply sources of gas (such as imports), and whether the market is sufficient to absorb new gas reserves in the event of a discovery.

1.11 **Gas Demand:** PGNiG's gas demand forecasts<sup>7</sup> to 2010 are shown in Table 1.1:

---

<sup>7</sup> PNGG also has a high demand scenario of 27 BCMY in 2010

**Table 1.1: Gas Demand Forecasts—Low Scenario**  
(BCMY)

	1997	2000	2005	2010
Industrial	5.2	6.1	7.4	9.0
Power generation*	0	1.0	2.4	4.9
Residential**	4.5	4.6	5.0	5.7
Commercial	0.6	0.6	1.0	1.3
TOTAL	10.3	12.3	15.8	20.9

Source: PGNiG.

Note: Excl.own use. \*Incl.cogen. \*\*Incl. district heat.

1.12 In the industrial sector, consumption is expected to increase in the medium and small industries. In the residential sector, PGNiG anticipates a steady increase gas consumption mainly for new dwellings for combined cooking, water heating and space heating. In the power sector, the Polish Power Grid Company (PPG) Least Cost Investment Study shows natural gas to be the preferred option for new generation capacity using both gas turbine sets and combined cycle, and PGNiG forecasts of 5 BCMY for power generation by 2010. This results in an aggregate gas demand of 21 BCMY in 2010.

1.13 **Gas Supply:** Table 1.2 indicates PGNiG's forecasts for gas supply. The domestic supply includes production from existing fields plus a contribution assumed from new discoveries.

**Table 1.2: PGNiG Gas Supply Forecasts**  
(BCMY)

	1997	2000	2005	2010
Domestic*	3.7	4.1	5.2	5.2
Imports requirements				
Orenburg/Jamburg	5.3	2.5	2.5	0
Other	2.3	6.3	8.7	16.2
TOTAL	11.3	12.9	16.4	21.4

Source: PGNiG. \*Excludes coal bed methane.

1.14 The gas supply from imports includes 2.8 BCMY under the Orenburg agreement which will terminate in 1998, and 2.5 BCMY under the Jamburg agreement until 2008.

Under the arrangements for the new Russia - Europe transit line, Poland signed a 25 year contract with Russia in September 1996, which will make available 3 BCMY in the first years (probably 1998), and increasing to 12 BCMY by 2010. The major part of the remaining shortfall is expected to be supplied from other Russian sources with a relatively small contribution from the North Sea sources.

#### D. Natural Gas Prices and Values

1.15 **Gas Use in Residential & Commercial:** Existing consumers using gas for combined cooking and hot water compete with coal and electricity, but as these consumers are increasingly more able to pay to avoid the inconvenience of coal, then higher value products such as light fuel oil, electricity and LPG should be considered as the logical competitors. For *new* consumers using gas for combined cooking and water heating, these higher value energies should already be considered the major competitors. Current prices to end users are shown in the annex (Table A1.1). The average prices of LPG (10 US\$/MMBTU) and light fuel oil (6.5-7.5 US\$/MMBTU) are close to their economic cost, whereas the price of electricity (11-16 US\$/MMBTU) is about half its economic cost. Based on current energy prices, a wide range of netback values (at the consumer gate) is estimated for these residential consumers. For new consumers using gas for combined water heating and cooking, consumer gate netback values can be over 10 US\$/MMBTU assuming the alternative fuels are LPG and electricity. If the costs of connection are low, for example to an existing nearby distribution network, it would be financially viable to connect such consumers to the network. On the other hand, where connection costs are very high because of the need for new distribution or regional transmission lines, the financial viability of connecting such consumers can be greatly reduced. This can be the case for new consumers located in remote villages.

#### E. Downstream Infrastructure Investments

1.16 The existing natural gas infrastructure in Poland is shown schematically in Map 1, following the annex. PGNiG's investment plans for downstream natural gas infrastructure to 2010 are summarized in Table 1.3, which shows total expenditures of US\$4.06 billion.

**Table 1.3: Planned Investments to 2010**

(m US\$)

<i>Transmission</i>	<i>Storage</i>	<i>Distribution</i>	<i>TOTAL (m US\$)</i>
1,034	903	2,073	4,060

Source: PGNiG.



1.17 When the costs of operation are included, this corresponds to an average cost of US\$1.4/MMBTU for system expansion. When subtracted from end-user gas prices (US\$4/MMBTU industrial use and US\$5.5/MMBTU residential use), the netback value of gas at the producer level can sustain a price of 2.7 US\$/MMBTU. This price is sufficient to ensure natural gas is broadly competitive with alternative fuels used in the power and industrial sectors after 1999 when fuels prices are due to be deregulated. Similarly, this producer price would ensure gas is competitive for residential use, particularly if residential gas prices are allowed to rise more in line with West European levels.

# 2

---

## Prospectivity of Poland for Natural Gas

### A. Geological Regions

2.1 The principal geological regions of Poland are shown in Map 2, following the annex. Nearly 80% of the total land surface area of Poland (250,000 sq. km out of total area of 312,700 km<sup>2</sup>) corresponds to either oil and gas bearing areas or regions with varying degrees of prospectivity. The major prospective areas for hydrocarbon accumulations in the Polish mainland are:

2.2 **The Flysch Carpathian:** (18,000 sq. km of mountainous area in the far southern part of the country). This is largely an oil producing area. The layered sandstone beds are of variable porosity and permeability. Fields have been discovered in relatively shallow horizons from a few hundred meters to just over 2000 meters, and the oil is usually sulfur and paraffin free. The fields tend to be small in size but deplete only very slowly. The total area of the fields discovered in the Carpathians equals about 44 sq. km or only 0.2% of the prospective area in the Carpathian oil and gas bearing basin.

2.3 **The Carpathian Foredeep:** (17,000 sq. km) About 30% of the natural gas reserves in Poland are found in multi-horizon gas deposits in the Carpathian Foredeep located northwest of the Carpathians. The gas deposits are medium, small, and very small in size and are typically rich in methane with only small amounts of nitrogen and other impurities. The total area of oil and gas fields in the Carpathian Foredeep is about 718 sq. km. which represents about 4% of the prospective area of the Foredeep.

2.4 **The Polish Lowlands:** (200,000 sq. km) Over 60% of current natural gas production in Poland is derived from this area. Reservoir horizons occur at depths from 1300 meters to beneath 3000 meters in Permian and Carboniferous strata. Most of the major fields here are connected with either the Rotliegendes sediments or the reservoir series composed of the Rotliegendes and the Zechstein carbonate sediments which run through much of Central Europe. The gas deposits in the Lowlands are generally high in nitrogen (varying from 15 to 64% by volume) and contains some helium (0.1 to 0.4 vol. %). Some of the gas (from Main Dolomite deposits) also contain significant concentrations of Hydrogen Sulfide (from 0.1 to 9.5 vol %). Deposits are medium, small,

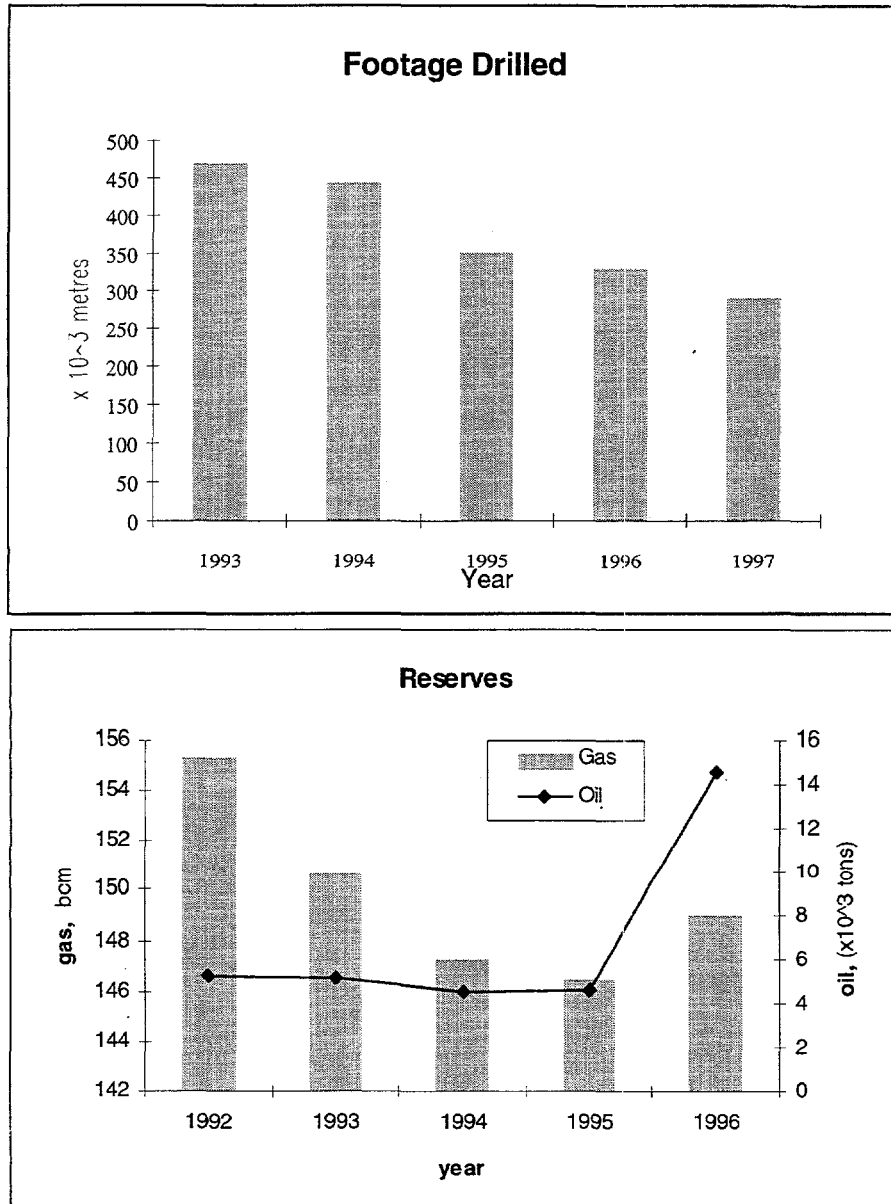
and very small in size. 75 gas fields have been discovered in the Lowlands and 45 of these are currently producing. Total area of oil and gas fields identified in the Polish Lowlands is about 545 sq. km or about 0.3% of the prospective area in the Lowlands.

## **B. Exploration Operations**

2.5 Hydrocarbon discoveries and production have been made in the Carpathian region of the Polish mainland since the second half of the last century. Exploration and exploitation efforts were intensified after World War II. Poland's post-war oil production peaked at 0.56 MMTY in 1975 and then declined as shortage of capital reduced exploration and development activity. Natural gas production peaked at 8 BCMY in 1978 and has since declined to the current average of about 4.4 BCMY (which is only about 43% of the total natural gas consumption of about 10 BCMY).

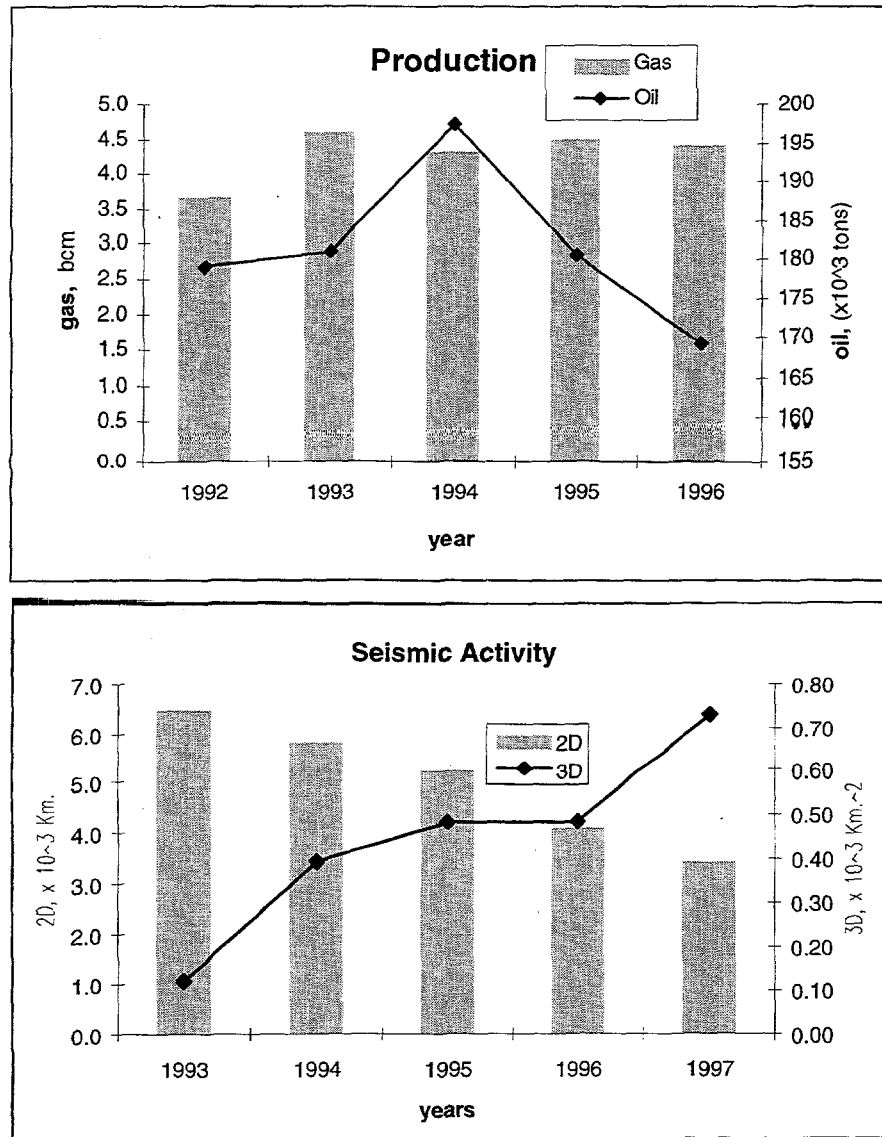
2.6 Most of the exploration for oil and gas in Poland has been carried out in a relatively small portion of the country and in recent years has been generally restricted to areas around current producing fields. Currently, PGNiG has under concession nearly all of the more prospective acreage on the mainland. Figure 2.1 shows trends in PGNiG's operating statistics, which indicate that during the last five years, drilling (footage drilled) has declined every year; oil and gas reserves have generally been on the decline (except for a boost resulting from the recent BMB discovery); production of oil and gas has declined or, at best, remained stagnant; and 2-D seismic shooting has also declined (although there has been an increase in 3-D seismic coverage). This trend indicates a need for increased activity to arrest the decline.

Figure 2.1 - Upstream Oil and Gas Trends in Poland (1992 - 1996)



(continues)

(Figure 2.1 continued)



2.7 With respect to offshore activity, Petrobaltic was established in 1990 as a state company and granted concessions totaling 8,500 sq. km in the Polish section of the Baltic sea, to enable it continue with exploratory activities which had been started in this area in the mid 1960s. To date, three oil and four condensate gas fields have been discovered, which are estimated to contain 10 BCM of gas and 30 million cubic meters of oil.

### C. Reserves and Production

2.8 The geographic spread of the discovered oil and gas fields in Poland is shown in Map 3, following the annex. The estimated volumes of ultimate reserves, production, and remaining recoverable reserves in Poland are shown in Table 2.1 below:

**Table 2.1: Oil and Gas Reserves and Production in Poland**

	<i>Total reserves*</i>	<i>Cumulative production</i>	<i>Remaining reserves</i>	<i>Current annual production</i>
Crude oil (MMT)	28.8	13.3	15.5	0.17
High methane gas (BCM)	164.0	97.3	66.7	1.62
Low methane gas (BCM)	154.3	70.5	83.8	2.79

\* 1945 to 1996.

2.9 **Natural Gas:** Natural gas produced in Poland is of two different compositions. The high methane natural gas has a high (97%) methane content with a high heat value, and is produced in the Carpathians and its Foothills in South Poland at a current rate of 1.7 BCMY. The low methane natural gas contains 30-40% nitrogen with a correspondingly low heat value, and is produced in the Polish Lowlands in the West at a current rate of about 2.8 BCMY. Some of the low methane fields also contain about 1% hydrogen sulfide, and smaller volumes of carbon dioxide and helium. High Methane Gas and Low Methane Gas are not interchangeable and require separate transmission and distribution systems.

2.10 Out of a total of 156 gas fields discovered in Poland so far, 81 (58 developed) are in the South and 75 (45 developed) are in the Lowlands in the West. Several fields remain undeveloped due to lack of funds.

2.11 **Oil:** Between 130 to 140 mostly small (with recoverable reserves often less than 1 million tons) oil deposits have been discovered in Poland. A recent discovery in the Barnowoko-Mostno-Buszewo (BMB) field has significantly boosted Poland's oil reserves. The BMB field, which is located in the Lowlands, has estimated oil-in-place reserves of 64.4 MMT, and recoverable reserves of 10.1 MMT. The field has a large gas cap with reserves of 29.4 BCM in-place and 10 BCM recoverable, and is expected to come on stream during 1998.

### D. Future Potential

2.12 The future oil and gas potential is different for the various regions in Poland. The potential and the geology have been well documented by the Polish Petroleum Institute and the Polish Geological Institute. This is outlined in the annex (Table A2.2) and Map 2.

2.13 Table 2.2 shows the estimated oil and gas future potential in the Polish mainland as 241 MMT of crude oil and 1013 BCM of gas.

**Table 2.2: Oil and Gas Future Potential by Region**

<i>Region</i>	<i>Crude oil (MMT)</i>	<i>Natural gas (BCM)</i>
The Carpathians	95.0	68.2
Carpathian Foredeep	2.3	186.5
Polish Lowlands	143.9	758.7
TOTAL	241.2	1013.4
of which recoverable*	72.4	608.0

*Source:* Polish Petroleum Institute.

\*Assumed recovery factors: 0.3 for oil; 0.6 for gas

2.14 These reserves are geological potential, with much of the reserves contained in formations which are too deep to be drilled or in fields of a size and with well productivities which are too low to be economic. Therefore only a modest percentage of these reserves must be considered economic potential. However, even if only 25% of these volumes would be economically attractive, the additional economically recoverable potential would be over 18 million tons of oil and 150 BCM of gas. These amounts indicate a considerable scope for further exploration, in particular in the Polish Lowlands.

# 3

---

## Concession and Licensing Arrangements

### A. Mineral Development Rights

3.1 Internationally, countries grant exploration and development rights either by negotiating these with individual oil and gas companies or through a bidding process and in some cases through a combination of both. In general, countries that have well developed and highly prospective acreages tend to adopt a competitive bidding process in allocating exploration and development rights while relatively unprospective regions, difficult and frontier areas, or countries where interest in acquiring such rights is weak, tend to rely on individual negotiations. These negotiations are often initiated by interested companies. In either case, a key to success in attracting international oil and gas companies is for the country to do some basic geological work, to acquire some regional seismic data which can be used to delineate possible prospective areas, to put in place the laws and regulations that will govern exploration and exploitation activity, to establish a competitive fiscal regime, and then to advertise and market the country's prospectivity and investment environment.

3.2 In the case of Poland, much of this work has already been done. The geological features of the country have been well mapped out and the prospectivity and degree of geologic risk in various regions are known. The Geological and Mining Law is in place and the fiscal regime is adequate. What remains to be done is to promote oil and gas exploration by advertising those features of the Polish geology and fiscal regime that would make the country attractive to multinational oil and gas companies. Periodic road shows are one way of doing this. However, considering that the over-all prospectivity of the country for oil and gas is rather limited, it would require a stronger-than-normal effort to attract adequate investments. It would be beneficial to Poland to make available some of the more attractive acreage such as those in the Lowlands available to independent investors through Joint Ventures with PGNiG. However, fiscal incentives need to be offered that ensure economic returns that are commensurate with the level of prospectivity and degree of risk of the acreage on offer.



## **B. Concessions and Licenses**

3.3 The most common contractual arrangements used between multinational oil companies and host countries are: (i) the concession or lease arrangement, and (ii) the petroleum sharing agreement or contract (PSA or PSC). Either of these can be made with varying degrees of participation by the host country. The provisions in the Polish Geological and Mining Law imply the concession type of arrangement in which a company is granted a lease (for oil and gas exploration or exploitation) for an agreed period of time, and is subject to established laws and regulations regarding land or acreage rights and fees, fiscal arrangements (royalty, taxes, depreciation schedules), relinquishments, work program commitments, disposal of produced oil and gas, and other negotiable items which are made an integral part of the contract. This type of arrangement that is most common in Europe. The concession blocks already awarded to independent oil and gas companies in Poland on this basis are designated in Map 4, following the annex.

3.4 Production Sharing Contracts have become very popular in recent years particularly in Africa, Asia, and South America and are also used in a few European countries (e.g. Romania). Here, the host country grants to the company, a contractual right to explore (at its sole risk) in a specified area. If the exploration becomes successful, and leads to the development of reserves and commercial production, the company is given the opportunity to recover its costs and a share of production as profit. The host country contributes the acreage but does not contribute to exploration or development costs. For its part, it gets a share of the production (after allowable cost recovery) in addition to royalty and taxes. The advantage to the host country over a concession or a participation arrangement is that the country is not required to make any capital outlay and takes no exploration or development risk. It is therefore particularly suited to a country with a cash-strapped economy that nevertheless wants its mineral resources developed.

## **C. Comparison of International Concession Terms**

3.5 A comparison of Poland's concession terms with those of four other countries (France, Pakistan, Spain, and United Kingdom) is included as in the annex (Table A1.3). The purpose of this is to highlight some items which the government might want to consider when negotiating future oil and gas contracts. Polish terms are, generally speaking, competitive with international practice. However, the following terms can be changed to improve the concession arrangements without necessarily compromising the competitiveness of the entire concession package.

3.6 **Relinquishments:** Polish terms allow for a six year exploration phase (2 x 3-year terms) without a mid-term relinquishment requirement. Moreover, the relinquishment at the end of the exploration phase is stated only in terms of the acreage not converted to a development area. This leaves room for ambiguity in the definition of a development

area -- and particularly so since the terms in Poland allow the licensee to continue exploration in a development area. International practice is to define the relinquishment requirement as a percentage of the original exploration acreage as is shown for all the other four countries in the table.

**3.7 Exploration Work Program Obligations:** The current work program requirement leads to seismic activities and just one exploratory well per block during the first six years. The commitment can be increased to two to three wells per block in the first six years to ensure that companies do not just sit on exploration acreages awarded to them.

**3.8 State Participation:** The laws in Poland do not mandate a State Oil Company a share or participation in acreages awarded to foreign oil and gas companies. This is in line with a growing international trend as is seen from the table, where Pakistan is the only country desiring state participation. In fact the trend in Europe and in several other countries is to either privatize the state company, or to allow it to compete with the private sector without subsidies.

**3.9 Stabilization:** A stabilization clause is usually desired by companies wishing to invest in countries with an unstable or evolving political and economic system. It is very rare in stable economies (and Poland is the only one of the five countries in the comparison table that has such a clause). Nevertheless, due to the transition of the political and economic climate in Poland, it would be wise to retain such a clause for now but phase it out in the next three to five years as Poland joins the European Community and the political and economic systems stabilize.

**3.10 Oil and Gas Prices for Royalty Determination:** The Polish practice of using a cost plus profit formula to set prices for gas royalty determinations should be changed to reflect the international practice of basing these prices on the market or some market derived formula.



# 4

---

## Upstream Fiscal and Land Policies

### A. The Fiscal Terms

4.1 Foreign or domestic private companies wishing to engage in exploration and production are required to sign both a Mining Usufruct agreement and to obtain Concession decision from the MoEPNRF. In general, private companies have shown interest in gaining only the joint concession which is the form covering both exploration and production. The Mining Usufruct contains such details as the obligatory work program, designation of mining areas, conditions of relinquishment, and the usufruct fees. The Mining Usufruct is a simpler document for PGNiG reflecting its special status as the state oil and gas Company. Neither the Usufruct agreement nor Concession decision specify the producer gate prices for natural gas.

#### *Features of the Present Fiscal Terms*

4.2 The current fiscal terms for gas exploration and production in Poland include the following provisions:

4.3 **Mining Usufruct Fee:** The Mining Usufruct Fee is based on a percentage of the recoverable reserve multiplied by the price of the reserves per unit, with the fee ranging from 0.1% to 2%. In the case of oil or gas the maximum is 0.5%. The fee should be paid over 5 to 10 years from the start of the granting of the exploitation concession. Since the royalties do not go directly to the national treasury, this payment is the only important petroleum based payment that does go to the national treasury.

4.4 **Treasury Fees:** Treasury fees for the granting of a concession are 600 PLN. Stamp fees amount to 1.5 to 0.15 PLN per transaction.

4.5 **Royalty:** The maximum royalty stipulated under the Geological and Mining Law is 10%, but this could be increased to higher levels under certain circumstances. The royalties for specific activities are specified in Ordinance of Council of Ministers (August 23rd, 1994), and are fixed at 6% for oil and gas. The royalty could therefore be changed during the term of the concession.

4.6 The royalty is based on the value of the oil and gas at the field gate, and costs incurred prior to the field gate are not deductible for royalty purposes. Costs incurred after the field gate are a deduction. However, the value is not based at this time on the free market value of the petroleum, but rather on the production costs plus a profit margin. Of the total royalty income, 60% is transferred to the gminas (municipalities) and 40% to the National Fund for Environmental Protection.

4.7 **Value Added Tax:** The level of VAT is specified in the Act of 1993 (and amendments), and is 22% for oil and gas production and 7% for the delivery of any services. The common practice of an input VAT and output VAT is being followed. In case the input VAT is higher than the output VAT, there is in principle a refund for the difference, up to the amount of prior VAT paid.

4.8 Until recently, companies engaged in exploration did not receive VAT refunds. However, this provision has been changed providing for the situation that as long as companies are not VATable, companies receive refunds. Once companies become VATable on output the refund is restricted to the previous payments. It is therefore important for an exploration company not to become VATable, for instance by selling well data or scrap materials, as long as regular income is not expected. There is VAT on imports but not on exports, as is usually the case in other countries.

4.9 **Import Duties:** There are import duties in the range of 6.6% to 15%. The import duties are based on the FOB price plus transport costs to Poland, and the average duty for petroleum related items is about 10%.

4.10 **Property Taxes:** Property taxes in Poland are levied on land, buildings and facilities (such as gasoline service stations) and are collected by the municipalities. It is likely that municipalities will also levy property taxes on oil and gas field facilities. The rates, however, are very low and are typically in the range of 1 mill of the book value of the properties.

4.11 **Corporate Income Tax:** In 1997 the corporate income tax rate was 38%. This rate is being progressively reduced by 2% per year to 32%, which will be achieved by the year 2000.

4.12 Depreciation is based on the straight line method and there are 8 depreciation classes. Depreciation starts when the asset comes in active use, and some depreciation rates are: drilling rigs (17 - 20%), engines in general (10 - 12.5%), oil and gas production equipment (8.5% - 10%) and pipelines (4%). The current system considers wells as if they were buildings. The result is that the depreciation on intangible well cost is a very low at 4%. Dry holes can be written off as an expense.

4.13 All operating costs, including management fees from corporate headquarters, are reasonably deductible. Losses can be carried forward for three years. However, only one third of the losses can be recovered in each of the three following years. A new provision

was introduced permitting companies involved in exploration to carry losses forward for a period of 10 years after the creation of the company.

4.14 **Interest paid to banks and on inter-company loans** is deductible with relatively few restrictions. However, interest is only deductible when paid, not when incurred. Accounting for tax purposes has to be in Polish Zlotys (PLN), with US dollar accounting not allowed.

4.15 **Special Surtax:** For state corporations there is a surtax of 15% after tax income.

4.16 **Income Tax:** There is a 20% tax on dividends. However, companies in Poland are entitled to a tax credit equal to the tax, provided they have sufficient taxable profit to utilize the credit. Dividends paid to non-resident corporations are subject to the full 20% or such other percentages as may be applicable under tax treaties.

4.17 **Withholding Taxes:** Withholding taxes on dividends to Germany, the UK or the USA in accordance with tax treaties are 5%. To these countries there are no withholding taxes on interest.

#### ***Comments on the Fiscal Terms***

4.18 **Competitiveness:** In general, the fiscal system applicable to petroleum can be rated as very favorable with respect to oil and gas on a world wide basis.

4.19 The total government take (based on the 40% corporate income tax) is at the mid point of typical European terms which are typically the best in the world from the investors point of view. The terms are somewhat less attractive than those of Ireland, UK and France, slightly better than those of Germany and Hungary (which have onshore oil and gas fields of similar size and costs), and considerably better than those of Sicily, Netherlands, Denmark and Norway. In general, therefore the fiscal terms in Poland are internationally competitive.

4.20 A favorable feature of the fiscal system in Poland is the relatively low royalty of 6%. The progressive reduction in corporate income tax during the next few years to 32% will make the fiscal system among the more favorable systems in Europe.

4.21 **Creditability:** The corporate income tax in Poland is structured in a manner which will make it typically creditable for corporate income tax purposes in the United States, Canada, the United Kingdom, Australia, Germany or other countries with worldwide tax systems. The withholding taxes are also creditable. The royalty will typically be a deductible instead of a creditable item. However, this is normal and is generally acceptable in the petroleum industry.

#### ***Comments on the Individual Tax Items***

4.22 **Mining Usufruct Fee:** The mining usufruct fee is unnecessarily complex, and leads to negotiations prior to issuing the exploitation concession and may therefore result in conflict. Assuming the fee would be at a level of 0.5% of the reserve value and that the fee would be paid over a 10 year period, the value would roughly correspond to a 0.5%

royalty. It may be easier to simply fix in the Mining Usufruct Agreement a fixed payment each year of 0.5% or even 1% of the value of the production. This would reduce uncertainty and remove the need for negotiations while collecting over the life of the field somewhat more revenues for the Treasury.

4.23 The main uncertainty would relate to the process in determining the value of oil and gas reserves. Large oil companies with respect to large fields would most likely first appraise the reserves and subsequently design the facilities in order to obtain approval for a specific development plan. Large companies would not be interested in continuing operations in Poland unless the size of the operations would exceed the minimum required in their overall corporate planning. However, most exploration targets will be small and only be of interest to small companies. Small oil fields are not economic unless wells can be put on production immediately after being drilled and completed. It is quite common for small onshore oil and gas fields to start production before the total reserves have been determined. A procedure that requires companies to first complete the delineation of the field prior to the start of production could therefore make the fields uneconomic.

4.24 **Royalty:** It is necessary to introduce more precise royalty guidelines regarding the precise manner in which royalty should be calculated. Determining royalties on the basis of the cost of production plus a profit margin is not an accepted international practice. This practice was initially introduced in Poland because there were no independent sales of oil or gas at the field gate. However, since Poland is now inviting foreign investors, it is important to develop a standard procedure for PGNiG and other oil companies. The royalty should be based on the market value or deemed market value at the field gate.

4.25 The current procedure of determining the royalty values on the basis of costs plus a profit margin, would result typically in higher values for small and marginal fields and lower values for large and profitable fields. This is not in the interest of Poland because it reduces revenues from large fields and could make small and marginal fields uneconomic.

4.26 It should be noted that internationally the methodologies for determining market values for oil and gas for royalty purposes are quite different from methodologies used for quarry materials, minerals or metals. For quarry materials the value is highly regional because no international market exists for such products. For other minerals and metals the value determination procedures are often complicated by the integrated nature of mining and processing. Therefore, it is not possible to have the same procedures for all non-renewable resources.

4.27 Given the fact that Poland is in parallel developing the secondary legislation with respect to pipeline transport tariffs, the development of royalty regulations could be integrated with these developments in order to create a logical overall system. At this point the royalty is set by regulation. This would permit in principle unilateral changes

on the part of government in the rate of royalties. This would expose the investor to considerable fiscal risk in case of a significant discovery. Consideration should be given to introduce the royalty as an item in the Mining Usufruct Agreement in order to ensure fiscal stability with respect to this item. In this case, changes in royalty rates would only apply to new Mining Usufruct Agreements.

**4.28 Value Added Tax:** Although the procedures for the determination of the VAT are reasonably adequate from a petroleum industry perspective, some streamlining could be recommended. A simplification of the system, permitting generally refunds where the input VAT exceeds the output VAT, can be recommended. The sale of well information or scrap metal during an exploration operation should not result in a situation where an oil company loses the rights to refunds.

**4.29 Import Duties:** In general, it is not beneficial for Poland to increase the cost of exploration and oil and gas field development on the basis of import duties. The small size and low well productivities of most of the fields already results in a situation where many fields are marginal. Cost reduction is therefore very important. Reducing these tariffs, where possible, early in the process for entry in the European Union would therefore be a positive development.

**4.30 Property Taxes:** Property taxes are not a concern, except for the fact that the calculations are relatively complex. If possible, it would be beneficial if oil and gas field facilities, pipelines and compressor stations could be specifically exempted from property tax in regulations or legislation.

**4.31 Corporate Income Tax:** In general the corporate income tax provisions are adequate, but some small adjustments would be beneficial:

**4.32** The rate of 8.5% to 10% for oil and gas field facilities is somewhat on the low side from an international perspective, and a rate of 12.5% is recommended. The rate of 4% for pipeline is also relatively low and would be a slight disincentive for the further development of a gas transmission system in Poland. A rate of 5 or 6% is recommended.

**4.33** The rate of 4% on intangible drilling expenditures is much too low and it can be strongly recommended to make intangible drilling expenditures an expense which can be written off immediately in the year such costs are incurred. The three year tax carry forward provision is a severe restriction which is unfavorable from an international perspective. This could hamper certain downstream operations.

**4.34** It can be recommended to extend the 10 year loss carry forward provision, currently applicable to upstream operations, to all oil and gas operations, upstream and downstream. It should be noted that the 10 years is counted from the start of the concession. This is not a common procedure. Usually, the tax loss carry forward is counted from the year in which the loss was incurred. Basing the loss on the basis of the date of the granting of the concession could result in problems in consolidated operations.



4.35 A loss carry forward based on the start of the concession would require companies to allocate costs and revenues on a concession by concession basis in order to determine whether a loss exists and in order to determine the loss carry forward. This is a procedure which is not usual for corporate income tax purposes. It creates unnecessary complexities and administrative difficulties. Corporate income tax is typically levied at the level of the corporation. Also it would be complex to determine the cause of the loss for tax purposes and if the loss carry forward applies only to losses incurred as a result of certain types of expenditures.

4.36 As an alternative, it would be better to restructure the tax loss carry forward provision for all activities in Poland. Usually, in other countries in the world, losses can be carried forward for a period ranging from 5 to 10 years from the year in which the loss was incurred. A loss carry forward period of 7 years for all corporate activities could be recommended. Such a loss carry forward provision will reduce the risk of investing in Poland by all new investors and will therefore be a stimulus for such investment.

4.37 It should be noted that the current loss carry forward limitation of three years for downstream operations is about the shortest in the world. Such a stringent limitation is harmful to the evaluation of long term investment opportunities. In several cases it might take investors 5 to 10 years to place their companies in a fully taxable position. Poland needs long term foreign equity investments in order to underpin a self-sustaining and stable economic growth. It does not seem to serve the national interest to discourage such investments in order to obtain a limited gain in government revenues from income tax.

4.38 What is important to note is that many companies operate on an incremental basis with respect to their foreign investments. Investors like to invest in phases. They do not like to commit to the total possible maximum investment right from the start. Once an initial operation is established to the satisfaction of the investors, they typically follow up with further investments. This is important for Poland. This is precisely what sustains the economic growth. A three year loss carry forward limitation penalizes follow up investment because the incremental operations will cause the non-taxable period to be extended. This in turn results in a situation where tax losses "fall off the table".

4.39 One might wish to consider the introduction of some "thin capitalization rules" on the deduction of interest, since interest seems liberally deductible. Since there is no withholding tax on interest, large inter-corporate loans would be a favorite method of financing new operations in Poland. This is acceptable, provided companies do not make misuse of this benefit, by providing loans under conditions that would not be reasonably competitive.

4.40 **Domestic Income Tax on Dividends and Withholding Taxes:** The domestic income tax on dividends and the withholding taxes under tax treaties seem competitive and acceptable.

## **B. Land System for Oil and Gas Exploration and Production in Poland**

4.41 **Land Availability:** The total land area of Poland is 312,700 sq kilometer of which 250,000 sq kilometer is considered prospective. Additionally there is an offshore economic zone of 33,000 sq kilometer.

The onshore is divided into two distinct regions:

- (a) an area which is reserved for exploration and production by PGNiG,
- (b) the remaining area which is open for direct international exploration and production.

PGNiG is in principle authorized to negotiate with private and foreign oil companies with respect to its own acreage, but so far no joint venture or farm-out agreements have been concluded. A number of concessions have been granted to private companies on the open acreage (Annex, Table A1.4).

4.42 **Separate Exploration and Exploitation Concessions:** The land terms are determined by the Geological and Mining Law of February. The law is very broad and permits a wide range of possible arrangements. However, a fundamental principle of the law is that the petroleum rights consist of separate exploration concessions and exploitation concessions. Joint concessions can also be granted. The concessions are being granted by the Minister of Environmental Protection, Natural Resources and Forestry. The operations are subject to a Mining Usufruct Agreement which provides the details of the exploration and exploitation periods, the work obligations and the rentals and mining usufruct fees.

4.43 **Land Allocation System:** The acreage available for international operations can be granted upon application and negotiation or after a bidding process. Even under joint concessions, the granting of the exploitation right is subject to the approval of the local municipality. In case the municipality withholds its approval, the decision with respect to an exploitation right goes to a "gmina" court and could go ultimately to the High Administrative Court. However, in principle, Poland does not have an automatic right to exploitation in case of a commercial discovery as a result of the exploration process.

4.44 **Surface Area:** The total maximum surface area of an exploration concession is 1200 sq km. There is no limit to the number of exploration concessions that can be granted to a single petroleum company. A single Mining Usufruct Agreement could cover several exploration concessions. The exploitation concession is being granted with respect to an area as proposed by the company and agreed by the Minister. An exploitation area can include areas dedicated to further exploration operations.

4.45 **Time Periods:** The current Model Usufruct Agreement provides for an exploration period of 6 years, divided into two periods of three years. No relinquishments are required during the 6 year period. The exploitation period is 30 years and can be extended on a year by year basis as long as the deposit is in commercial production.

4.46 **Work Commitments:** The exploration work commitment consist of geophysical work and a minimum of one well to a specific depth during the first three years in any of the blocks (concession areas) included in the Mining Usufruct Area. During the subsequent three years a well needs to be drilled in each of the blocks except for the blocks voluntarily relinquished after the first three years and the blocks in which a well was drilled during the first three years.

4.47 **Penalties for Non-Fulfillment of Work:** There are no specific penalties included in the Mining Usufruct Agreement in case the company does not fulfill his work commitments.

4.48 **PGNiG:** The terms for PGNiG concessions are in principle identical to those of the terms for international petroleum companies. However, the Mining Usufruct Agreement is worded somewhat more generally. No specific policies or terms apply to the area reserved for PGNiG, but not yet subject to concessions as long as this area is under reservation. However, the same concession terms will apply for this area as soon as PGNiG is granted the respective concessions. Also no decision has been taken about areas that may be relinquished by PGNiG under current concession agreements.

4.49 **Access to Data:** The Mining Law provides for the fact that data are owned by the investors for an indefinite period.

4.50 **Private Access to Land:** Private access to the land surface for operations is largely a matter of negotiation with the landowner. There are cumbersome expropriation provisions if land is deemed of public interest (e.g. roads and power lines). The experience to date in Poland is that access to land has been a difficult issue.

#### ***Comments on the Land System***

4.51 **Approval by Local Authorities for Exploitation:** Most countries in the world adhere to the concept that the explorer has the automatic right to the exploitation of any commercial fields discovered as a result of the exploration. Such right is subject only to certain technical and environmental requirements. Often development plans need to be presented and the exploitation area needs to be selected. However, these items are subject to certain conditions and the government typically cannot withhold approval for development and exploitation if all conditions are met by the investor.

4.52 The fact that municipalities need to give approval for the granting of an exploitation concession is a matter of serious concern. Since municipalities receive 60% of the royalties, municipalities have obviously a financial interest in approving an exploitation concession. However, many issues may arise. Local politicians may seek to obtain advantages for their municipalities which go beyond the required provisions in the legislation or they may be opposed to development for various political reasons which have little to do with the technical or environmental quality of the proposed developments. Since it may take considerable time to overrule a negative decision by a municipality, the investor is subject to considerable risk.

4.53 A negative decision in the future by any of the municipalities with respect to the exploitation by international oil companies may greatly damage the modest interest that currently exist in investments in petroleum exploration and development in Poland. It would reduce the risks associated with investments in exploration if some framework could be developed through regulations or otherwise that would detail the terms and conditions with respect to the local approval process and would clearly establish the basis for possible disapproval by local authorities.

4.54 It is not suggested or recommended that municipalities should not be involved in approving construction projects in their communities. This is quite a common and a good practice in areas where there are possible conflicting land use opportunities and possible negative impact on residents in the area. It is only suggested that a framework should be put in place that avoids arbitrary decisions and properly balances the public and the private interests.

4.55 **Land Allocation Process:** The current land allocation process seems adequate for the purposes. However, the government may wish to simplify the process by reducing the amount of negotiations that is required. The government may also wish to consider the introduction of an acreage nomination process.

4.56 **Surface Area:** The surface area which is permitted for a single exploration concession and in particular for a combination of areas through a Mining Usufruct Agreement is very attractive by international standards. The individual maximum block size of 1200 sq kilometer under the law compares with block sizes of 250 to 750 sq kilometer which are typically applicable in the North Sea.

4.57 The possibility to combine several blocks in a single Mining Usufruct Area of 10,000 sq kilometer or more gives investors access to very large exploration areas. The government may wish to consider the introduction of "Quarter Blocks" which would be 1/4 of the current standard blocks. Also the government may wish to consider the introduction of relinquishment provisions after the first exploration period of three years.

4.58 **Time Periods:** The time periods of 6 years for exploration and 30 years for exploitation are adequate and in line with international practices. The ability to continue to explore during the exploitation concession is an attractive and appropriate provision which encourages the exploration under high risk circumstances. Given the attractiveness of this provision, however, the government may wish to define this right in more detail in the model Mining Usufruct Agreement.

4.59 **Work Commitments:** The work commitments included in the Model Mining Usufruct Agreement are relatively generous in relation to the possible size of the exploration areas. It is important to initially encourage exploration through the granting of large areas in relation to the one well commitment during the first three years. However, as a matter of policy, the government may wish to insist in the near future on a higher level of exploration intensity on a per block basis.

4.60 The process of negotiating individual exploration commitments for each Mining Usufruct Area is in line with international practices. In particular, the specification of work program commitments instead of monetary commitments is effective. However, some nations in the world (Argentina, Bolivia, Canada) have considerably accelerated and facilitated the process of determining work commitments through the concept of “work units”. Work units have the advantage of leaving a great deal of flexibility to the explorers with respect to the details of their programs, while ensuring the government that substantive minimum work is being carried out.

4.61 Given the high risk nature of most of the exploration in the open acreage and the relatively small size of most of the gas and oil fields that have been discovered so far, the government may wish to simplify the land allocation process in order to attract the smaller oil companies to the smaller prospects. The introduction of work unit regulations may simplify the land allocation process and may make the exploration programs more effective.

4.62 **Penalties for Non Fulfillment of Work:** The Mining Usufruct Agreement does not specify what happens if the company does not carry out its commitments. As a minimum it should be clearly stated in the Agreement that the government may cancel the agreement at the end of the first or second three year period if the investor does not comply with the work program commitment. However, further more specific provisions regarding payments in case the work commitments are not fulfilled work may also be included.

4.63 **Access to Data:** The Law provides for the fact that geological data obtained as a result of the activities remain the ownership of the companies on an indefinite basis. This is contrary to the practice in most countries which typically require such data to become non-confidential after a certain period of time, for instance, 5 years. Data usually also become non-confidential once the acreage is relinquished or the concession is terminated. It would be important to change this provision in the Law in the future if there is such an opportunity. PGNiG has a wealth of data that could also be used to promote oil and gas exploration in Poland. A decision should be taken about these data. Preferably, most of these data should become non-confidential and be made available to the petroleum industry in a data center in some central location.

4.64 **Access to the Surface:** The underground oil and gas resources belong to Poland and private landowners cannot deny the State the right to benefit from this ownership. Given the intensive agricultural lands in Poland and the widespread nature of the oil and gas deposits, a multitude of private land access problems will occur. It seems that at this time private land access is actually preventing the development of some gas fields.

4.65 Poland may wish to study the extensive land surface access provisions that occur in areas with similar conditions, such as in Canada. The province of Alberta has developed an extensive system of land access provisions and has created specialized Boards which deal with these problems. As a result a system of practices has developed

for the payment of rentals for well leases and the payment of compensation for damage. These practices are now considered fair by most members of the petroleum industry and the land owners. In cases where conflicts cannot be resolved through negotiation, specialized Boards provide final resolutions which permit guaranteed access to surface lands for wells and similar purposes on the part of the petroleum industry. Based on such a review Poland may wish to introduce its own surface access regulations or legislation.

4.66 It should be noted that potential unavailability of access to private lands could be a serious complicating factor that could hurt the economic growth and social development of Poland. Lack of access is not only a problem for petroleum developments, but for a wide range of other developments as well. This is an extremely serious issue that needs the full attention of the government of Poland.



# 5

---

## The Joint Venture Framework for Exploration

### A. The Joint Venture Approach

5.1 Many industrialized countries followed the policy of supporting the creation of national oil companies in order to gain a strategic presence in the petroleum industry. This was, among others, the case in Norway (Statoil), the Netherlands (Gasunie), Canada (PetroCanada), the United Kingdom (BNOC), France (Total and Elf), Italy (ENI) and Spain (Hispanoil). Currently, most of these companies have been privatized or are in the process of being privatized.

5.2 The policy of reserving certain acreage for PGNiG could result in effective support for PGNiG. However, it is not in the interest of Poland or PGNiG to “sit” on acreage with exploration or development potential. PGNiG could strengthen its cashflow and production considerably by making effective use of the acreage reserve that was granted to it and by accelerating oil and gas field exploration and development. The basic objectives of such agreements would be to convert the strong land position of PGNiG as quickly as possible in oil and gas production and cashflow for PGNiG, at the lowest possible risk and investment requirements on the part of PGNiG.

5.3 PGNiG could enter into joint ventures on a carried interest basis. PGNiG could be carried through the exploration phase and require the joint venture partner to contribute 100% of the exploration costs and incur 100% of the exploration risks. In case of a commercial discovery and the granting of an exploitation concession, PGNiG would have the option to participate in such exploitation for an agreed percentage. A preliminary economic analysis indicates that PGNiG could receive a carried interest in the range of 25 to 40% for attractive prospects.

5.4 PGNiG may wish to “high grade” its acreage and select the best exploration prospects, which it wishes to drill itself during the next three years. With respect to the remaining acreage, the government and PGNiG may wish to try out the concept of these types of joint ventures and select a number of blocks, in consultation with the petroleum industry, which could be offered to the petroleum industry based on a bidding process.



5.5 It should be noted that the policy of optimizing the balance between the land position of a company and its capital availability is a normal optimization process that takes place every day in the petroleum industry among private oil companies. The arrangements that are recommended here for PGNiG are no different from typical “farm in-farm out” arrangements which frequently take place in the petroleum industry.

5.6 PGNiG also owns a large number of small marginal and submarginal shut in gas fields. Some smaller oil companies may be interested in developing some of the fields. PGNiG may pass on some of the marginal fields for a 5% overriding royalty and some cash. This will give PGNiG some free production, while it may at the same time ensure that some of the smaller discoveries are being developed. At the present time it does not seem worthwhile for PGNiG to use the limited free cashflow of PGNiG to develop such fields themselves.

## B. Costs and Benefits of an Accelerated Exploration Program

### *Feasibility of Joint Venture Operations*

5.7 Financial simulations were carried out in order to determine whether: (i) some of the current small shut in gas fields would be possible candidates for farm-out style joint ventures to small private oil companies, and (ii) some of the exploration acreage of PGNiG may be suitable for joint ventures on a carried basis.

5.8 **Cost Assumptions:** The simulations involved a number of cost and price assumptions. The costs in the Carpathian area are higher than in the Polish Lowlands due to more difficult drilling conditions, and Table 5.1 indicates PGNiG estimates of the costs of drilling and completing wells in Poland. The prices at the field gate were assumed to be US\$ 150 per ton for oil and US\$ 97 per thousand cubic meters for gas, which are equivalent to international prices. Escalation and inflation were assumed to be 3% per year.

**Table 5.1: Cost of Wells**

<i>Well depth (meters)</i>	<i>Western Poland (US\$ million)</i>	<i>Carpathians (US\$ million)</i>
1500	1.1	1.5
2000	1.5	2.1
2500	2.1	2.7
3000	2.7	3.4
3500	3.4	4.1

*Source:* PGNiG.

**5.9 Financial Viability of Small Gas Fields:** Two types of small gas fields were evaluated, viz:

(a) 4 well-field, based on 3 productive wells and one dry well. Initial well productivity is 20,000 cubic meters per day. Total reserves are 180 million cubic meters.

(b) 10 well-field, based on 8 productive wells and two dry wells. Initial well productivity is 20,000 cubic meters per day. Total reserves are 527 million cubic meters.

5.10 The 4 well field was assumed to require US\$ 2 million in facilities. The 10 well field was assumed to require US\$ 4 million in facilities and a US\$ 1 million pipeline. Fixed operating costs were assumed at US\$ 60,000 per well per year and 3% of installed cost. Variable costs were assumed at US\$ 1 per thousand cubic meter.

5.11 The small gas fields showed rates of return of 5.2% for the 4 well field development and 7.5% for the 10 well field development. This indicates that the development of such fields on the basis of new wells would not be economically viable. Therefore the decision of PGNiG not to develop most of these fields is logical and justified by the economic results.

5.12 Only in cases where most of the wells have been drilled in previous years and are sunk cost, might the incremental development of these fields be economic. Also fields with much higher well productivities and reserves per well could be economic. Nevertheless, the economics would be too weak to insist on strong provisions in joint venture agreements. The best way to hand over the fields to possible small oil companies which may be interested in development would be to request a small overriding royalty and some cash. This would provide PGNiG with some cashflow, while at the same time the management of the fields is not complicated by the fact that a joint venture agreement needs to be implemented.

**5.13 Financial Viability of a Large Gas Field:** A BMB type exploration prospect was evaluated. The total reserves in the target were assumed at 11 MMT of oil and 9 BCM of high methane gas (net of any nitrogen).

5.14 It was assumed that geophysical expenditures would be US\$ 4 million over two years. The exploration well was estimated to cost US\$ 3.5 million to a 3000 meter target. Appraisal and development wells were assumed to cost US\$ 3 million. In case of a discovery it was assumed that 35 development wells would be required and about \$ 100 million in surface facilities. Operating costs were estimated to reach US\$ 13 million per year during maximum production levels. Maximum oil production was assumed to be 900,000 tons per year and maximum gas production 0.5 BCMY.

5.15 The rate of return on a no-risk basis was calculated at 49.2% and so proved to be rather attractive. The maximum sustainable risk values were as follows:

MSR@15%	40.8
MSR@20%	24.6

5.16 This means that, depending on the discount rate, a risk ranging from 1:40 to 1:24 could be absorbed for such prospects. It is likely that private companies would estimate the risk considerably less after the BMB discovery.

5.17 Assuming a carried interest of 50% during the exploration period for PGNiG, the unrisks rate of return reduced to 45.8%. The MSR for a 50% carried interest ranged as follows:

MSR@15%	21.4
MSR@20%	13.0

5.18 This indicates that the prospect could stand a maximum geological risk in the range of 1:21 to 1:13 depending on the discount rate used. This may be adequate. In order to maintain some margin of error, a carried interest of 25% to 40% seems feasible for these type of prospects.

#### ***Costs and Benefits of Accelerated Exploration***

5.19 Earlier discussions between the Bank and PGNiG have indicated that 40 - 80 BCM of gas could be discovered in areas already under concession to PGNiG. The present World Bank financed project, Loan 3215-POL, even though it is not an exclusive exploration project, has added 30 BCM proven reserves over the last six years. Therefore, adding at least this volume yet again over a 10 year timeframe is rather conservative, especially where new projects will focus on exploration.

5.20 Adding 20 million tons of recoverable oil and 20 BCM of recoverable gas reserves within PGNiG's concession areas is a conservative assumption, and would equivalent to two BMB type discoveries. On a non-discounted basis, such developments bring in gross undiscounted revenues of US\$7,800 million. Total undiscounted royalties and taxes would be US\$2,400 million. On a 40% carried basis, the net income of PGNiG would be US\$1,600 million, which would have an net present value (discounted at 15%) of about US\$200 million.

5.21 The costs and benefits of an accelerated exploration program under a joint venture strategy are uncertain, but in order to appreciate the order of magnitude of the benefits two BMB type developments were brought forward by 5 and 10 years. The results are shown in Table 1 of the Executive Summary, which shows that an accelerated program which allows the development to be started today gives an NPV of US\$ 522 million, compared to a 10 year delay which results in an NPV of US\$ 86 million. The difference of US\$ 436 million represents a substantial benefit to project, which would be shared

between the JV partners. Similar benefits accrue from the earlier collection of royalties and taxes. However, these benefits do *not* include the full exploration costs which might be incurred by the independent oil company, as these have to reflect the geological risk and are unquantifiable, and such benefits would be reduced according to the exploration costs actually incurred.

### **C. Features of Joint Venture Agreement**

5.22 The relationship between partners in a joint venture (JV) is most often defined by one or more agreements. Typical agreements would include a Participation Agreement to define the participating or working interests of the parties in the concessions, and an Operating or Joint Operating Agreement (JOA) to govern the relationship between the parties in the operation of the concessions. Some of the most important features of most JV arrangements are noted below.

5.23 **Designation of an Operator:** The typical arrangement in a joint venture is for one of the parties to be designated as the Operator with responsibility for the day-to-day running of the operations. The duties and responsibilities of the operator and the relationship between the operator and other partners would be fully defined in the JOA, as would be the voting rights of the partners. In most instances involving a joint venture between a multi-national oil company and the national oil and gas company of a host country, the multi-national would be designated the operator. If desired, the operatorship can be for a fixed (such as for ten years) but renewable term, and subject to review prior to each renewal. The joint venture agreements may also establish the right of the other partners (and in particular, the host country's oil and gas company) to take over the operatorship at the end of the fixed term or at a later time that is mutually agreeable to the JV partners. The Norwegian state-owned Statoil provides a good example of a state owned oil and gas company that has taken over operatorship of several acreages from its multi-national joint venture partners in the Norwegian portion of the North Sea. We would recommend that similar arrangements be put in place for joint ventures between PGNiG and foreign oil and gas companies. It would however be most beneficial for PGNiG staff to acquire sufficient technical and management expertise from its JV partners prior to any such change of operatorship. For this reason, we would recommend that no such changes take place earlier than ten to fifteen years from the end of the exploration phase.

5.24 **Technical, Advisory and Supervisory Committees:** A Joint Operating Committee representing the working interest owners, is a common feature of the JV arrangement. The committee would meet quarterly or at some other regular intervals to review the operations and would provide an orderly overall supervision, control and direction of all matters pertaining to the joint operations, ensuring that the operations are run according to principles and procedures laid down in the JOA. The committee would also meet at any time at the request of the operator or a JV partner. To assist it in its

functions, the JOC would usually appoint several technical and other advisory committees, as the need arises.

**5.25 Funding of Joint Operations:** A work program and an annual budget are usually prepared by the operator and submitted to the JV partners, who would review and approve both the program and the budget at one of their regular meetings. Funding arrangements would be clearly defined in the JOA. Typically, both capital and operating funds are contributed by the JV partners in proportion to their respective working interests and in accordance with any carry provisions in the agreements.

**5.26 Sole Risk Operations:** There is also usually a Sole Risk provision that allows any party or parties in the JV to carry out a project or an operation within the jointly owned concession, if the other partner or partners feel that the project or operation is not technically or economically justifiable. To qualify as a sole risk operation, the intended activity must have first been fully presented to the Joint Operating Committee. If the proposal is disapproved by the committee, then any of the JV partners can elect to go ahead with the proposed project provided that it does not adversely affect joint operations or conflict with the approved current program. If the project turns out to be unsuccessful, the sole risk party bears the financial loss. If however, it is successful, the excluded dissenting party or parties would typically have the option to regain their working interest in the specific sole risk project on the payment of a penalty.

**5.27 Disposal of Crude Oil and Natural Gas:** Defines the right and obligation of each party to lift and separately dispose of its participating interest share of available production of oil and gas. Also defines actions to be taken should any party be unable to dispose of its oil or gas entitlement.

**5.28 Training:** A joint venture involving a multi-national oil company as operator, and PGNiG would provide an opportunity to give PGNiG staff some training including practical and on-the-job exposure to the multi-national's activities both in its local and other international operations. It would therefore be advisable to include in the JV agreements, an obligation by the operator to provide some training to the non-operating partner or partners. Such a provision is common in many Joint Operating Agreements. It is most often specified in terms of the dollar value to be devoted to training courses for the non-operating partner's staff together with a requirement for the operator to accept short term assignments of the partner's staff in the operations.

## **Annex: Technical and Economic Data**

Table A1.1	End User Fuel Prices in Poland - 1997
Table A1.2	Oil and Gas Potential by Geological Region
Table A1.3	International Comparison of Concession Terms
Table A1.4	A Modern Joint Venture Framework
Table A1.5	Yardsticks for Profitability and Risk Analysis



**Table A1.1: Poland End User Fuel Prices, January 1997**  
(US\$/MMBTU - Excl. Tax)

<i>Fuel</i>	<i>US\$/MMBTU</i>	<i>Fuel</i>	<i>US\$/MMBTU</i>
<b>Gasoline</b>		<b>Electricity</b>	
Super	7.44	Residential 1	15.82
Unleaded	7.12	Residential 2	10.96
Diesel	6.79	Commercial	20.17
		Industrial	10.08
<b>Natural gas</b>		<b>Light fuel oil</b>	
Residential 1	5.53	Residential	6.46
Residential 2	5.22	Commercial	7.43
Commercial	4.30	Industry medium	5.67
Industry medium	4.00		
Industry large	4.00	<b>Heavy fuel oil</b>	
		2.76	
		<b>Coal</b>	
<b>LPG</b>	10.3 (estimate)	Residential	4.16
		Industry medium	1.86

*Source:* Centrum Informatyki Energetyki, Warsaw.

*Note:* Prices based on lower heating value.



**Table A1.2: Oil and Gas Potential by Geological Region**

The future oil and gas potential are outlined on the basis of the geological time sequences starting with the oldest formations and terminating with the youngest.

**Unprospective Acreage:** The Mazury-Suwalki Uplift and the Sudetic Massif and Silesian Coal Basin are unprospective for conventional oil and gas reserves.

**Cambrian, Ordovician and Silurian:** Sandstones of the Middle Cambrian contain small oil and gas fields in the eastern offshore of Poland, the Kaliningrad Region of Russia and Lithuania. These formations are about 2000 meters deep in these areas. The current B3 offshore oil field is in these formations. The formations also occur in the Baltic Sineclise and the Podlasic Depression. However, in these zones the deposits occur at a depth of 4000 to 5000 meters.

**Devonian:** Devonian formations occur in the Marginal Trough. So far no commercial oil or gas fields have been found in the Devonian. Possible target reservoirs are fractured limestones.

**Lower Carboniferous:** Some small gas fields have been found in Lower Carboniferous formations, including fields in the Carpathian Foredeep. Target reservoirs are marine and fluvial sandstones.

**Upper Carboniferous:** The deposits of the Upper Carboniferous contain most of the coal deposits of Poland. There is no seal over the Upper Carboniferous and therefore no oil or gas fields have been found in this formation. The only possibilities are coal bed methane.

**Lower Permian (Rotliegendes):** The Rotliegendes formations of the Lower Permian contain the same thick sequence of fluvial and eolian sandstones which form the reservoirs of the large gas fields in the Netherlands and the southern North Sea. Most of the large gas fields in the Western Poland Lowlands are contained in this formation in the Fore-Sudetic Monocline. Considerable possibilities for further discoveries, including possible large fields, in the area of this Monocline where formations are at drillable depth. To the north the zone is limited by the fact that the Rotliegendes quickly drops very deeply to about 8000 meters in the Mogilno-Lodz Trough. The formation also occurs at drillable depth in the Mid Polish Anticlinorium. Several gas fields have been encountered in this formation near the Baltic Sea. Traps are block faults and anticlines as well as stratigraphic traps.

**Upper Permian (Zechstein):** The Upper Permian Zechstein formations include major gas and oil fields. The main target reservoirs in this formation are reefal dolomites. The source rocks are lateral lagunal shales. The formation occurs at drillable depth over the Rotliegendes in the Fore-Sudetic Monocline and the Mid Polish Anticlinorium. The recent large BMB discovery (10 million tons of oil and 10 BCM of methane) was made

in the Fore-Sudetic Monocline in Gorzow Wlkp. The Zechstein is an attractive target because it is shallower than the Rotliegendes. Also discoveries contain oil as well as gas.

**Mesozoic:** Mesozoic formations cover most of western Poland and also occur in Carpathian Foredeep and Flysch Carpathians at some depth. No oil or gas finds have been made in the Mesozoic in western Poland. Cretaceous formations in the Flysch Carpathians and Cretaceous and Jurassic formations in the Carpathian Foredeep contain some of the oil and gas fields. All fields in this area are small due to the intensive tectonic features of this area.

**Tertiary:** Tertiary formations in the Flysch Carpathians and in particular Miocene formations in the Carpathian Foredeep contain most of the oil and gas deposits in this region. The oil and gas, however, is believed to be of Palaeozoic origin and migrated upward during the formation of the oil and gas fields. Again all fields are small due to intense tectonics.

From an international exploration point of view, the Fore-Sudetic Monocline is by far the most attractive area for further exploration. This is in view of the proven oil and gas potential, the relative low geological risk and the remaining possibilities for the existence of relatively large gas fields in the 100 BCF to 1 TCF range as well as oil fields in the 2 to 10 MMT range. The Mid Polish Anticlinorium near the Baltic shores is also attractive. The Flysch Carpathians and the Carpathian Foredeep also remain somewhat attractive although the probability for large discoveries is very low. Exploration prospects in the remainder of Poland are deep and/or of high geological risk. Exploration in this area might only concentrate on some very high risk possibilities for large fields.

**Table A1.3: A Comparison of Features of Oil and Gas Concession Terms for Some Countries**

	<i>Poland</i>	<i>Pakistan</i>	<i>Spain</i>	<i>France</i>	<i>United Kingdom</i>
General comment	<p>Geological and Mining Law of 4th February, 1994 confers ownership of all mineral deposits in Poland to State Treasury. However, authority to grant concessions and to negotiate terms for mining operations is delegated to the Minister of Environmental Protection, Natural Resources and Forestry. Separate documents are required to authorize exploitation and exploration: (i) the Mining Usufruct Agreement, (ii) a decision from the Minister of EPNRF (the Concession). The Usufruct Agreement for foreign companies is more detailed in its contents than the one for POGC - the domestic oil &amp; gas company.</p>	<p>In 1986, Pakistan Petroleum (E&amp;P) Rules, 1986 were enacted on 9/14/86, repealing the Pakistan Petroleum (Production) Rules of 1949.</p> <p>Following items are taken from the 1994 Model Petroleum Agreement.</p>	<p>Items here are based on the 1974 Petroleum Law. State petroleum industry was reorganized in 1984 (Law 45/1984) mainly to comply with requirements for E.C. entry.</p>	<p>Mining Law was promulgated as far back as 1956 and a 1981 decree approved the model concession form for hydrocarbons mining concessions. Several other laws, amendments and decrees have modified the original arrangement.</p>	<p>State Agency is the Department of Energy which awards licenses in licensing rounds held every two years. There is no state oil company following the abolition of BNOC in 1985.</p> <p>The terms below are for offshore awards.</p>

	<i>Poland</i>	<i>Pakistan</i>	<i>Spain</i>	<i>France</i>	<i>United Kingdom</i>
Term of contract	<p><b>Exploration:</b> 3 years with a possible extension of 3 years (max.). Exploration possible during exploitation phase</p> <p><b>Exploitation:</b> Negotiable. (30 years with further extensions as long as commercial production is continuing). Usufruct agreement remains valid as long as concession is valid.</p>	<p><b>Reconnaissance Permit:</b> A one-year non exclusive right, renewable at govt. option.</p> <p><b>Exploration License:</b> 3-year term renewable for 3 further renewal periods ( 5 periods for offshore areas) not exceeding one year each. Has a max. of 2,500 sq. km. with exclusive right to Expl. including drilling.</p> <p><b>Devl. &amp; Prodn. Lease:</b> Max. of 125 sq. km. with no limit on the number of leases per holder. 20-year Onshore, 25-year Offshore.</p>	<p><b>Exploration Permit:</b> exclusive rights for exploring determined areas.</p> <p><i>Onshore:</i> Initial validity 6 years, 1st. Extension 3 yrs.; 2nd. Extension 2 yrs.; 3rd. Extension 3 yrs.</p> <p><i>Offshore:</i> Initial validity 2 yrs.; 1st. Extension 6 yrs.; 2nd. Extension 3 yrs.; 3rd. Extension 3 yrs.</p> <p>Third extensions are granted only if commercial hydrocarbons have been found.</p> <p><b>Exploitation Concessions:</b> 30-year period extendible for two successive 10 year periods.</p>	<p><b>Exploration Permit:</b> Confers upon Company, the exclusive right to explore for oil and gas in area specified in the permit.</p> <p>Maximum duration is 5 years with two extension of 5 years each.</p>	License issued for an initial period of six years. Fifty percent relinquishment followed by a 30-year license for the development and production phase.
Size of concession block.	1200 sq. km. (max.)	<p><i>Exploration License</i> 2,500 sq. km. (max.)</p> <p><i>Petroleum Lease:</i> 125 sq. km. with no limitation on the number of leases per holder.</p>	<p>Based on geographical zones:</p> <p>Zone A: 100 to 400 sq. km</p> <p>Zone B: no longer applicable</p> <p>Zone C: 100 to 1000 sq. km</p> <p>Limitations on multiple ownership</p>	No maximum area.	North Sea blocks are typically in the range of 250 to 300 sq. km.
Concession and other fees	Exploration and Exploitation Concession (i.e. Joint Concession) fees are payable in Polish Zloty. Amounts are not specified (and are to be negotiated). Additionally, a mining usufruct fee depending on the value of the reserves in place shall be negotiated between the company and the Treasury.	Small registration fees.	Small registration fees	Small registration fees	Small application fee.

	<i>Poland</i>	<i>Pakistan</i>	<i>Spain</i>	<i>France</i>	<i>United Kingdom</i>
Bonus payments	None	<b>Production Bonus,</b> \$MM: \$0.5 (on commencement of commercial prodn.), \$1.0 (on cum. prodn. of 30MMBOE), \$1.5 (60MMBOE), \$3.0 (80 MMBOE), \$5.0 (100 MMBOE).	No	No	No
State participation	None is mandated. A significant share of the acreage is reserved for POGC. In this acreage POGC can negotiate joint ventures.	Govt. desires to participate in petroleum rights as "working interest owner", the amount to be negotiated. Model contract shows 5% govt. participation (but no govt. contribution in expl.). Govt. may increase its working interest in a Discovery Area up to 15% (in Zone 1 -- High Risk/High Cost); 20% in Zone 2 (Medium Risk/High Cost); or 25% in Zone 3 (Medium Risk/Low to high Cost). In each case, govt. will refund the 5% exploration carry. Participation will be through Oil & Gas Development Corporation (OGDC).	Not required.  However, the participation of Repsol is negotiable or may be included in a bid. Repsol's share of current licenses, where it is not operator, ranges mostly from 25 to 40% but not obligatory.	No	No
Relinquishments	No relinquishment required after the first exploration period. Development areas only will be retained after the six-year exploration phase. However, there is a possibility of continuing exploration in exploitation areas.	20% at end of initial expl. period. Additional 30% at end of second renewal.	<i>Onshore:</i> 25% reduction after each exploration period extension—50% of acreage retained at 3rd extension.  <i>Offshore:</i> 30% and 20% respective reductions after the 1st and 2nd. Extensions—50% retained at 3rd. extension.	50% relinquishment on first exploration renewal. On the 2nd renewal, it is reduced by 25%, making the resulting area 37.5% of the original permit. Area of permit will not be reduced below 175 sq. km.	50% relinquishment after initial exploration term

	<i>Poland</i>	<i>Pakistan</i>	<i>Spain</i>	<i>France</i>	<i>United Kingdom</i>
Work obligations	<p>Work obligations <i>during first 3-year Exploration Period</i>: (i) A regional evaluation within one or more blocks, (ii) initial prospect delineation which will include acquisition of seismic data, and (iii) one well within the Mining Usufruct area, and:</p> <p><i>During the second three year period</i>: An exploration well in each block which has not been relinquished or tested with an exploratory well.</p>	<p>Minimum expenditures for exploration phases are being negotiated.</p> <p><b>Welfare contributions:</b> Social programs need to be carried out from \$20,000 for a production rate of less than 2000 BOE/day increasing as higher prodn. rates are attained to \$250,000 for over 50,000 BOE/day.</p> <p><b>Offshore Marine Research:</b> Company devotes 2% of the approved budget for marine research, and development projects after commercial discovery in offshore areas.</p> <p>Minimum development drilling of one well/year.</p>	<p>Minimum investment requirements based on an amount per hectare. Amounts increase per exploration phase.</p>	<p>An applicant must commit to an expenditure level (specific amount not indicated but typical annual expenditures vary from 5,000 to 10,000 francs per square km. per year). Minimum investment levels are reduced proportionately on renewals. If, for example, 10 million francs is expended in first five year term, holder must spend minimum of 3 million francs for a second 3-year term after a 50% relinquishment.</p>	<p>Work requirements are negotiated and are considered confidential programs. Consists generally of geophysical and well requirements.</p>

	<i>Poland</i>	<i>Pakistan</i>	<i>Spain</i>	<i>France</i>	<i>United Kingdom</i>																						
Fiscal terms	<p><b>Royalty:</b> 6% for both oil and gas.</p> <p><b>Tax:</b> as per fiscal legislation in force: (40% in 1996, decreasing by 2% per year to 32% in Year 2000).</p>	<p><b>Royalty:</b> 12.5%</p> <p><b>Tax:</b> Royalty and tax are subject to a joint cap of 50% for Zone 1; 52.5% for Zone 2; and 55% for Zone 3.</p>	<p><b>Oil Tax:</b> Levied per hectare, per year as follows:</p> <p><i>Exploration Permit:</i></p> <p style="text-align: center;"><i>pasetas/hectare/annum</i></p> <table> <tr> <td>Initial permit:</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>During 1st. extension</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>2nd. extension</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>3rd. extension</td> <td>4</td> </tr> </table> <p><i>Exploitation Concessions:</i></p> <table> <tr> <td>During the 1st. five years</td> <td>25</td> </tr> <tr> <td>following 5 years</td> <td>70</td> </tr> <tr> <td>following 5 years</td> <td>185</td> </tr> <tr> <td>following 5 years</td> <td>230</td> </tr> <tr> <td>following 5 years</td> <td>185</td> </tr> <tr> <td>following 5 years</td> <td>95</td> </tr> <tr> <td>any further extensions</td> <td>70</td> </tr> </table> <p><i>General Corporate Income Tax:</i> 35%</p> <p>No withholding tax on dividends.</p> <p>Exemption from municipal and provincial taxes.</p> <p>Depletion Allowance: 25% of the gross value of the hydrocarbons sold or 40% of the taxable base whichever is lower. This allowance is tax free if the profits set aside are invested within 5 years in further exploration work in Spain.</p> <p>Investment Tax Credit: A 5% tax credit applies to new assets.</p>	Initial permit:	1	During 1st. extension	2	2nd. extension	4	3rd. extension	4	During the 1st. five years	25	following 5 years	70	following 5 years	185	following 5 years	230	following 5 years	185	following 5 years	95	any further extensions	70	<p><b>Royalty:</b> 0% up to 29 Mmcf/day and 5% in excess of this amount.</p> <p><b>Corporate income tax:</b> 33.3% plus a 10% surcharge. Straight line depreciation. Depletion allowance of 23.5% of gross or 50% of net profits. Depletion allowance must be used for reinvestment.</p> <p><b>Municipal and Departmental tax:</b> Frfr 23.7 per thousand cubic meter.</p>	<p><b>Rentals:</b> starting at 410 British Pound per sq. km per year and increasing over time to 7050 British Pound per sq. km for years 21 to 37.</p> <p><b>Corporate income tax:</b> 33%. Exploration costs expensed in year incurred. Well costs and facilities based on 25% declining balance. Unlimited loss carry forward.</p>
Initial permit:	1																										
During 1st. extension	2																										
2nd. extension	4																										
3rd. extension	4																										
During the 1st. five years	25																										
following 5 years	70																										
following 5 years	185																										
following 5 years	230																										
following 5 years	185																										
following 5 years	95																										
any further extensions	70																										

	<i>Poland</i>	<i>Pakistan</i>	<i>Spain</i>	<i>France</i>	<i>United Kingdom</i>
Provisions for natural gas.	No special provision	Associated gas may be flared with the approval of the President. President may elect to off-take such associated gas.	Gas flaring subject to proper field management procedures	Gas flaring subject to proper field management procedures	Gas flaring subject to proper field management procedures
Training	Yes. Yearly amounts negotiable.	Contractor will spend minimum of \$10,000 on training. This will be increased to \$25,000 per year on commercial discovery.	Not applicable	Not applicable	Not applicable
Arbitration	Arbitration proceedings to be held in Warsaw, in the Polish language, and according to the Rules of UNCITRAL, the United Nations Commission on International Trade Law.	For disputes between Pakistan and foreign interest owners, arbitration will be in Pakistan and according to the "Convention on the Settlement of Investment Disputes Between States and Nationals of other States", or in the alternative by the Rules of Arbitration of the International Chamber of Commerce. Disputes involving Pakistani Working Interest Owners and the Pakistani government will be settled in accordance with the Arbitration Act, 1940.	Not applicable	Not applicable	Disputes have to be referred to arbitration unless stated otherwise in the permit.
Stabilization	Economic equilibrium among the parties will be negotiated and maintained should Polish laws change and adversely affect Contractors' economics.	None	Not applicable	Not applicable	Not applicable



	<i>Poland</i>	<i>Pakistan</i>	<i>Spain</i>	<i>France</i>	<i>United Kingdom</i>
Oil and gas prices for tax and royalty determinations	For tax: based on market prices. For royalties: a cost plus profit system is being used.	Oil prices based on Karachi import equivalent throughout Pakistan. Gas prices based on equivalent oil prices as follows: Zone 1: 77.5% of crude oil price Zone 2: 75.0% of crude oil price Zone 3: 72.5% of crude oil price	Prices for royalty purposes will be fixed by government and adjusted periodically according to the international market.	Based on market prices	Based on market prices
Termination	Company will give 60 days notice to Minister. Company will be given 90 days' notice to remedy material breaches of Agreement and 60 days' notice of termination on failure to remedy breaches.	Surrender possible after fulfillment of all work obligations and after 30 days' notice. Government to give 60 days notice in case of termination with allowance on part of contractor to remedy breaches.	Permits and concessions can be canceled if holder does not comply with legal requirements	Permits and concessions can be canceled if holder does not comply with legal requirements	Permits can be canceled if holder does not comply with legal requirements.
Force majeure	All rights and obligations shall be extended for a period equal to the delay caused by the Force Majeure occurrence plus such period of time as is necessary to re-establish operations.	Force Majeure applies. However, in the event Force Majeure exceeds a period of 3 years continuously during the initial term or any renewal thereof, any of the parties may terminate Agreement on 3 months' notice.	Not applicable.	Not applicable.	Not applicable

**Table A1.4: Framework for a Joint Operating Agreement**

The following is an outline of recommended key articles for inclusion in a Joint Venture Agreement between PGNiG and a multi-national joint venture partner. Should PGNiG elect to proceed with the Joint Venture route, it will be necessary to design a detailed JV agreement which might necessitate inclusion of additional articles.

**Definitions :** A definition of terms used in the Agreement

**Working Interests and Voting Rights:** Defines each partner's working interest in the joint venture. This is usually the same as their holdings or working interests in the concession. Any requirement for a partial or full carry of PGNiG through the exploration and/or development phases will be expressed here. Voting rights are usually in proportion to the respective working interests of the partners.

**Operating Committee:** This would be a key article. It would deal with the establishment of an Operating Committee - its composition, powers, and duties. Operating Committee meetings, procedures and its power to appoint technical, finance, and other specialized advisory sub-committees.

**Rights, Powers and Duties of Operator:** The performance of the designated operator is key to the success of the joint venture arrangement. It is therefore important that its rights, responsibilities and expected performance standards be defined clearly. This article would deal with the appointment of an operator, its authority and responsibility for the day-to-day direct supervision and management of the operations. The article will also deal with all change of operatorship items. The resignation and conditions for the removal of an operator and the procedure for replacing the operator.

**Work Program and Budget:** The preparation by the Operator of the annual work program and submission to the Operating committee. The program and budget approval process.

**Funding of Joint Operations:** Sharing of funding, Cash calls, Payment of joint operating expenditures and the consequences of the failure of any party to meet its cash call obligations in a timely manner. Establishment of a joint bank account, financial report and returns, internal audits and audits of joint account.

**Sole Risk Operations:** Conditions for sole risk operations. Right of any working interest partner to propose a sole risk operation, and how a non-proposing partner may elect to participate (with the consequence of converting the operation to a joint one). Use of joint property and personnel of operator to carry out sole risk operation. Title of the sole risk operation, production and facilities. Re-entry Penalty for a dissenting partner who elects to participate after a successful sole risk operation.

**Disposal of Petroleum:** Each working interest owner or partner in a joint venture will normally have the obligation to lift and separately dispose of its entitlement of oil and gas. Failure by any partner, for any reasons, to lift such quantities in a timely manner could adversely affect the operations and the lifting rights of the remaining partners. A procedure and special arrangements must therefore be devised for disposing of unlifted quantities of produced oil and gas.

**Treatment of Information Obtained from Operations:** The operator would normally keep records of all the information and data gathered from the operations. However such information and data will be made available and copied by a joint venture partner at the partner's request.

**Training:** The operator shall provide facilities for the training of the personnel of the non-operating partner in the joint venture operations. Operator will normally accept any reasonable proposal for the assignment to operator of the personnel of the non-operating partner. Such assignment shall be for such specified duration, duties, terms, and conditions that are mutually agreed by both parties.

**Insurance:** The operator will take out insurance policies on behalf of the joint operations and jointly owned property and for the joint venture account. Additional or alternative insurance may also be taken by the individual JV partners. The exact nature of this article will be dependent on the provisions of the concession contract and on the applicable laws and regulations regarding insurance in Poland.

**Other Articles:** Other articles will deal with items such as the payment of Royalties and Taxes to government (individually and/or jointly), arbitration and governing law, force majeure, and any other items that are relevant to each particular joint venture arrangement.

**Table A1.5: Yardsticks for Profitability and Risk Analysis**

A number of different yardsticks are used in the study.

**Rate of Return (ROR)** - This is the cashflow rate of return. The ROR is on total capital. The ROR indicates the profitability of the investment. For instance, if the ROR is 12%, the investment is as profitable as providing a loan on which the lender earns a 12% interest.

The higher the ROR the more profitable the investment. The oil industry is typically looking for a ROR of 25% or more. The ROR is a measure of earning power. The ROR does not provide insight in the size of the profits of the potential long-term asset growth. The ROR is a particularly good yardstick to measure short- and medium-term profitability. A high ROR means that investments typically result in a quick payout and significant profits immediately after payout.

**Net Present Value (NPV)** - The NPV is the total of the discounted cashflow, discounted at a particular rate. Typically governments and oil companies would analyze the NPV at discount rates between 15 and 25%, provided the cashflows are in US dollars. Oil companies like to see a substantial NPV at a discount rate of 15%, otherwise there is not an attractive margin over and above the cost of capital. The NPV at 15% is an important indicator of the size of the profits to be made with the investment.

The NPV at a 15% discount rate is a good yardstick to measure the total size of the profits and to determine the profitability of a project on a medium- and long-term basis. A high NPV at 15% typically means sustained long-term profitability.

It also is a good indicator of the value of the oil reserves that might be discovered or developed. The NPV at 15% value provides a good basis for determining the possible sales price of an oil field or the lending value that a bank may attribute to a field.

**NPV per bbl** - An important indicator to the investor in oil and gas ventures is the possible NPV at 15% per bbl generated by the project. This value is calculated by taking the NPV at 15% and dividing this amount by the total production of the field. In case of state participation on a carried interest basis, the oil production is based on the total reserves, not the reserves owned by the investor.

**Government Take (GT)** - The GT is the percentage that the government earns of the "economic rent". Economic rent is in this case simply defined as the gross revenues less all investments and operating costs on a cashflow basis. The GT can be determined at various discount rates. The GT at 0% , or undiscounted GT, is often used in discussions about fiscal systems.

To explain the concept of the GT, a small calculation could be made on a total field basis as follows:

Gross Revenues	\$ 200 million
Less:	
Investments	\$ 50 million
Operating costs	\$ 30 million
Economic rent	\$ 120 million
Less:	
Payments to Government	\$ 85 million
Net profit	\$ 35 million

In this example, the GT would be \$85 million divided by \$120 million or 70.8%.

**Company Take** - The company take is 100% minus the GT. In other words, if the government take is 70.8%, the company take will be automatically 29.2%. This is the case for the results in this study. It is not always the case. Sometimes, other parties participate in the economic rent, such as surface land owners, consumers, financial institutions, or other entities.

**Maximum Sustainable Risk (MSR)** - This ratio indicates how many times a company get its (net) exploration investment back as a result of a particular discovery. The MSR is therefore by definition an indication of the maximum geological risk that the company can run. If the ratio is 23.44, for instance, this means that the company can run a maximum geological risk of 1: 23.44 with respect to the discovery of a field equal to the one on which the economic analysis is being done. Higher the MSR, more attractive a fiscal regime is from an exploration economics point of view.

The MSR at 15% can be defined as follows:

$$\text{MSR @ 15\%} = \frac{\text{NPV @ 15\%} + \text{NEI @ 15\%}}{\text{NEI @ 15\%}}$$

whereby, NPV@ 15% means the NPV discounted at 15% and the NEI (net exploration investments means the NEI discounted at 15%.

For instance, if the NEI @ 15% is \$8 million and the NPV @ 15% is \$35 million, than the MSR @ 15% would be:

$$\text{MSR @ 15\%} = \frac{35 + 8}{8} = 5.375$$

In the case of the MSR calculation, the NEI is equal to the sum of the exploration expenditures during the first three years of the cashflow.

**Expected Monetary Value (EMV)** - The EMV is the NPV of the average expectation of an exploration project multiplied by the probability of success, less the dry hole cost multiplied by the probability of a dry hole. The EMV reflects the average value that can be obtained for an exploration project.

The EMV @ 15% can be defined as follows:

$$\text{EMV @ 15\%} = (\text{probability of success}) \times \text{NPV @ 15\%} - (\text{probability of failure}) \times \text{DHC @ 15\%}$$

in which DHC represents the dry hole costs.

Assuming a probability of success of 10% and a probability of a dry hole of 90%, the EMV @ 15% can be calculated as:

$$\text{EMV @ 15\%} = 0.1 \times \$35 \text{ million} - 0.9 \times \$8 \text{ million} = -\$3.7 \text{ million.}$$

In this case the EMV @ 15% is negative because the potential value of a discovery is not high enough to offset the potential costs of the dry hole.

**Undiscounted Net Costs of an Incremental Investment** - The undiscounted net cost of an incremental investment is the cost of the incremental investment less all reductions that can be obtained as a result of the fiscal system, assuming the company is in a fully taxable position for all the relevant fiscal features. The net cost of an incremental investment is an important indicator of the inducement that a fiscal system provides with respect to re-investment in the country or in the same contract area.

**Part II: Polish Version**

---

**POLSKA**

**POLITYKA**

**W ZAKRESIE POSZUKIWAŃ I WYDOBYCIA**

**GAZU ZIEMNEGO W POLSCE**

**Sierpień 1998**

Opracowano w Oddziale Nafty i Gazu  
Departamentu Przemysłu i Energetyki

oraz

w Departamencie Energetyki  
dla Regionu Europy i Azji Środkowej

Banku Światowego

Waszyngton DC 20433

**POLSKA**  
**ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAMME**  
**(ESMAP)**

**PROGRAM POMOCY NA RZECZ**  
**GOSPODARKI W SEKTORZE ENERGETYKI**

**Polityka w zakresie gazu ziemnego**

**Sierpień 1998.**



# SPIS TREŚCI

SPIS TABEL

SPIS RYSUNKÓW

PODZIĘKOWANIA

UŻYTE SKRÓTY I AKRONIMY

JEDNOSTKI

STRESZCZENIE

1. **WPROWADZENIE**
  - A. Rozwiązania instytucjonalne
  - B. Przystąpienie do Unii Europejskiej
  - C. Podaż gazu ziemnego i popyt na gaz ziemny
  - D. Ceny i wartość gazu ziemnego
  
2. **PERSPEKTYWY ZNALEZIENIA GAZU ZIEMNEGO W POLSCE**
  - A. Regiony geologiczne
  - B. Prace poszukiwawcze
  - C. Zasoby i wydobywanie
  - D. Przyszły potencjał
  
3. **SYSTEM KONCESYJNY**
  - A. Prawo geologiczne i górnicze w zakresie poszukiwań kopalin
  - B. Koncesje
  - C. Porównanie z warunkami koncesji międzynarodowych
  
4. **SZCZEGÓŁOWE WARUNKI PODATKOWE I KONCESYJNE**
  - A. Warunki podatkowe
  - B. Dostępność gruntów pod poszukiwania i wydobywanie ropy i gazu
  
5. **ZASADY DZIAŁALNOŚCI SPÓŁKI TYPU „JOINT-VENTURE” NA RZECZ PRZYSPIESZONYCH POSZUKIWAŃ**
  - A. Istota działania spółki „joint-venture”
  - B. Koszty i korzyści przyspieszonych poszukiwań
  - C. Charakterystyka umowy „joint-venture”

## TABELE W TEKŚCIE

Tabela 1: Prognozy popytu na gaz - „scenariusz niski”

Tabela 2: Prognozy dostaw gazu przez PGNiG

Tabela 3: Inwestycje planowane do roku 2010

Tabela 4: Zasoby i wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce

Tabela 5: Zasoby ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce w ujęciu regionalnym

## ZAWARTOŚĆ ANEKSU

Tabela 1: Ceny paliw w Polsce w roku 1997

Tabela 2: Potencjalne zasoby ropy naftowej i gazu ziemnego w regionach ekologicznych Polski

Tabela 3: Porównanie warunków koncesji międzynarodowych dla niektórych krajów

Tabela 4: Ramowa struktura Wspólnej Umowy o zagospodarowaniu i eksploatacji złoża

Tabela 5: Kryteria analizy rentowności i ryzyka

Mapa 1 System przesyłowy gazu w Polsce

Mapa 2 Główne struktury geologiczne w Polsce

Mapa 3 Ropo- i gazonośne regiony w Polsce

Mapa 4 Mapa obszarów koncesyjnych na ropę naftową i gaz ziemny w Polsce

## PODZIĘKOWANIA

Niniejszy raport został opracowany przez Misję sektora gazu Banku Światowego, delegowaną do Polski w listopadzie 1997 roku. W skład misji wchodził Peter Law (Specjalista d/s Energetyki, Kierownik Misji), Julius Wilberg (Starszy Analityk d/s Finansów), Anrize Agbim (Specjalista d/s Ropy Naftowej) i Petro Van Meurs (Konsultant). Misja składa podziękowania za owocną współpracę personelowi polskich instytucji: Departamentu Geologii Ministerstwa Ochrony Środowiska Zasobów Naturalnych i Leśnictwa oraz Ministerstwa Finansów, Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa oraz Państwowego Instytutu Geologicznego.

## SKRÓTY I AKRONIMY

BMB	Złoże Barnówko-Mostno-Buszewo
ECT	Energy Charter Treaty (Traktat „Karta Energetyczna”)
EMV	Expected Monetary Value (oczekiwany efekt finansowy)
URE	Urząd Regulacji Energetyki
UE	Unia Europejska
JV	Joint-venture (spółka z udziałem kapitału zagranicznego)
JOA	Joint Operating Agreement (wspólna umowa o zagospodarowaniu i eksploatacji złoża)
PGNiG S.A.	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
PGN S.A.	Polskie Górnictwo Naftowe S.A.
PGAZ S.A.	Polskie Gazownictwo S.A.
MOŚZNiL	Ministerstw Ochrony Środowiska Zasobów Naturalnych i Leśnictwa
MSR	Maximum Sustainable Risk (maksymalne ponoszone ryzyko)
NEI	Net Exploration Investment (koszty netto inwestycji poszukiwawczej)
NPV	Net Present Value (zysk zdyskontowany)
ROR	Rate of Return (graniczna stopa dyskontowa)
GT	Government Take (uzysk państwa)

## JEDNOSTKI

CFD	Cubic Feet per Day (stóp sześciennych na dobę)
MMCFD	Million CFD (milionów stóp sześciennych na dobę)
CM	Cubic Meter (metrów sześciennych)
CMD	Cubic Meter per Day (metrów sześciennych na dobę)
MMCMD	Million CMD (milionów metrów sześciennych na dobę)
CMY	Cubic Meter per Year (metrów sześciennych na rok)
MMCMY	Million CMD (milionów metrów sześciennych na rok)
BCM	Billion Cubic Meter (miliardów metrów sześciennych)
BCMY	Billion Cubic Meter per Year (miliardów metrów sześciennych na rok)
BCF	Billion Cubic Feet (miliardów stóp sześciennych)
TCF	Trillion Cubic Feet (trylionów stóp sześciennych)
BTU	British Thermal Unit (Brytyjska Jednostka Termiczna)
MMBTU	Million BTU (milionów Brytyjskich Jednostek Termicznych)
TOE	Ton of Oil Equivalent (ton równoważnika ropy naftowej)
MMTOE	Million TOE (milionów ton równoważnika ropy naftowej)
MMT	Million Tons (milionów ton)
MMTY	Million Tons per Year (milionów ton na rok)
GWh	gigawatogodzin
kWh	kilowatogodzin
TWh	terrawatogodzin
GW	gigawatów
kW	kilowatów
MW	megawatów
kV	kilowoltów
km	kilometrów
kcal	kilokalorii
kg	kilogramów
bbl	baryłek

## STRESZCZENIE

### Wstęp

1 W 1996 roku, Bank Światowy opracował diagnozę sektora gazu w Polsce, na podstawie której opracowano założenia polityki dla tego sektora, zawierające zalecenia zmierzające ku zwiększeniu udziału kapitału prywatnego w tym sektorze poprzez wprowadzenie polityki konkurencyjności, racjonalizację polityki cenowej oraz polityki poszukiwań i wydobywania gazu ziemnego. W poprzednim okresie, obserwowano niezadowalający postęp w zawieraniu umów koncesyjnych z inwestorami zagranicznymi na poszukiwania złóż gazu mimo, że już od 1992 roku bloki koncesyjne były dostępne dla inwestycji zagranicznych w ramach dwóch kolejnych międzynarodowych rund przetargowych. Od roku 1996 obserwuje się istotny postęp w tej dziedzinie. Zostały zawarte umowy o ustanowienie użytkowania górniczego (koncesyjne) z międzynarodowymi spółkami naftowymi, takimi jak Medusa, Texaco i El Paso, Apache, RWE - DEA, FX Energy i CalEnergy.

2 We wspomnianych założeniach polityki *wobec* sektora gazu zalecono ponowny przegląd polityki podatkowej w celu usprawnienia procedury negocjowania umów koncesyjnych i poszerzenia perspektyw dla rozwoju inwestycji prywatnych. Niniejsze studium stanowi odpowiedź na realizację tych zaleceń. Zostało ono opracowane wspólnie z Departamentem Geologii Ministerstwa Ochrony Środowiska Zasobów Naturalnych i Leśnictwa (MOŚZNIŁ), jako głównym partnerem, przy wydatnej pomocy spółki Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo (PGNiG S.A.). Celem niniejszego studium jest wskazanie kroków, które mogłyby zaowocować podwyższeniem stopnia prywatnych inwestycji w poszukiwanie i wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego, przy zogniskowaniu problematyki na: (i) działalności typu „joint venture” lub innych rozwiązaniach niosących w sobie przyspieszenie poszukiwań; (ii) systemowych rozwiązaniach w zakresie polityki podatkowej i cenowej oraz dotyczących pozyskiwania terenów pod poszukiwania oraz (iii) modelach koncesji na poszukiwania i wydobywanie, w świetle doświadczeń międzynarodowych.

### Perspektywy odkrycia gazu ziemnego w Polsce

3 Około 80% ogólnej powierzchni obszaru Polski traktuje się jako tereny perspektywiczne, o potencjalnych zasobach wydobywanych 72 MMT i 608 BCM odpowiednio ropy naftowej i gazu ziemnego<sup>1</sup>. Obszary te obejmują dwa regiony:

- a) obszary<sup>2</sup> zarezerwowane pod poszukiwania i eksploatację przez PGNiG,

---

<sup>1</sup> Według szacunków Polskiego Instytutu Nafty

<sup>2</sup> W tym Flisz Karpacki, Przedgórze Karpackie i część Monokliny Przedsudeckiej

- b) pozostałe obszary dostępne do bezpośrednich poszukiwań i eksploatacji przez firmy zagraniczne.

Ponadto, pewnymi obszarami na Morzu Bałtyckim<sup>3</sup> dysponuje Petrobaltic.

4 Obszar zarezerwowany dla PGNiG jest niezmiernie atrakcyjny w aspekcie dalszych poszukiwań, na co składają się potwierdzone potencjalne zasoby ropy naftowej i gazu, niskie ryzyko geologiczne oraz możliwości eksploatacji pozostających tam złóż ropy naftowej (do 10 MMT) i gazu ziemnego (do 30 BCM). Perspektywiczne jest także Antyklinorium Środkowopolskie w pobliżu wybrzeża Bałtyku. Obszar otwarty dla konkurencji zagranicznej jest znacznie mniej atrakcyjny, gdyż, albo złoża znajdują się tam na dużej głębokości, albo ryzyko geologiczne jest znaczne. Poszukiwania na tych obszarach powinny koncentrować się na wybranych obszarach o podwyższonym ryzyku geologicznym dla odkrycia dużych złóż.

5 Ogólnie, poziom poszukiwań i zagospodarowania złóż należy ocenić jako niski, biorąc pod uwagę, że większość obszarów jest perspektywiczna, i że jednak nadal istnieją dość znaczne możliwości potencjalnych odkryć dużych złóż, jak tego dowodzi niedawne odkrycie przez PGNiG złoża w rejonie Barnówko-Mostno-Buszewo (BMB), w Zachodniej Polsce.

#### Strategia poszukiwań typu „joint-venture” na obszarach PGNiG

6 Aktualna wielkość wydobycia gazu ziemnego przez PGNiG wynosi około 4 BCMY przy około 6 BCMY importu z Rosji. Prognoza popytu na gaz ziemny w Polsce na najbliższą dekadę przewiduje wzrost do co najmniej 20 BCMY przy rosnącej zależności od importu gazu. Dlatego, zarówno dla Polski jak i PGNiG, korzystną byłaby strategia prowadząca do przyspieszonej eksploatacji złóż ropy naftowej i gazu w obszarach przeznaczonych dla PGNiG. Zmniejszyłaby ona potrzeby importowe i poprawiłaby płynność finansową tej spółki.

7 Aktualnie realizowany projekt Banku Światowego w zakresie Rozwoju Zasobów Energetycznych w ciągu ostatnich sześciu lat umożliwił PGNiG powiększenie o 30 BCM udokumentowanych zasobów do posiadanej własnej bazy zasobów gazu ziemnego mimo, iż *nie jest* to projekt poszukiwawczy. Jeżeli zostaną podjęte nowe projekty na rzecz realizacji programu przyspieszonych poszukiwań, konserwatywnym podejściem byłoby założenie o dodaniu co najmniej takiej samej ilości w dziesięcioletnim horyzoncie czasowym. Strategią na rzecz wdrożenia przez PGNiG programu przyspieszonych poszukiwań mogłoby być przystąpienie do działalności typu „joint-ventures” z niezależnymi spółkami naftowymi, w celu poszukiwań i zagospodarowania złóż na obszarach zarezerwowanych dla PGNiG w ramach koncesji posiadanych przez PGNiG. Wzmocniłoby to płynność finansową PGNiG, bez konieczności ponoszenia przez tę spółkę jakiegokolwiek ryzyka poszukiwawczego.

---

<sup>3</sup> Jest to przybrzeżna strefa ekonomiczna o powierzchni 33.000 kilometrów kwadratowych

8 Strategia działania typu „joint-venture” mogłaby okazać się atrakcyjna dla niezależnych spółek naftowych. Docelowe złoża, które można by odkryć, o charakterystyce podobnej do BMB, wykazują dobrą prospekcję finansową, przy nie obciążonej ryzykiem stopie zwrotu przewyższającej 25%. Takie projekty mogłyby nieść w sobie duże ryzyko geologiczne (lub niskie, bo wynoszące tylko 2,5%, prawdopodobieństwo sukcesu). Jednakże, wielu inwestorów mogłoby traktować prawdopodobieństwo odkrycia podobnego do złoża BMB jako intratne, ponieważ formacje permskie z podobną charakterystyką (w których odkryto złoża BMB) występują na dużych obszarach. Dlatego, bloki poszukiwawcze dające możliwości odkrycia złóż podobnych do BMB mogłyby być atrakcyjne dla niezależnych spółek naftowych typu „joint-ventures. Takie działania „joint-ventures” można by zorganizować w oparciu o założenie, iż niezależna spółka naftowa przyjmuje na siebie pełne ryzyko poszukiwań, przy 25 do 40 procentowym udziale roboczym (w zagospodarowaniu i zyskach) PGNiG po ogłoszeniu komercyjnego charakteru odkrycia.

9 Koszty i korzyści programu przyspieszonych poszukiwań według strategii „joint-venture” są oczywiście niepewne. Jednakże, przy uczynieniu rozsądnego założenia, że w obszarach zarezerwowanych dla PGNiG można odkryć i udostępnić<sup>+</sup> dwa docelowe złoża w rodzaju BMB o 5 lub 10 lat wcześniej, co przyniosłoby wyniki przedstawione w Tabeli 1. Wynika z niej, że program przyspieszony, rozpoczęty już teraz, daje rezultat NPV o wartości 522 miliony USD, w porównaniu z wartością NPV wynoszącą 86 milionów USD przy opóźnieniu 10-letnim. Różnica 436 milionów USD świadczy o znacznych korzyściach płynących z projektu, które pozostawałaby do podziału pomiędzy partnerów „joint-venture”. Podobne korzyści wynikną z wcześniejszego ściągnięcia opłat eksploatacyjnych oraz podatków. Jednakże, korzyści te *nie obejmują* pełnych kosztów poszukiwań, które poniesie partner działalności „joint-venture”, ponieważ powinny one odzwierciedlać jeszcze ryzyko geologiczne, które nie zostało skwantyfikowane w niniejszym studium. Doliczenie tych kosztów zmniejszyłoby do pewnego stopnia wartości NPV przedstawione w Tabeli 1.

Tabela 1. Korzyści z przyspieszonych poszukiwań  
(zagospodarowanie dwóch złóż typu BMB - bez uwzględnienia ryzyka)

Czas poszukiwań	Teraz	Opóźnienie 5 lat	Opóźnienie 10 lat
NPV projektu*	522	206	86
NPV opłat i podatków*	367	212	127

\* w milionach USD

10 Zagospodarowanie dwóch złóż w rodzaju BMB wytworzyłoby dochody brutto (bez dyskonta) rzędu 7,8 miliarda USD ze sprzedaży ropy naftowej i gazu ziemnego za cały okres eksploatacji złóż, co zrekompensowałoby potrzeby importowe Polski. Kluczową korzyścią dla PGNiG z rozwiązania typu „joint-venture” byłoby wyjście na

<sup>+</sup> Wydajność wynosiłaby 22 MMT pozyskiwalnej ropy naftowej i 20 BCM pozyskiwalnego gazu ziemnego



rynki międzynarodowe (w tym szkolenia z zakresu zarządzania oraz technologii i języka obcego, które mogłoby zostać zaoferowane przez partnera „joint-venture”, z realizacją w jego kraju macierzystym, a na co powinny znaleźć się odpowiednie zapisy w umowie „joint-venture”).

11 PGNiG dysponuje wieloma mało istotnymi odwiertami w złożach gazu ziemnego, które przy cenach producenta dają stopy zwrotu 10% i mniej, porównywalne z cenami importowymi gazu (2,7 USD/MMBTU). Dalsza eksploatacja tych złóż jest finansowo nie opłacalna, za wyjątkiem tych odwiertów, które już w pełni wykonano oraz uzyskano zwrot poniesionych kosztów. W takich przypadkach, mniejsze złoża mogą być interesujące dla małych prywatnych spółek naftowych i gazowych i PGNiG mogłoby chcieć sprzedać swoje wyłączne prawa eksploatacji za gotówkę plus niewielki udział w dochodach od wydobycia.

### Polityka fiskalna i ulgi podatkowe

12 Warunki podatkowe oferowane w Polsce są istotne w procesie pozyskiwania niezależnych spółek na rzecz poszukiwań i eksploatacji zarówno w obszarach zarezerwowanych dla PGNiG jak i poza tymi obszarami. Aktualne warunki podatkowe są traktowane jako bardzo korzystne na tle ogólnoświatowym. Udział państwa (opłata eksploatacyjna plus podatek) wynosi 44%, co zmniejszy się, gdy do roku 2000 podatek od osób prawnych zostanie obniżony z obecnego poziomu 38% do 32%. Oznacza to, że ten system podatkowy będzie plasował się pośród najbardziej korzystnych w Europie. Podatek dochodowy jest uwzględniany w rozliczeniach podatkowych w Stanach Zjednoczonych, Kanadzie, Wielkiej Brytanii i w innych krajach rozwiniętych i nie powinny zaistnieć tam jakiegokolwiek negatywne skutki z powodu podwójnego opodatkowania. Opłaty eksploatacyjne będą zazwyczaj traktowane przy rozliczeniach podatkowych w krajach macierzystych poszczególnych inwestorów jako składnik podlegający odliczeniu.

13 Z analiz dokonanych przez misję *nie wynika*, iżby poważniejsza restrukturyzacja pakietu ulg podatkowych prowadziła do zwiększenia stopnia poszukiwań w Polsce. Nie mniej, system podatkowy można usprawnić w sposób następujący:

(i) Opłata za użytkowanie górnicze jest niepotrzebnie skomplikowana i wchodzi w proces negocjacji jeszcze przed wydaniem koncesji eksploatacyjnej. Można by ją uprościć poprzez wprowadzenie do Umowy o Ustanowienie Użytkowania Górniczego stałej opłaty rocznej (np. 0,5% lub 1% wartości produkcji). Jednakże, w Polsce tradycyjnie opłata za użytkowanie górnicze wyliczana jest w oparciu o udokumentowane zasoby wydobywalne. Alternatywą mogłoby być oparcie tej wartości po prostu o naliczenie niewielkiej kwoty za baryłkę równoważnika ropy naftowej zasobów udokumentowanych i wydobywalnych. Wyeliminowałoby to potrzebę uzgadniania wartości tych zasobów.

(ii) Aktualna metoda określania opłat eksploatacyjnych w oparciu o koszty produkcji plus pewien zysk jest nie do przyjęcia w praktyce międzynarodowej. Obecnie, gdy Polska zaprasza inwestorów zagranicznych, potrzebne jest wprowadzenie standardowej procedury ustalania opłat eksploatacyjnych opartych o uznawaną rynkową wartość surowego produktu dopiero co wydobytego ze złoża (na bramie kopalni). Ową uznawaną wartość rynkową można określić poprzez ustalenie wartości rynkowej dla pewnego uzgodnionego punktu w Polsce z uwzględnieniem różnicy kosztów transportu na drodze od złoża do tego uzgodnionego punktu. Należy także uwzględnić poprawki na jakościowe zróżnicowanie gatunków ropy naftowej i gazu ziemnego.

(iii) Obecnie, opłaty eksploatacyjne są zawarte w przepisach, które pozwalają państwu jednostronnie zmieniać wymiar tych opłat, narażając w ten sposób inwestora na ryzyko w przypadku dokonania przezeń poważnego odkrycia. Należy rozważyć wprowadzenie opłaty eksploatacyjnej jako stałego elementu Umowy o Ustanowienie Użytkowania Górniczego, gdzie zmiana wymiaru opłat eksploatacyjnych stosowałaby się tylko do nowo zawieranych Umów o Ustanowienie Użytkowania Górniczego. Alternatywnie, opłata eksploatacyjna mogłaby być również określona w „Prawie geologicznym i górniczym”.

(iv) Zaleca się także uproszczenie systemu podatku VAT w kierunku umożliwienia jego zwrotu, (tzn. części podatku) w przypadkach, gdy VAT wejściowy jest wyższy od VAT na wyjściu. Na przykład, sprzedaż danych (informacji) dotyczących otworu poszukiwawczego lub złomu metalowego podczas operacji poszukiwawczej, nie powinna prowadzić do sytuacji, w której spółka naftowa traci prawo do takiej refundacji.

(v) Nie jest dla Polski korzystne podwyższanie kosztów poszukiwań i udostępniania złoża poprzez cło importowe. Niewielkie rozmiary i niska wydajność większości złóż już teraz powoduje sytuacje, w których wiele złóż ma charakter marginalny. Wręcz pożądane byłoby, w możliwych przypadkach, zmniejszenie tych kosztów poprzez obniżenie taryf celnych.

(vi) Ogólnie, zasady podatku dochodowego od spółek są właściwe, korzystne byłyby jednak pewne zmiany dostosowawcze. Mianowicie, z perspektywy międzynarodowej, stopa amortyzacji od 8,5% do 10% dla urządzeń służących do poszukiwań i wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego jest za niska; zaleca się stopę amortyzacji 12,5%. Stopa amortyzacji 4% dla rurociągów jest także zbyt niska i może stanowić swoisty antybodziec dla przyszłych działań w zakresie przesyłania gazu ziemnego; zaleca się stopę amortyzacji 5% lub 6%.

(vii) Stopa amortyzacji 4% dla stałych nakładów na wiercenia jest o wiele za niska i zaleca się traktowanie stałych nakładów na wiercenia jako wydatki (koszty uzyskania przychodów), które mogą podlegać odpisaniu od podatku bezzwłocznie w tym roku, w którym takie wydatki zostały poniesione.

(viii) Prolongata rozliczenia strat w okresie trzyletnim w przypadku operacji wydobywczych jest poważną restrykcją, która jest niekorzystna i może wstrzymać pewne operacje wydobywcze.

(ix) Zaleca się wydłużenie okresu prolongaty rozliczania strat do 10 lat dla aktualnie objętych nią operacji poszukiwawczych, wydobywczych i przeróbczych dotyczących ropy naftowej i gazu ziemnego. Okres 10 letni jest liczony od początku biegu koncesji, co nie jest procedurą powszechnie stosowaną. Zazwyczaj, okres prolongaty podatku związanego ze stratami liczy się od roku, w którym poniesiono stratę. Alternatywnie, można rozważyć 7 letni okres prolongaty, obejmujący całość działalności spółki (dotyczącej nie tylko ropy naftowej i gazu ziemnego).

### Zasady kalkulacji cen produkcji

14 Aktualnie, ceny producenta, tj. spółek podległych PGNiG są kalkulowane na zasadzie kosztów produkcji plus pewien procent marży. Jednakże, w przypadku kraju importującego gaz, takiego jak Polska, rozwiązaniem ekonomicznie prawidłowym byłoby powiązanie cen gazu zawartych w kontraktach sprzedaży producentów krajowych z jego wartością rynkową (cenotwórstwo oparte o rynek). Robi się to zazwyczaj poprzez powiązanie cen gazu z cenami głównych paliw konkurencyjnych oraz odjęcie (lub odliczenie na bazie netto) kosztów przesyłania, dystrybucji i składowania. Wynikowa cena produkcji zazwyczaj niesie w sobie bodziec finansowy wystarczający na to, by producent poszukiwał nowych złóż gazu i eksploatował je. Ponieważ konsumpcyjne ceny<sup>5</sup> gazu wynoszą 4 USD/MMBTU (dla przemysłu) i 5,5, USD/MMBTU (dla gospodarstw domowych), zaś przeciętny koszt rozbudowy infrastruktury gazowniczej w Polsce w horyzoncie długoterminowym szacuje się na 1,4 USD/MMBTU<sup>6</sup>, zatem powinna być utrzymywana *maksymalna* cena producenta, ustalona na poziomie ceny importowej gazu (2,7 USD/MMBTU). Ministerstwo Finansów stwierdza, że nie ma zamiaru centralnie ustalać cen producenta oraz że producenci będą negocjować ceny bezpośrednio z dużymi odbiorcami i firmami dystrybucyjnymi, przy wykorzystaniu urzędzeń przesyłowych PGAZ, lub budując własne rurociągi. Jest to podejście o charakterze rynkowym, które misja popiera.

15 Ceny gazu dla przemysłu znajdują się obecnie na poziomie uzasadnionym ekonomicznie, lecz ceny dla gospodarstw domowych (które stanowią ponad 43% rynku gazu kontrolowanego przez PGNiG) powinny jeszcze wzrosnąć szacunkowo o 35%, aby znaleźć się na poziomie odpowiadającym cenom zachodnioeuropejskim. Wraz ze wzrostem cen gazu, Urząd Regulacji Energetyki (URE) będzie w stanie rozdzielić większą lub mniejszą część zysku kompensując koszty operacji „downstream” (przesyłania, dystrybucji i składowania), w zależności od inwestycji potrzebnych na taką działalność.

---

<sup>5</sup> Ceny z lipca 1997 r.

<sup>6</sup> Z wyłączeniem amortyzacji istniejących aktywów

## Warunki koncesyjne dla poszukiwań i eksploatacji

16 **Zezwolenie władz lokalnych na eksploatację:** W Polsce istnieje obowiązek uzgodnienia udzielanych przez Ministra OŚZNiL koncesji eksploatacyjnych z zarządami gmin i miast. Inwestor jest więc narażony na znaczne ryzyko, gdyż negatywna decyzja zarządu władz lokalnych spowodowana lokalnymi, politycznymi lub innymi, pozatechnicznymi względami może powodować opóźnienia mogące wyrządzić znaczną szkodę w i tak skromnym zainteresowaniu poszukiwaniem i eksploatacją złóż ropy naftowej w Polsce. Byłoby lepiej, gdyby został opracowany system, poprzez regulamin lub w inny sposób, który szczegółowo określałby podstawę ewentualnej odmowy pozytywnego uzgodnienia przez władze lokalne.

17 **Powierzchnia obszaru:** powierzchnia obszaru objętego zezwoleniem na indywidualną koncesję poszukiwawczą (1200 km<sup>2</sup>), a w szczególności możliwość łączenia obszarów w ramach Umowy o Ustanowienie Użytkowania Górniczego, jest w kategoriach standardów międzynarodowych bardzo atrakcyjna. Możliwość łączenia kilku bloków w jeden Obszar Użytkowania Górniczego o powierzchni np. 10.000 kilometrów kwadratowych i więcej, daje inwestorom dostęp do bardzo dużych obszarów poszukiwań. Rząd mógłby rozważyć wprowadzenie „ćwierćbloków”, stanowiących 1/4 aktualnych standardowych bloków poszukiwawczych oraz wprowadzenie zasad rezygnacji po pierwszym, trzyletnim okresie poszukiwawczym.

18 **Czas trwania koncesji:** Okresy czasu 6 lat na poszukiwania i 30 lat na eksploatację są zgodne z praktyką międzynarodową. Możliwość kontynuowania poszukiwań w okresie koncesji eksploatacyjnej stanowi atrakcyjną klauzulę zachęcającą do poszukiwań w warunkach wysokiego ryzyka. Rząd mógłby określić takie prawo w sposób bardziej szczegółowy we wzorze Umowy o Ustanowienie Użytkowania Górniczego.

19 **Zobowiązania wykonawcze:** Zobowiązania wykonawcze objęte aktualnym wzorem Umowy o Ustanowienie Użytkowania Górniczego są korzystne w odniesieniu do rozmiarów obszarów poszukiwawczych. Rząd mógłby w najbliższej przyszłości wzmocnić nacisk na poziom intensywności poszukiwań wyższy niż tylko zobowiązanie do jednego odwiertu podczas pierwszych trzech lat, na bazie bloku.

20 Niektóre kraje (Argentyna, Boliwia, Kanada) przyspieszyły proces określania zobowiązań wykonawczych poprzez zastosowanie koncepcji „jednostek wykonawczych”. Przewagą jednostek wykonawczych jest pozostawienie znacznej elastyczności wykonawcom poszukiwań w odniesieniu do ich programów, przy czym dają one rządowi pewność przeprowadzenia istotnego minimum prac. Z przyczyny wysokiego ryzyka w przypadku większości poszukiwań na obszarze otwartym, rząd może rozważyć wprowadzenie takich jednostek wykonawczych w celu pozyskania małych spółek naftowych do prac na mniejszych obszarach poszukiwawczych.

21 **Kary za nie wykonanie prac:** Umowa o Ustanowienie Użytkowania Górniczego nie określa, co nastąpi w przypadku, gdy spółka nie wywiązuje się ze swoich obowiązków. Umowa powinna stwierdzać, że w przypadku nie wywiązywania się, rząd może unieważnić umowę przy końcu pierwszego lub drugiego okresu trzyletniego.

22 **Dostęp do danych:** Ustawa „Prawo górnicze i geologiczne” z 1994 roku stanowi, że dane geologiczne uzyskane w wyniku działalności poszukiwawczej i eksploatacyjnej stanowią własność spółek. Jest to sprzeczne z praktyką stosowaną w większości krajów, w których z zasady wymaga się, aby takie dane traciły swój poufny charakter po upływie pewnego czasu, lub wówczas gdy już opuszczono dany obszar, albo gdy koncesja wygasła. Ważne jest, aby tę klauzulę Ustawy zmienić, gdy zaistnieją sprzyjające ku temu okoliczności.

23 **Dostęp do gruntu:** Podziemne zasoby ropy naftowej i gazu ziemnego stanowią w Polsce własność Skarbu Państwa i prywatni właściciele gruntów nie mogą odmówić Państwu prawa korzystania z tej własności. Z przyczyny istnienia w Polsce intensywnego wykorzystania gruntów do celów rolniczych wydaje się, że niewygodne procedury dostępu do gruntów prywatnych utrudniają obecnie prowadzenie prac przygotowawczych na niektórych złożach gazu ziemnego. Rząd mógłby zbadać istniejące rozbudowane zasady dostępu do gruntów stosowane w podobnych warunkach, na przykład takich, jak w kanadyjskiej prowincji Alberta. W prowincji tej opracowano obszerny system zasad dostępu do gruntów i utworzono specjalistyczne Zarządy zajmujące się tymi problemami. Zasady te są obecnie traktowane jako sprawiedliwe zarówno przez przemysł naftowy jak i przez właścicieli gruntów. Rząd mógłby wprowadzić podobne regulacje dostępu do gruntów.

#### Cechy nowoczesnej umowy typu „joint-venture”

24 Stosunki pomiędzy partnerami w działalności spółki typu „joint-venture” (JV) są najczęściej ujmowane w ramy jednej lub więcej umów. Jedną z nich jest Umowa Uczestnictwa, określająca uczestnictwo lub zainteresowania wykonawcze stron Umowy w realizowaniu koncesji oraz Umowa Operacyjna lub Wspólna Umowa Operacyjna (JOA) (ang. *Joint Operating Agreement* - przyp. tłum.), regulująca stosunki pomiędzy stronami w korzystaniu z koncesji. W Aneksie przedstawiono strukturę takich umów, które mogłyby być odpowiednie do wykorzystania przez PGNiG.

#### Dalsze działania

25 Niezależnie od wdrożenia wyżej podanych zaleceń, dalsze działania byłyby następujące:

(i) Przeprowadzenie przeglądu ekonomicznego obszaru poszukiwawczego PGNiG i przygotowanie szczegółowego wzoru umowy typu „joint-venture”, zawierającej

postanowienia prawne i ekonomiczne. Opracowanie strategii przeprowadzenia międzynarodowej akcji ofertowej dla takich bloków.

(ii) Opracowanie projektu specjalnych procedur przeznaczonych do naliczania opłat eksploatacyjnych na ropę naftową i gaz ziemny.

(iii) Opracowanie projektu uregulowania przepisów amortyzacyjnych w odniesieniu do podatku dochodowego od spółek dotyczącego stałych kosztów wierceń oraz bardziej szczegółowe omówienie z Ministerstwem Finansów sprawy prolongaty strat.

(iv) Opracowanie projektu wdrożenia jednostek wykonawczych, jako wersji do rozpatrzenia.

(v) Zorganizowanie seminarium w Polsce na temat dostępu do gruntów (dla prowadzenia prac poszukiwawczych i wydobywczych - przyp. tłum.). Uczestniczyliby w nim przedstawiciele przemysłu naftowego i sektora rolnictwa. Seminarium prowadziliby eksperci w zakresie dostępu do gruntów zaproszeniu z kilku krajów.

## I. WPROWADZENIE

### A. Rozwiązania instytucjonalne

1.1 Cele polityki dla sektora energetycznego oraz państwowej spółki naftowej i gazowniczej, PGNiG S.A., określa Ministerstwo Gospodarki. PGNiG jest jednoosobową spółką Skarbu Państwa, której wszystkie akcje są własnością Skarbu Państwa. Większość spraw dotyczących eksploatacji zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce leży w zakresie zadań Ministra Ochrony Środowiska Zasobów Naturalnych i Leśnictwa (MOŚZNiL). Mieści się w tym udzielanie koncesji na poszukiwanie i eksploatację złóż gazu ziemnego. Ciałem doradczym (jednostką merytoryczną) w strukturze MOŚZNiL jest Departament Geologii, w którym dokonuje się przeglądów i opiniowania dla potrzeb Ministra wszystkich wpływających wniosków o udzielenie koncesji. Jednak ustalanie cen energii oraz określanie taryf konsumenckich leży nadal w zakresie zadań Ministra Finansów.

1.2 Dwa główne akty prawne regulujące działalność w sektorze gazowym to (i) Ustawa „Prawo Geologiczne i Górnicze” (przyjęta w 1994 roku), która określa zasady i procedury udzielania koncesji na poszukiwanie i eksploatację złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz (ii) Ustawa „Prawo Energetyczne” (przyjęta w 1997 roku), określająca reguły wprowadzania konkurencji w sektorze energetycznym, w tym ciepłownictwie, elektroenergetyce i gazownictwie. „Prawo Energetyczne” nie obejmuje spraw poszukiwania i produkcji, znajdujących się w sferze „Prawa Geologicznego i Górniczego”.

1.3 Główne wymagania zawarte w „Prawie Energetycznym” są następujące: (i) na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją nałożono obowiązek świadczenia usług przesyłowych (przy swobodnym dostępie do sieci) gazu ziemnego dla producentów krajowych, (ii) postanowiono utworzyć Urząd Regulacji Energetyki (URE) sprawujący nadzór nad rozwojem konkurencji w tym sektorze oraz (iii) obowiązek ustalania taryf na gaz ziemny nałożono na Ministra Finansów, na okres najwyżej dwóch lat od wejścia w życie tego prawa, lub do grudnia 1999 roku.

1.4 PGNiG jest państwową spółką naftowo-gazową o strukturze organizacyjnej zintegrowanej w układzie pionowym. Jest ona aktualnie jedynym w Polsce producentem gazu ziemnego. Program restrukturyzacji PGNiG został przyjęty przez Radę Ministrów 2 kwietnia 1996 roku. W etapie 1 przewidziano przekształcenie PGNiG z przedsiębiorstwa państwowego w spółkę (akcyjną) prawa handlowego, PGNiG S.A., co nastąpiło na drodze przekształcenia PGNiG w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa, na mocy decyzji Rady Ministrów z września 1996 roku. Etap drugi przewiduje komercjalizację i prywatyzację trzynastu spółek zajmujących się usługami wiertniczymi i geofizycznymi, z których dwie zostały już częściowo sprywatyzowane. W etapie 3 powstanie PNG S.A., która będzie odpowiedzialna za poszukiwanie i wydobywanie węglowodorów oraz PGAZ S.A., która będzie odpowiedzialna za przesyłanie i

dystrybucję gazu, lecz nie ustalono jeszcze żadnego harmonogramu działań w tym zakresie.

## B. Przystąpienie do Unii Europejskiej

1.5 Polska zmierza do integracji z Unią Europejską (UE) i obecnie znajduje się w fazie przygotowań do przystąpienia do UE. Rzeczywiste członkostwo nałoży na Polskę obowiązek spełnienia wymagań UE w zakresie umów, norm i przepisów prawnych (znanych zbiorczo jako *acquis communautaire*), chociaż można tu przewidywać pewne przejściowe odstępstwa w okresie negocjacji prowadzonych przed przystąpieniem. Fakt przystąpienia do UE spowoduje obowiązek wypełniania zobowiązań wynikających z Europejskiej Karty Energetycznej, podpisanej także przez Polskę w 1991 roku, oraz Umowy o Europejskiej Karcie Energetycznej, podpisanej przez Polskę w 1994 roku. Istotne znaczenie dla polskiego sektora gazowego mają trzy dyrektywy UE w ramach *acquis*. Są to: (i) „Dyrektywa o licencjach na węglowodory”; (ii) „Dyrektywa o rynku wewnętrznym”; oraz (iii) „Dyrektywa o tranzycie gazu”.

1.6 Celem „Dyrektywy o licencjach na węglowodory” (94/22/EC) jest zachęcanie do prowadzenia jak najlepszych badań, poszukiwań i produkcji węglowodorów, przy jednoczesnym uznaniu suwerennych praw państw członkowskich do zasobów tych kopalin na ich terytoriach. Zawiera ona wymaganie ustanowienia powszechnych (jednakowych) zasad zapewniających otwartość procedur udzielania zezwoleń dla wszystkich jednostek dysponujących niezbędnym potencjałem oraz iż zezwolenia te będą udzielane w oparciu o obiektywne, opublikowane kryteria. Zaleca ona także ograniczenie obszaru objętego zezwoleniem, jak również okresu ważności takiego zezwolenia, w celu zapobieżenia rezerwacji wyłącznych praw dla jednej jednostki do obszaru, na którym kilka jednostek mogłoby prowadzić badania, poszukiwania i wydobywanie bardziej wydajnie niż jedna.

1.7 W grudniu 1997 roku Rada Europy osiągnęła porozumienie polityczne, dotyczące postanowień objętych „Dyrektywą o wewnętrznym rynku gazu ziemnego” (OJ C123/26 1994). Będzie ona wkrótce skierowana do Parlamentu Europejskiego do drugiego czytania tak, aby Dyrektywa mogła być przyjęta jeszcze w połowie roku 1998. Następnie, kraje członkowskie w ciągu dwóch lat dostosują swoje wewnętrzne przepisy prawne do postanowień Dyrektywy. Aktualna propozycja przewiduje, że nastąpi stopniowe otwarcie rynku gazowego, poczynając od co najmniej 20% całości rynku, z progresywnym wzrostem do 33%, w ciągu dziesięciu lat. Kwalifikowani użytkownicy, w myśl zasady nie dyskryminowania i stosownie do ich możliwości, a także za godziwym wynagrodzeniem, uzyskają prawo dostępu (na wynegocjowanych warunkach) do systemów (sieci) przesyłania i dystrybucji, urządzeń gazu płynnego oraz magazynów gazu. Kwalifikowani użytkownicy to wszyscy wytwórcy energii i paliw oraz poważni konsumenci, charakteryzujący się progiem konsumpcyjnym 25 MMCMY, który ulegnie zmniejszeniu do 5 MMCMY w ciągu dziesięciu lat od wejścia w życie Dyrektywy. Wymaga ona także wyznaczenia w każdym państwie członkowskim kompetentnego organu, niezależnego od zainteresowanych stron, który



będzie rozstrzygał w sporach pomiędzy nimi dotyczących przedmiotowych kontraktów i negocjacji. W celu zapewnienia maksymalnej przejrzystości pionowo zintegrowanych działań Dyrektywa wprowadza konieczność prowadzenia szczegółowej księgowości obejmującej przesyłanie, dystrybucję i składowanie. Polskie „Prawo Energetyczne”, zawierające postanowienia o prawie dostępu (stron trzecich) dla krajowych producentów gazu i o powołaniu URE, stawia Polskę na właściwej drodze do zgodności z *acquis*.

1.8 Celem „Dyrektywy o tranzycie gazu” (91/296/EEC) jest ułatwienie tranzytu gazy ziemnego pomiędzy krajami członkowskim przez jednostki odpowiedzialne za wysokociśnieniową sieć przesyłową. Wymaga ona także stosowania nie dyskryminacyjnych warunków tranzytu, z prawem decydowania o tych warunkach przez ciało pojednawcze powołane przez Komisję.

1.9- Podobnie, Umowa o Karcie Energetycznej (ang. *Energy Charter Treaty* - ECT), wymaga od państw członkowskich ustanowienia warunków do nieograniczonego tranzytu gazu ziemnego pomiędzy stronami kontraktów poszczególnych państw członkowskich. ECT wymaga także stosowania wobec inwestorów zagranicznych zasady równego traktowania („krajowego”) tak, aby w przypadku utworzenia w danym kraju spółki przez przedsiębiorstwo zagraniczne z kraju objętego Kartą, nie była ona dyskryminowana w żadnej mierze w świetle postanowień Karty. Na etapie przed inwestycyjnym (obejmującym inwestycje w poszukiwania ropy naftowej i gazu ziemnego), wdrożenie zasady równego traktowania („krajowego”) będzie realizowane dwustopniowo. W etapie pierwszym, który jest już obecnie zawarty w ECT, inwestycje w fazie przed inwestycyjnej będą dobrowolnie traktowane w oparciu o zasadę równego traktowania („krajowego”), lub klauzulę najwyższego uprzywilejowania, w myśl zasady „najlepszych starań”. W etapie drugim, wszyscy sygnatariusze będą zobligowani do włączenia zasady równego traktowania („krajowego”) dla etapu przed inwestycyjnego, do obowiązujących przepisów prawnych, na warunkach określonych w aktualnie negocjowanej Umowie Uzupełniającej. ECT stanowi, że po jej podpisaniu i ratyfikacji, krajom znajdującym się w okresie przejściowym, które potrzebują czasu na dostosowanie się do wymagań gospodarki rynkowej, zostają przyznane warunki przejściowe do osiągnięcia pełnej zgodności z Kartą do roku 2001. ECT została ratyfikowana w 1997 roku przez wymaganą liczbę 30 krajów i oczekuje się jej wejścia w życie w pierwszej połowie roku 1998.

### C. Podaż i popyt na gaz ziemny

1.10 Przed zaangażowaniem kapitału w szczególnie ryzykowne poszukiwania i wydobywanie gazu w Polsce, potencjalni inwestorzy (a w tym przyszła PGN S.A. oraz krajowi i zagraniczni inwestorzy prywatni) będą oceniali takie czynniki jak perspektywiczność geologiczna, ulgi podatkowe, dostęp do rynku, struktura cen paliw, aktualnie funkcjonujące źródła dostaw (takie jak import) oraz czy chłonność rynku jest wystarczająca do wykorzystania nowych zasobów gazu w przypadku ich odkrycia.

1.11 Popyt na gaz: W Tabeli 1 przedstawiono prognozę<sup>7</sup> popytu PGNiG na gaz do roku 2010:

Tabela 1. Prognoza popytu na gaz - scenariusz „niski”\*  
(BCM)

	1997	2000	2005	2010
Przemysł	5,2	6,2	7,4	9,0
Energetyka**	0	1,0	2,4	4,9
Gospodarstwa domowe***	4,5	4,6	5,0	5,7
Zastosowania komercyjne	0,6	0,6	1,0	1,3
<b>OGÓLEM</b>	<b>10,3</b>	<b>12,3</b>	<b>15,8</b>	<b>20,9</b>

Zródło: PGNiG; \*Bez użytku własnego, \*\*Ze współwytworzeniem, \*\*\*W tym CO

1.12 W sektorze przemysłowym, spodziewany jest wzrost zużycia gazu przez małe i średnie przedsiębiorstwa. W sektorze gospodarstw domowych, PGNiG zakłada stały wzrost zużycia gazu, głównie w nowych osiedlach do wszechstronnego użytku: do celów kuchennych, ogrzewania wody i pomieszczeń. W sektorze energetycznym, ze „Studium minimalizacji kosztów inwestycyjnych” Polskich Sieci Energetycznych (PSE) wynika, że gaz ziemny będzie preferowany jako opcja dla rozwiązań nowej generacji, wykorzystujących zarówno zespoły turbin gazowych jak i obieg kombinowany. PGNiG prognozuje zapotrzebowanie 5 BCMY dla energetyki do roku 2010. Czyni to razem wielkość popytu na gaz około 21 BCMY w roku 2010.

1.13 **Podaż gazu:** W Tabeli 1 przedstawiono prognozę PGNiG podaży gazu:

Tabela 2. Prognoza PGNiG podaży gazu  
(BCM)

	1997	2000	2005	2010
Źródła krajowe*	3,7	4,1	5,2	5,2
Zapotrzebowanie na import				
- Orenburg/Jamburg	5,3	2,5	2,5	0
- Inne	2,3	6,3	8,7	16,2
<b>OGÓLEM</b>	<b>11,3</b>	<b>12,9</b>	<b>16,4</b>	<b>21,4</b>

Zródło: PGNiG; \*Bez metanu ze złóż węglowych

1.14 **Dostawy gazu z importu obejmują:** 2,8 BCMY w ramach umowy orenburskiej, która wygaśnie w 1998 roku oraz 2,5 BCMY w ramach umowy jamburskiej do 2008 roku. W ramach porozumienia o nowej linii przesyłowej Rosja - Europa, we wrześniu 1966 roku Polska podpisała 25-letnią umowę z Rosją, na mocy

<sup>7</sup> PGNiG posiada również scenariusz wysokiego popytu wynoszący 72 BCMY w roku 2010

której w pierwszych latach (prawdopodobnie w roku 1998) będzie dostępne (dla strony polskiej) 3 BCMY gazu, przy wzroście do 12 BCMY do 2010 roku. Oczekuje się, że większa część pozostałego niedoboru zostanie pokryta z innych źródeł rosyjskich, przy niewielkim udziale dostaw ze złóż na Morzu Północnym.

#### D. Ceny gazu ziemnego

1.15 Zużycie gazu w gospodarstwach domowych i do celów komercyjnych: Istniejący użytkownicy, korzystający z gazu jako nośnika energii zarówno do celów kuchennych jak i do ogrzewania wody, stoją wobec wyboru pomiędzy gazem, węglem i elektrycznością. Ponieważ użytkownicy ci coraz bardziej są skłonni płacić więcej na rzecz uniknięcia niedogodności wynikających ze stosowania węgla, należy sądzić, że produkty o wyższej wartości, takie jak lekki olej opałowy, elektryczność i gaz płynny będą coraz bardziej konkurencyjne. Zwłaszcza nowi użytkownicy już traktują takie nośniki energii o wyższej wartości energetycznej jako konkurencyjne. Aktualne ceny gazu dla użytkowników bezpośrednich przedstawiono w Aneksie 1 (Tabela 1). Średnie ceny gazu płynnego (10 USD/MMBTU) i lekkiego oleju opałowego (6,5-7,5 USD/MMBTU) są bliskie ich cenie wolnorynkowej, zaś cena energii elektrycznej (11-16 USD/MMBTU) plasuje się około połowy jej ceny wolnorynkowej. W oparciu o bieżące ceny energii, dla użytkowników - gospodarstw domowych określa się cenę detaliczną („na bramie użytkownika”) w szerokim zakresie. Dla nowych użytkowników, korzystających z gazu łącznie do celów kuchennych i do ogrzewania wody, cena detaliczna „na bramie użytkownika” może wynosić ponad 10 USD/MMBTU, przy założeniu, że gaz płynny i elektryczność są dla nich paliwami alternatywnymi. Jeżeli koszty przyłączenia są niskie, na przykład w przypadku bliskości sieci dystrybucyjnej, finansowo korzystnym będzie przyłączenie tych użytkowników do takiej sieci. Z innej zaś strony, tam gdzie koszty przyłączenia są bardzo wysokie z przyczyny potrzeby zbudowania nowych linii dystrybucyjnych lub regionalnych sieci przesyłowych, opłacalność finansowa przyłączenia takich użytkowników może być o wiele mniejsza. Taka sytuacja może istnieć w przypadku użytkowników w odległych wsiach.

#### E. Inwestycje w infrastrukturę gazowniczą (ang. - *downstream*)

1.16 Istniejącą infrastrukturę gazowniczą w Polsce przedstawiono schematycznie w Aneksie (Mapa 1). Plany inwestycyjne PGNiG dotyczące infrastruktury przesyłowej, magazynowej i dystrybucyjnej do roku 2010 przedstawiono sumarycznie w Tabeli 3, która pokazuje wydatki ogółem o wartości 4,06 miliarda USD.

Tabela 3. Inwestycje planowane do roku 2010  
(w milionach USD\*)

Przesyłanie	Magazynowanie	Dystrybucja	OGÓŁEM (mln USD)
1.034	903	2.073	4.060

\*Zródło: PGNiG

1.17 Jeżeli zostaną dodane koszty eksploatacyjne, wartość wynikowa odpowiada przeciętnemu kosztowi 1,4 USD/MMBTU na rozbudowę systemu. Po odjęciu od cen gazu dla użytkowników końcowych (4 USD/MMBTU dla użytkowników przemysłowych i 5,5 USD/MMBTU dla gospodarstw domowych), cena netto producenta gazu może utrzymać się na poziomie 2,7 USD/MMBTU. Cena ta będzie wystarczająca do zapewnienia szerokiej konkurencyjności gazu ziemnego z paliwami alternatywnymi stosowanymi w sektorach energetyki i przemysłu po roku 1999, kiedy ceny paliw mają ulec uwolnieniu. Podobnie, taka cena producenta mogłaby zapewnić konkurencyjność gazu do użytku w gospodarstwach domowych, zwłaszcza jeżeli ceny gazu dla gospodarstw domowych będą mogły wzrosnąć bardziej, do ich poziomu w Unii Europejskiej.

## II. PERSPEKTYWY ZNALEZIENIA GAZU ZIEMNEGO W POLSCE

### A. Regiony Geologiczne

2.1 Główne regiony geologiczne Polski przedstawiono w Aneksie (Mapa 2). Około 80% ogólnej powierzchni terytorium Polski (tj. 25,000 km<sup>2</sup> z całkowitej powierzchni 312.700 km<sup>2</sup>) to obszary lub regiony roponośne bądź gazonośne, o różnym stopniu perspektywiczności. Najbardziej perspektywicznymi obszarami akumulacji węglowodorów na terytorium kraju są:

2.2 **Karpaty fliszowe:** (18.000 km<sup>2</sup> obszaru górzystego w najbardziej na południe wysuniętej części kraju). Jest to w większości obszar roponośny. Pokłady warstwowanych piaskowców charakteryzują się różną porowatością i przepuszczalnością. Odkrywa się tam złoża ropy naftowej na względnie płytkich poziomach, od paruset metrów do około 2.000 metrów. Ropa jest zazwyczaj wolna od siarki i parafin. Złoża mają niewielkie rozmiary, ale też wyczerpują się bardzo powoli. Całkowita powierzchnia złóż odkrytych w Karpatach wynosi około 44 km<sup>2</sup>, czyli tylko 0,2 % perspektywicznego obszaru w karpackim basenie ropy i gazonośnym.

2.3 **Przedgórze Karpackie:** (17.000 km<sup>2</sup>). Około 30% zasobów gazu ziemnego w Polsce znajduje się w złożach gazu położonych na różnych głębokościach na obszarze Przedgórza Karpackiego, znajdującego się po północno-zachodniej stronie Karpat. Złoża gazu charakteryzują się wielkością średnią, małą i bardzo małą, i z zasady obfitują w metan, przy niewielkiej ilości azotu i innych zanieczyszczeń. Całkowita powierzchnia obszaru złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na Przedgórzcu Karpackim wynosi 718 km<sup>2</sup>, co stanowi około 4% perspektywicznego obszaru Przedgórza.

2.4 **Niż Polski:** (200.000 km<sup>2</sup>). Z tego obszaru pochodzi ponad 60% wielkości aktualnej produkcji gazu ziemnego w Polsce. Poziom zbiorników występuje na głębokości od 1.300 metrów do 3.000 metrów w formacjach permskich i karbońskich. Większość tamtejszych głównych złóż jest związana albo z osadami czerwonego spagowca albo ze zbiornikowymi osadami węglanowymi czerwonego spagowca i cechsztynu, biegnącymi przez większość obszaru Europy Środkowej. Złoża gazu ziemnego na Niżu Polskim zawierają na ogół dużo azotu (od 15 do 64% objętości) oraz nieco helu (0,1 do 0,4% objętości). Niektóre złoża gazu (w dolomicie głównym) zawierają również znaczne ilości siarkowodoru (od 0,1 do 9,5% objętości). Złoża gazu charakteryzują się wielkością średnią, małą i bardzo małą. Na Niżu odkryto 75 złóż, z których 45 jest aktualnie eksploatowanych. Całkowita powierzchnia obszaru złóż ropy naftowej i gazu zidentyfikowanych na Niżu Polskim wynosi około 545 km<sup>2</sup>, czyli około 0,3% perspektywicznego obszaru Niżu.

## B. Operacje poszukiwawcze

2.5 Odkrycia i wydobycie węglowodorów w regionie karpackim na obecnym terytorium Polski datują się od drugiej połowy ubiegłego stulecia. Działania poszukiwawcze i eksploatacyjne zintensyfikowano po II Wojnie Światowej. Powojenna produkcja ropy naftowej osiągnęła szczyt 0,56 MMTY w roku 1975, a następnie spadła z powodu niedoborów kapitałowych, które zahamowały działalność poszukiwawczą i zagospodarowywanie złóż. Produkcja gazu ziemnego osiągnęła szczyt w 1978 roku i od tamtego czasu spada do aktualnego średniego poziomu wynoszącego około 4,4 BCMY (co stanowi tylko około 43% ogólnego zużycia gazu ziemnego wynoszącego 10 BCMY).

2.6 Większość poszukiwań ropy i gazu w Polsce przeprowadza się na niewielkiej części terytorium kraju, a w ostatnich latach ogranicza się je na ogół do rejonów znajdujących się wokół złóż aktualnie eksploatowanych. PGNiG działa obecnie w oparciu o uzyskane koncesje na prawie wszystkie z najbardziej perspektywicznych rejonów kraju. Na rysunku 1 przedstawiono, w ujęciu statystycznym, trendy w działaniach operacyjnych PGNiG, które wykazują, że w ciągu ostatnich pięciu lat metraż wierceń spada z każdym rokiem; spada także wielkość odkrytych zasobów (z wyjątkiem skoku spowodowanego ostatnim odkryciem BMB); spada produkcja ropy i gazu, lub w najlepszym przypadku utrzymuje się na stałym poziomie; spada także zakres prac sejsmicznych 2-D (choć nastąpił pewien wzrost obszaru objętego badaniami sejsmicznymi 3-D). Owe trendy wskazują na potrzebę wzmożenia działalności w celu powstrzymania spadku.

Rysunek 1 - Trendy poszukiwań i produkcji ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce (1992 - 1996)

**patrz wykres 1 w wersji angielskiej**

2.7 W zakresie działalności na szelfie kontynentalnym, w 1990 roku utworzono Petrobaltic, Przedsiębiorstwo Państwowe i przyznano jemu koncesję obejmującą ogółem 8.500 km<sup>2</sup> na polskim obszarze Morza Bałtyckiego, w celu umożliwienia kontynuowania działalności poszukiwawczej rozpoczętej w połowie lat sześćdziesiątych. Dotychczas odkryto trzy złoża ropy naftowej i cztery złoża

skondensowanego gazu ziemnego. Ich wielkość szacuje się na 10 BCM gazu i 30 milionów metrów sześciennych ropy.

### C. Zasoby i wydobywanie

2.8 Rozkład geograficzny odkrytych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce przedstawiono w Aneksie (Mapa 3). Szacunkowe wielkości zasobów udokumentowanych, wydobycia oraz pozostałych zasobów wydobywanych w Polsce przedstawiono niżej:

Tabela 4. Zasoby i wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce

	Zasoby ogółem *	Wydobycie łącznie	Pozostałe zasoby	Bieżące wydobywanie roczne
Ropa naftowa (MMT)	28,8	13,3	15,5	0,17
Gaz wysokometanowy (BCM)	164,0	97,3	66,7	1,62
Gaz niskometanowy (BCM)	154,3	70,5	83,8	2,79

\* 1945 - 1996

2.9 **Gaz ziemny:** Wydobywany w Polsce gaz ziemny, ze względu na skład, można podzielić na dwa rodzaje. Wysokometanowy gaz ziemny, charakteryzujący się dużą (97 %) zawartością metanu, przy wysokiej wartości cieplnej, jest wydobywany w południowej Polsce, w Karpatach i na Pogórzu w ilości 1,7 BCMY. Niskometanowy gaz ziemny zawierający 30-40% azotu, przy odpowiednio niższej wartości cieplnej, jest wydobywany na Nizinie Polskiej i w zachodniej Polsce w ilości około 2,8 BCMY. Niektóre złoża gazu niskometanowego charakteryzują się około 1% zawartością siarkowodoru oraz jeszcze mniejszą zawartością dwutlenku węgla i helu. Gazu wysokometanowego i niskometanowego nie można traktować wymiennie. Wymagają one odrębnych systemów przesyłania i dystrybucji.

2.10 Z dotychczas odkrytej w Polsce ogólnej liczby 156 złóż gazu ziemnego, 81 (w tym 58 zagospodarowanych) znajduje się w Polsce południowej, zaś 75 (w tym 45 zagospodarowanych) - w części nizinnej i zachodniej. Z przyczyny braku środków finansowych, kilka złóż pozostaje nadal nie zagospodarowanych.

2.11 **Ropa naftowa:** W Polsce odkryto 130 do 140 złóż, w większości małych (o zasobach często niższych niż 1 milion ton) ropy naftowej. Ostatnio odkryte złożo Barnówko-Mostno-Buszewo (BMB) znacznie zwiększyło zasoby naftowe Polski. Złożo BMB, które znajduje się na Niżu, zawiera ogółem 64,4 MMT ropy naftowej, w tym 10,1 MMT zasobów wydobywalnych. Nad złożem ropy naftowej znajdują się duże zasoby gazu ziemnego o wielkości całkowitej 29,4 BCM, z tego 10 BCM zasobów wydobywalnych. Eksploatacja ma być rozpoczęta w 1998 roku.

## E. Perspektywiczność obszaru Polski

2.12 Perspektywy odkrycia złóż ropy naftowej i gazu ziemnego są zróżnicowane w różnych regionach Polski. Potencjalne zasoby i budowa geologiczna zostały dobrze udokumentowana przez Polski Instytut Nafty i Państwowy Instytut Geologiczny. Jest on pokrótce przedstawiony w Aneksie (Tabela 2 i Mapa 2).

2.13 W Tabeli 5 przedstawiono potencjalne zasoby ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce, szacowane na 241 MMT ropy i 1013 BCM gazu.

Tabela 5 - Przyszły potencjał ropy naftowej i gazu ziemnego w regionach Polski

Region	Ropa naftowa (MMT)	Gaz ziemny (BCM)
Karpaty	95,0	68,2
Przedgórze Karpackie	2,3	186,5
Niż Polski	143,9	758,7
<b>OGÓŁEM</b>	<b>241,2</b>	<b>1.013,4</b>
- w tym wydobywalne*	72,4	608,0

Zródło: Instytut Nafty; \*założone wskaźniki wydobywania: 0,3 dla ropy; 0,6 dla gazu

2.14 Są to potencjalne zasoby geologiczne, przy czym większość z nich to zasoby zawarte w formacjach, które znajdują się bądź zbyt głęboko na to, by można było przeprowadzić wiercenia, bądź w złożach o małych rozmiarach lub o wydajności odwiertów zbyt małej, aby eksploatacja była opłacalna ekonomicznie. Jednakże, jeżeli nawet tylko 25% tych zasobów byłoby ekonomicznie atrakcyjne, dodatkowe zasoby, których eksploatacja byłaby opłacalna, wynosiłyby ponad 18 milionów ton ropy naftowej i 150 BCM gazu ziemnego. Wielkości te stanowią o znacznym zakresie przyszłych poszukiwań, zwłaszcza na Niżu Polskim.



### III. KONCESJE I LICENCJE

#### A. Prawo poszukiwań kopalin

3.1 W praktyce międzynarodowej, kraje udzielają prawa poszukiwań i wydobycia albo na drodze negocjacji z indywidualnymi spółkami naftowo-gazowymi, albo poprzez akcje ofertowe (przetargi), bądź w pewnych przypadkach w wyniku kombinacji obu tych sposobów. Zasadniczo, kraje posiadające dobrze rozpoznane i wysoko perspektywiczne obszary, zmierzają, w celu nadawania praw poszukiwawczych i wydobywczych realizować procedury przetargowe, zaś w przypadku obszarów relatywnie nie perspektywicznych, trudnych i słabo rozpoznanych, lub krajów gdzie zainteresowanie pozyskaniem takich praw jest słabe, istnieje tendencja do prowadzenia negocjacji indywidualnych. Negocjacje te są często inicjowane przez zainteresowane spółki. W każdym jednak przypadku, kluczem do sukcesu w przyciągnięciu międzynarodowych spółek naftowo-gazowych jest uprzednie przeprowadzenie przez zainteresowany kraj podstawowych prac geologicznych, w tym pozyskanie regionalnych danych sejsmicznych, które zostaną wykorzystane do wyznaczenia obszarów poszukiwawczych, ustanowienie przepisów prawnych, które będą regulować działalność poszukiwawczą i eksploatacyjną, ustanowienie atrakcyjnego systemu podatkowego, a dopiero po tym prowadzenie akcji promocyjnej i marketingowej na rzecz perspektyw poszukiwawczych w kraju i jego środowiska inwestycyjnego.

3.2 W przypadku Polski, wiele z tych prac już wykonano. Budowa geologiczna kraju jest dobrze przedstawiona na mapach, poznano zarówno perspektywiczność jak i stopień ryzyka geologicznego w różnych regionach kraju. Istnieje „Prawo Geologiczne i Górnicze”, a system podatkowy jest właściwy. Do zrobienia pozostała jeszcze promocja poszukiwań ropy naftowej i gazu ziemnego poprzez reklamowanie tych elementów budowy geologicznej Polski i systemu finansowego, które mogą uczynić kraj atrakcyjnym dla wielonarodowych spółek naftowo-gazowych. Jednym ze sposobów uczynienia tego jest prowadzenie okresowych kampanii promocyjnych za granicą kraju. Jednakże, z uwagi na fakt, że ogólna perspektywiczność kraju w zakresie ropy naftowej i gazu ziemnego jest raczej niska, pozyskanie właściwego stopnia inwestycji wymaga wykonania wysiłku znacznie większego niż normalny. Korzystne byłoby dla Polski udostępnienie niezależnym inwestorom pewnego, bardziej atrakcyjnego obszaru, takiego jak Niż Polski, poprzez tworzenie spółek typu „joint-venture” z PGNiG. Należy wszakże pamiętać o potrzebie zaoferowania ulg podatkowych, które zapewniłyby opłacalność ekonomiczną odpowiednią do stopnia perspektywiczności, jak i ryzyka na obszarze objętym ofertą.

#### B. Koncesje

3.3 Najbardziej popularne rozwiązania stosowane pomiędzy wielonarodowymi spółkami naftowymi i goszczącymi je krajami są następujące: (i) koncesja lub umowa „dzierzawy” oraz (ii) umowa lub kontrakt o udziałach w produkcji ropy naftowej

(*Production Sharing Contract - PSC*). Każde z tych rozwiązań może być zrealizowane z różnym stopniem uczestnictwa (zaangażowania) kraju goszczącego. Postanowienia polskiego „Prawa Geologicznego i Górniczego” implikują koncesyjny rodzaj rozwiązania, w którym spółce udziela się koncesji (dzierżawy) na poszukiwania lub eksploatację ropy naftowej lub gazu ziemnego, na uzgodniony okres czasu, przy czym spółka ta podlega: ustanowionym przepisom prawnym dotyczącym praw do gruntu i właściwym opłatom przepisom podatkowym (opłaty eksploatacyjne, podatki, stawki amortyzacyjne), obowiązkowi stopniowego zwalniania obszarów, zobowiązaniom zawartym w programie prac, obowiązkowi zagospodarowania wydobytej ropy i gazu oraz innym warunkom negocjowanym, które stanowią integralną część kontraktu. W Europie, ten rodzaj rozwiązania jest najbardziej powszechny. W Aneksie (Mapa 4) pokazano bloki koncesyjne już przyznane w Polsce niezależnym spółkom naftowo-gazowym na tych zasadach.

3.4 Kontrakty o udziałach w produkcji (PSC) ropy naftowej stały się bardzo popularne w ostatnich latach, zwłaszcza w Afryce, Azji i Ameryce Południowej, a także są stosowane w paru krajach europejskich (np. w Rumunii). W tym przypadku, kraj goszczący udziela spółce (na jej wyłączne ryzyko) kontraktem prawa do prowadzenia poszukiwań w oznaczonym obszarze. Jeżeli poszukiwania powiodą się i doprowadzą do udostępnienia złóż oraz wydobywania o charakterze komercyjnym, spółka otrzymuje możliwość odzyskania poniesionych kosztów i uzyskania zysku z produkcji na podstawie udziałów. Kraj goszczący wnosi udziały w postaci działki gruntu, ale nie uczestniczy ani w kosztach poszukiwań ani wydobywania. Otrzymuje swoje udziały (zysk) z produkcji (po odzyskaniu dopuszczalnych kosztów), niezależnie od opłat eksploatacyjnych i podatków. Z punktu widzenia kraju goszczącego przewaga tego rozwiązania nad rozwiązaniem typu koncesyjnego polega na tym, że kraj ten nie musi ponosić żadnych nakładów kapitałowych ani ryzyka związanego z poszukiwaniami i wydobywaniem. Jest ono szczególnie odpowiednie dla kraju o gospodarce potrzebującej gotówki, który pomimo to chce wykorzystywać własne zasoby mineralne.

### C. Porównanie międzynarodowych warunków koncesyjnych

3.5 W aneksie (Tabela 3) przedstawiono porównanie warunków koncesyjnych stosowanych w Polsce z warunkami praktykowanymi w czterech innych krajach (we Francji, Pakistanie, Hiszpanii i Wielkiej Brytanii). Uczyniono to w celu naświetlenia pewnych elementów, które rząd mógłby chcieć rozważyć przy negocjowaniu przyszłych kontraktów na poszukiwanie i wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego. Ogólnie biorąc, polskie warunki są konkurencyjne w porównaniu z praktyką międzynarodową. Jednakże, następujące warunki mogłyby zostać zmienione w celu usprawnienia rozwiązań koncesyjnych, bez szkody dla konkurencyjności całości pakietu koncesyjnego.

**Zwalnianie obszarów:** Polskie warunki dopuszczają sześciomiesięczną fazę poszukiwawczą (2 okresy 3-letnie) bez wymagania zwolnienia części obszaru w połowie tego okresu. Ponadto, traktują o zwolnienia części obszaru przy końcu fazy poszukiwawczej tylko w

warunkach, gdy danego obszaru nie przekształcono w obszar górniczy (wydobywczy). Powstaje w ten sposób sytuacja niejednoznaczności określenia obszaru górniczego (wydobywczego) - zwłaszcza, że polskie warunki przyzwalają koncesjodawcy na kontynuowanie poszukiwań na obszarze wydobywczym. W praktyce międzynarodowej, wymaganie zwolnienia części obszaru jest zdefiniowane w procentowej wielkości pierwotnie przyznanego obszaru poszukiwawczego, jak to przedstawiono w tabeli, w przypadku wszystkich czterech krajów.

**Zobowiązania wynikające z programu prac poszukiwawczych:** Aktualnie, wymagania z tytułu minimalnego programu prac, opiewają na tylko jeden otwór poszukiwawczy na obszarze bloku w ciągu pierwszych sześciu lat (poza badaniami sejsmicznymi - przyp. tłum.). W celu zapewnienia, by spółki nie pozostały bezczynne na przydzielonych im obszarach, zobowiązanie to mogłoby zostać zwiększone do dwóch - trzech otworów w ciągu pierwszych sześciu lat.

**Udział państwa:** Polskie prawo nie zobowiązało państwowego przedsiębiorstwa naftowego do udziału lub uczestnictwa w pracach na obszarach przyznanym zagranicznym spółkom naftowo-gazowym. Pokrywa się to z tendencją, rosnącą w skali międzynarodowej, jaką można odczytać z tabeli, z której wynika, że jedynym krajem wymagającym tego rodzaju uczestnictwa jest Pakistan. Jednak w gruncie rzeczy, tendencja w Europie i w kilku innych krajach zmierza ku prywatyzacji takiego przedsiębiorstwa państwowego, albo ku zezwoleniu mu na konkurencję z sektorem prywatnym, bez dotowania.

**Stabilizacja:** Spółki pragnące inwestować w krajach o niestabilnym, lub zmieniającym się systemie polityczno-ekonomicznym, żądają zazwyczaj klauzuli stabilizacyjnej. Jest ona bardzo rzadko spotykaną w krajach o stabilnej gospodarce (Polska jest jedynym z pięciu krajów ujętych w tabeli porównawczej, który posiada taką klauzulę). Nie mniej jednak, z przyczyny przemian zachodzących w politycznym i gospodarczym klimacie Polski, dobrze byłoby nie tylko utrzymać taką klauzulę, ale również rozciągnąć jej zasięg czasowy na następne trzy do pięciu lat, dopóki Polska nie przystąpi do Wspólnoty Europejskiej, a klimat polityczny i gospodarczy nie ustabilizuje się.

**Ceny ropy i gazu dla ustalania opłaty eksploatacyjnej:** Polska praktyka stosowania formuły kosztowej plus zysk w celu ustalania cen dla wymierzenia opłaty eksploatacyjnej z tytułu eksploatacji złóż gazu ziemnego powinna być zmieniona tak, aby odpowiadała praktyce międzynarodowej ustalania cen w oparciu o rynek lub o pewne formuły rynkowe.

## IV. SZCZEGÓŁOWE WARUNKI PODATKOWE I KONCESYJNE

### A. Warunki podatkowe

4.1 Od prywatnych, zagranicznych i krajowych spółek, zamierzających zaangażować się w działalność poszukiwawczą i wydobywczą wymaga się zawarcia z Ministrem OŚZNiL Umowy o Ustanowienie Użytkowania Górniczego jak również uzyskania koncesji. Jednakże na ogół, spółki prywatne są zainteresowane uzyskiwaniem koncesji łącznej, obejmującej zarówno prace poszukiwawcze jak i wydobywcze. W zakresie pojęcia „użytkowanie górnicze” mieszczą się takie elementy jak, program prac obowiązkowych, przydział obszarów wydobywczych, warunki odstąpienia od prowadzenia prac oraz opłaty za ustanowienie użytkowania górniczego. Umowa o Ustanowienie Użytkowania Górniczego zawarta z PGNiG jest dokumentem prostszym (niż zawarta z prywatną firmą zagraniczną - przyp. tłum.), odzwierciedlającym specjalny status PGNiG jako państwowej spółki naftowo-gazowej. Ani umowa o ustanowienie użytkowania górniczego ani koncesja nie określa cen producenta (na bramie kopalni) na ropę naftową i gaz ziemny.

### Charakterystyka obecnych warunków podatkowych

4.2 Na aktualne warunki podatkowe obejmujące poszukiwania i wydobycie gazu ziemnego w Polsce składają się następujące elementy:

4.3 **Opłata za użytkowanie górnicze:** Opłata za użytkowanie górnicze jest naliczana jako procent wydobywalnych zasobów pomnożony przez jednostkową cenę tych zasobów, przy czym opłata wynosi od 0,1% do 2%. W przypadku ropy naftowej i gazu ziemnego, maksymalna opłata wynosi 0,5%. Opłata powinna być wnoszona w ciągu 5 do 10 lat, od daty udzielenia koncesji eksploatacyjnej. Ponieważ opłaty eksploatacyjne nie wpływają bezpośrednio do Skarbu Państwa, opłata ta (za ustanowienie użytkowania górniczego) jest jedyną istotną opłatą, opartą o parytet ropy naftowej, wpływającą do Skarbu Państwa.

4.4 **Opłaty skarbowe:** Opłaty skarbowe za udzielenie koncesji wynosi 600 PLN. Znaczki skarbowe kosztują od 1,5 do 0,15 PLN od załącznika (dokumentu).

4.5 **Opłata eksploatacyjna:** Maksymalna opłata eksploatacyjna wymagana przez „Prawo geologiczne i górnicze” wynosi 10%, lecz w pewnych okolicznościach może być podwyższona. Stawki opłat eksploatacyjnych za wydobywanie poszczególnych kopalin określa Rozporządzenie Rady Ministrów (z dnia 23 sierpnia 1994 roku), które ustala je na 6% dla ropy naftowej i gazu ziemnego. Opłata eksploatacyjna może więc podlegać zmianom w trakcie trwania koncesji (poprzez zmianę Rozporządzenia).

4.6 Opłata eksploatacyjna bazuje na cenie (wartości) ropy i gazu na bramie kopalni, zaś koszty poniesione przed bramą kopalni nie podlegają odliczeniu przy naliczaniu

opłat eksploatacyjnych. Koszty poniesione za bramą kopalni są odliczane. Jednakże wartość ta nie jest obecnie oparta na wolnorynkowej wartości ropy, lecz na kosztach produkcji plus pewien procent zysku. Z całości dochodów z opłat eksploatacyjnych, 60% wpływa do zarządów gmin, a 40% do Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

**4.7 Podatek od wartości dodanej (VAT):** Wymiar podatku VAT określa Ustawa z 1993 roku (z późniejszymi zmianami). Wynosi on 22% dla produkcji ropy naftowej i gazu ziemnego oraz 7% na świadczone usługi. Powszechnie praktykuje się naliczanie VAT od wartości zakupu („na wejściu”) i od wartości sprzedaży (produkcji, „na wyjściu”). W przypadku, gdy VAT „wejściowy” jest wyższy od VAT „wyjściowego”, z zasady praktykuje się zwrot wynikłej różnicy, do wysokości wpłaconego VAT.

**4.8** Do niedawna, spółki zaangażowane w poszukiwania węglowodorów nie otrzymywały zwrotu nadpłaconego VAT. Jednakże stosowanie tego przepisu uległo zmianie w taki sposób, że dopóki spółka nie stanie się płatnikiem VAT, otrzymuje zwrot podatku. Gdy spółka stanie się płatnikiem VAT od wartości sprzedaży (produkcji), zwrot zostaje ograniczony do wielkości uprzednio dokonanych wpłat. Dlatego, dla spółki poszukiwawczej jest istotne, aby nie stała się płatnikiem VAT, na przykład od sprzedaży danych dotyczących wiercenia (informacji geologicznych) lub zużytych materiałów, przez cały czas, aż do uzyskania regularnego dochodu. Istnieje VAT od importu, lecz nie istnieje VAT od eksportu, który zazwyczaj praktykuje się w innych krajach.

**4.9 Cło importowe:** Cło importowe zwiera się w przedziale od 6,6% do 15%. Jego wymiar opiera się o cenę FOB plus koszty transportu do Polski. Przeciętne cło na artykuły pokrewne ropy naftowej wynosi około 10%.

**4.10 Podatek od nieruchomości:** Podatkowi od nieruchomości podlegają w Polsce grunty, budynki i urządzenia (np. takie jak stacje benzynowe). Jest on ściągany przez zarządy gmin. Jest także prawdopodobne, że gminy wprowadzą podatek majątkowy od urządzeń technicznych dla złóż nafty i gazu. Jednakże, stawki są tu bardzo niskie i z zasady wynoszą około 1 tysięcznej części dolara (ang. 1 mill - wielkość używana w rozliczeniach finansowych - przyp. tłum.) od księgowej wartości takiego majątku.

**4.11 Podatek dochodowy od osób prawnych (spółek):** W 1997 roku stawka podatku dochodowego od spółek wynosiła 38%. Stawka ta ulega sukcesywnej redukcji o 2% rocznie, aż do osiągnięcia wysokości 32% w roku 2000.

**4.12 Amortyzacja** ma charakter liniowy. Istnieje 8 grup środków trwałych według rodzajów. Amortyzację uwzględnia się od momentu rozpoczęcia eksploatacji środków trwałych. Oto niektóre przykłady stawek amortyzacji: urządzenia wiertnicze (17-20%), silniki ogólnie (10-12,5%), sprzęt do wydobywania ropy i gazu (8,5-10%), nurociągi (4%). W aktualnym systemie, otwory wiertnicze traktowane są tak, jakby były budynkami. W efekcie, amortyzacja stałych kosztów odwiertu jest bardzo niska - 4%.

Koszty suchych odwiertów można odpisać jako wydatki.

4.13 **Wszystkie koszty operacyjne**, w tym koszty zarządzania począwszy od zarządu spółki, podlegają sensownemu odpisaniu. Zaniechanie poboru podatku (ang. *loss carry forward* - innymi słowy, zmniejszanie podstawy opodatkowania o koszty poniesione w okresie poszukiwań - przypis tłumacza) następuje w okresie trzyletnim. Jednakże, w każdym z trzech kolejnych lat może być odzyskana tylko jedna trzecia strat. Wprowadzono przepis, zezwalający spółkom zaangażowanym w poszukiwania odzyskiwać straty w ciągu 10 lat od daty otrzymania koncesji przez spółkę.

4.14 **Odsetki płacone bankom oraz pożyczki spółek** podlegają odliczeniu z względnie niewielkimi zastrzeżeniami. Jednakże, odliczeniu podlegają odsetki w chwili ich wpłacenia, nie zaś w chwili ich zaistnienia. Rozliczenia księgowe dla celów podatkowych muszą być dokonywane w złotych (PLN); nie są dopuszczalne rozliczenia w dolarach amerykańskich.

4.15 **Podatek wyrównawczy**: Po zapłaceniu podatku dochodowego, przedsiębiorstwa państwowe są objęte 15%-wym podatkiem wyrównawczym.

4.16 **Podatek od dywidendy**: Podatek od dywidendy wynosi 20%. Jednakże, spółki w Polsce mogą opodatkować kredyt równy podatkowi, pod warunkiem, że dysponują zyskiem do opodatkowania, dostatecznym na spożytkowanie tego kredytu. Dywidendy wypłacane obcym korporacjom podlegają pełnemu opodatkowaniu 20%, lub innemu procentowaniu, jakie mogło być ustalone w umowach podatkowych.

4.17 **Podatki od akcjonariuszy**: Podatek od dywidend rozdzielanych pomiędzy akcjonariuszy z Niemiec, Wielkiej Brytanii lub USA, zgodnie z umowami podatkowymi, wynosi 5%. W przypadku tych krajów nie ma podatków od odsetek.

#### **Uwagi do warunków podatkowych**

4.18 **Konkurencyjność**: Ogólnie biorąc, stosowany w Polsce system podatkowy w odniesieniu do węglowodorów można traktować jako bardzo korzystny na tle ogólnoświatowych warunków dla ropy naftowej i gazu ziemnego.

4.19 **Udział państwa w zyskach** (przyjmując 40% stawkę podatku dochodowego od spółek) znajduje się pośrodku typowych warunków zachodnio europejskich, które - z punktu widzenia inwestora - są traktowane jako najbardziej korzystne na świecie. Warunki te są nieco mniej atrakcyjne niż w Irlandii, Wielkiej Brytanii i Francji, a nieco lepsze niż w Niemczech i na Węgrzech (gdzie znajdują się lądowe złoża o podobnych rozmiarach i kosztach) oraz znacznie lepsze niż na Sycylii, w Holandii, Danii i Norwegii. Dlatego, warunki podatkowe istniejące w Polsce są konkurencyjne w skali międzynarodowej.

4.20 Korzystną cechą systemu podatkowego w Polsce jest relatywnie niska, 6% opłata eksploatacyjna. Sukcesywne obniżenie w ciągu najbliższych paru lat podatku dochodowego od spółek do 32% usytuuje ten system podatkowy pomiędzy najbardziej korzystnymi systemami w Europie.

4.21 System podatku dochodowego od spółek jest w Polsce zbudowany w sposób, który umożliwi wykorzystanie go dla celów podatkowych w Stanach Zjednoczonych, Kanadzie, Wielkiej Brytanii, Australii, Niemczech, i innych krajach stosujących uznane w świecie systemy podatkowe. Także podatek od dywidendy jest uwzględniany. Opłata eksploatacyjna będzie z zasady podlegać odliczeniu, nie będzie zaś podlegać kredytowaniu. Jest to normalna praktyka, stosowana w przemyśle naftowym.

#### Uwagi do poszczególnych składników podatku

4.22 **Opłata za ustanowienie użytkowania górniczego:** Opłata za ustanowienie użytkowania górniczego jest niepotrzebnie skomplikowana i wchodzi w proces negocjacji jeszcze przed wydaniem koncesji eksploatacyjnej i dlatego może prowadzić do sytuacji konfliktowych. Zakładając, że opłata ta będzie wynosiła około 0.5% wartości zasobów oraz że będzie rozłożona na okres 10 lat, jej wysokość będzie z grubsza odpowiadała 0,5% opłaty eksploatacyjnej. Łatwiej byłoby po prostu ustalić w Umowie o Ustanowienie Użytkowania Górniczego stałą opłatę w wysokości 0,5% lub nawet 1% wartości wydobywania. Zmniejszyłoby to czynnik niepewności i usunęłoby potrzebę negocjacji, przy jednoczesnym zgromadzeniu nieco większych dochodów na rzecz Skarbu Państwa podczas całego okresu eksploatacji złoża.

4.23 Największym stopniem niepewności jest obciążony proces określania wartości zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego w złożu. Duże spółki, w odniesieniu do dużych złóż, na początku najpewniej oszacowałyby zasoby, aby następnie zaprojektować urządzenia wydobywcze odpowiednie dla danego złoża, w celu doprowadzenia do zatwierdzenia projektu zagospodarowania złoża. Jednakże w Polsce, większość odkrywanych złóż będzie złożami małymi, a zatem będą nimi zainteresowane małe spółki. Eksploatacja małych złóż nie jest przedsięwzięciem ekonomicznym, jeżeli wydobywanie nie zostaje podjęte bezzwłocznie po zakończeniu prac wiertniczych i przygotowawczych. W przypadku małych lądowych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego z zasady powszechnie stosuje się praktykę rozpoczynania wydobywania jeszcze przed ostatecznym określeniem całości zasobów. Tak więc, procedura nakazująca spółkom najpierw zakończenie udokumentowania złoża i dopiero wówczas podejmowanie prac wydobywczych, może doprowadzić do nieopłacalności eksploatacji takich złóż.

4.24 **Opłaty eksploatacyjne:** Wskazane jest wprowadzenie bardziej precyzyjnych wytycznych dotyczących szczegółowego sposobu naliczania opłat eksploatacyjnych, bowiem określanie opłat eksploatacyjnych w oparciu o koszty produkcji plus pewien zysk nie jest do przyjęcia w praktyce międzynarodowej. Praktykę tę zastosowano w Polsce, ponieważ nie prowadzono wolnej sprzedaży ropy naftowej i gazu ziemnego

bezpośrednio po wydobyciu ze złoża (na bramie kopalni). Jednakże teraz, gdy Polska zaprasza inwestorów zagranicznych, potrzebne jest opracowanie dla PGNiG oraz pozostałych spółek naftowych procedury standardowej. Opłata eksploatacyjna powinna być oparta o uznawaną rynkową wartość produktu na bramie kopalni.

4.24 Aktualna procedura określania wysokości opłat eksploatacyjnych w oparciu o koszty produkcji plus pewien zysk będzie z zasady owocowała wyższymi ich wartościami dla małych, niezbyt dochodowych złóż, a niższymi dla złóż dużych i przynoszących znaczny zysk. Nie leży to w interesie Polski, ponieważ zmniejsza dochody z dużych złóż, zaś złoża małe i niezbyt dochodowe może uczynić nieopłacalnymi.

4.25 Należy zauważyć, że w praktyce międzynarodowej, metody określania wartości ropy naftowej i gazu ziemnego dla celów ustalania opłat eksploatacyjnych, są zupełnie odmienne od metod stosowanych w przypadku kopalni stałych: surowców skalnych, czy rud metali. W przypadku surowców skalnych, wartość ta ma wymiar regionalny, ponieważ nie istnieje rynek międzynarodowy na takie produkty. W przypadku innych kopalni i rud metali, procedury ustalania tej wartości są często skomplikowane poprzez zespolony proces ich wydobywania i przetwarzania. Dlatego, stosowanie tych samych procedur do wszystkich zasobów nieodnawialnych nie jest możliwe.

4.26 Z uwagi na fakt, że Polska równolegle opracowuje regulacje wykonawcze w odniesieniu do taryf na transport rurociągami, opracowanie przepisów odnośnie opłat eksploatacyjnych można by zintegrować z powyższymi regulacjami w celu utworzenia ogólnego systemu, spójnego logicznie. Obecnie, stawki opłat eksploatacyjnych są ustalone w Rozporządzeniu. Umożliwia to jednostronną zmianę wielkości tych opłat przez rząd. Taki stan naraża inwestora na znaczne ryzyko podatkowe w przypadku dokonania przezeń znacznego odkrycia. Należy rozważyć wprowadzenie opłaty eksploatacyjnej jako stałego elementu Umowy o Ustanowienie Użytkowania Górniczego, w celu zapewnienia stabilności podatkowej w odniesieniu do tego elementu. W takim przypadku, zmiana stawek opłat eksploatacyjnych stosowałaby się tylko do nowo zawieranych Umów o Ustanowienie Użytkowania Górniczego.

4.27 Podatek od wartości dodanej (VAT): Mimo, iż procedury określania VAT dość dobrze pasują do potrzeb przemysłu naftowego, można by jednak zalecić pewne usprawnienia. Można, mianowicie uprościć ten system w kierunku generalnego stosowania zwrotu podatku w przypadkach, gdy VAT „wejściowy” (od zakupu) jest wyższy od VAT „wyjściowego” (od sprzedaży) . Na przykład, sprzedaż danych (informacji geologicznej) dotyczących otworu poszukiwawczego lub zużytych części, nie powinna doprowadzać do sytuacji, w której spółka traci prawo do zwrotu podatku.

4.28 Cło importowe: Ogólnie, nie jest dla Polski korzystne podwyższanie kosztów poszukiwań i udostępniania złóż poprzez cła importowe. Niewielkie rozmiary i niska wydajność większości złóż już teraz powoduje sytuacje, w których wiele złóż nie ma istotnego znaczenia. Zmniejszenie kosztów jest wręcz pożądane. Obniżenie taryf



celnych, w możliwych przypadkach, we wczesnym procesie wchodzenia do Unii Europejskiej byłoby pozytywnym rozwiązaniem.

**4.29 Podatki od nieruchomości:** Podatki od nieruchomości nie stanowią problemu, z tym wyjątkiem, że ich naliczanie jest dość skomplikowane. Byłoby korzystne, jeśli to możliwe, gdyby złoża, urządzenia, rurociągi i stacje pomp ropy naftowej i gazu ziemnego, mogły być w odpowiednich przepisach prawnych wyłączone z opodatkowania od nieruchomości.

**4.30 Podatek dochodowy od osób prawnych (spółek):** Ogólnie, przepisy podatku dochodowego od spółek są właściwe, korzystne byłyby jednak pewne zmiany dostosowawcze:

**4.31** Z perspektywy międzynarodowej, stawka amortyzacji od 8,5% do 10% dla urządzeń służących do poszukiwań i wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego jest za niska; zaleca się stopę 12,5%. Stawka amortyzacji 4% dla rurociągów jest także zbyt niska i może stanowić swoisty antybodziec dla przyszłych działań w zakresie przesyłania gazu ziemnego; zaleca się stawkę 5% lub 6%.

**4.32** Stawka amortyzacji 4% dla stałych nakładów na wiercenia jest o wiele za niska i usilnie zaleca się traktowanie stałych nakładów na wiercenia jako wydatki, które mogą podlegać odpisaniu (stanowią koszty) bezzwłocznie w tym roku, w którym zostały poniesione. Zasada rozliczenia strat (ang. *loss carry forward*) w okresie trzyletnim jest poważną przeszkodą, która może wstrzymać pewne operacje poszukiwawcze i wydobywcze.

**4.33** Zaleca się wydłużenie okresu zaniechania poboru podatku (czyli, rozliczenia poniesionych kosztów) do 10 lat dla aktualnie objętych nią operacji poszukiwawczych i wydobywczych, a także przeróbczych i dystrybucyjnych ropy naftowej i gazu ziemnego. Należy podkreślić, że okres 10 letni jest liczony od początku biegu koncesji. Nie jest to procedura powszechnie stosowana w świecie. Zazwyczaj, okres rozliczenia strat w podatku dochodowym jest liczony od roku, w którym poniesiono stratę. Opieranie straty o datę udzielenia koncesji może prowadzić do zaistnienia problemów w przypadku połączonych operacji (poszukiwawczych, wydobywczych i przeróbczych).

**4.34** Zaniechanie poboru podatku dochodowego oparte o datę udzielenia koncesji powoduje, że spółki będą alokowały koszty i wydatki do kolejnych koncesji w celu stwierdzenia, czy strata zaistniała oraz w celu określenia wielkości przenoszonej straty. Nie jest to zwyczajowa procedura dla celów podatku dochodowego od spółek (osób prawnych). Stwarza ona niepotrzebne komplikacje i trudności administracyjne. Podatek dochodowy od spółek jest zazwyczaj naliczany na poziomie przedsiębiorstwa (spółki). Skomplikowane byłoby także określanie przyczyn strat dla celów podatkowych i w przypadku gdy przeniesienie strat stosuje się tylko do strat poniesionych w wyniku pewnych rodzajów wydatków.

4.35 Alternatywnie, lepsza byłaby zmiana przepisu o zaniechaniu poboru podatku w odniesieniu do wszelkiego rodzaju działalności gospodarczej w Polsce. Zazwyczaj, w innych krajach na świecie straty mogą być przenoszone na okres od 5 do 10 lat, poczynając od roku w którym poniesiono stratę. Zaleca się przyjęcie 7 letniego okresu zaniechania przenoszenia podatku obejmującego całość działalności spółki. Taka zasada zmniejszyłaby ryzyko inwestowania w Polsce przez nowych inwestorów, a zatem stanowiłaby bodziec stymulujący takie inwestycje.

4.36 Należy podkreślić, że aktualne ograniczenie przenoszenia strat do trzech lat dla operacji poszukiwawczych, wydobywczych i przetwórczych należy do najkrótszych w świecie. Takie ostre ograniczenie szkodliwie wpływa na ocenę możliwości długoterminowych inwestycji. W pewnych przypadkach, inwestorzy będą potrzebowali 5 do 10 lat na doprowadzenie swoich spółek do pełnej wypłacalności podatkowej. Polska potrzebuje wszakże długoterminowych zagranicznych inwestycji kapitałowych w celu osiągnięcia samo finansującego się i stabilnego wzrostu gospodarczego. Nie wydaje się zatem, aby krajowym interesom służyło zniechęcanie kogoś do takich inwestycji poprzez ograniczanie zysku na rzecz ograniczonych przychodów z podatku dochodowego.

4.37 Warto zauważyć, że wiele spółek, prowadząc własne inwestycje za granicą, działa metodą stopniowego osiągania wzrostu. Inwestorzy wolą inwestować fazowo. Nie starają się tuż po starcie uruchomić całych możliwych inwestycji. Dopiero jeżeli operacja wstępna została zorganizowana i powiodła się ku zadowoleniu inwestora, będzie on zazwyczaj podążał z dalszymi inwestycjami. Jest to ważne dla Polski. W ten sposób następuje wzrost gospodarczy. Ograniczenie do trzech lat okresu zaniechania poboru podatku (przenoszenia strat) bije także w dalsze inwestycje, gdyż dalsze dochodowe operacje spowodują, że okres niewydolności podatkowej zostanie wydłużony. To z kolei spowoduje sytuację, w której straty podatkowe utracą rację bytu.

4.38 Można myśleć o rozważeniu wprowadzenia pewnych „zasad słabej kapitalizacji” dla odliczania odsetek, ponieważ odsetki wydają się być odliczane liberalnie. Ponieważ nie istnieje podatek od odsetek, korzystną metodą finansowania nowych operacji w Polsce mogłyby być wysokie pożyczki pomiędzy spółkami. Jest to do przyjęcia, jednakże pod warunkiem, że spółki nie będą nadużywać takiej korzyści poprzez udzielanie pożyczek na warunkach, które nie leżałyby w granicach rozsądnej konkurencyjności.

4.39 **Podatek dochodowy od dywidend i podatki od akcjonariuszy:** Podatek dochodowy od dywidend i podatki od akcjonariuszy wydają się konkurencyjne i są do zaakceptowania.

**B. Dostępność obszarów na poszukiwania i wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego.**

4.40 Całkowita powierzchnia terytorium Polski wynosi 312.700 km<sup>2</sup>, z czego 25,000

km<sup>2</sup> to obszary perspektywiczne. Ponadto, istnieje strefa eksploatacji przybrzeżnej wynosząca 33.000 km<sup>2</sup>.

Obszary lądowe obejmują dwa wydzielone regiony:

- a) obszary zarezerwowane na poszukiwania i eksploatację dla PGNiG,
- b) pozostałe obszary do poszukiwań i eksploatacji, dostępne dla firm zagranicznych.

PGNiG jest z *założenia* upoważniona do prowadzenia negocjacji z prywatnymi i zagranicznymi spółkami naftowymi w odniesieniu do własnego obszaru, jednakże dotychczas nie zawarto żadnej umowy typu „joint-venture” ani umowy typu „farm-out” (dzierżawnej). W odniesieniu do obszaru otwartego, spółkom prywatnym udzielono szeregu koncesji (patrz Aneks, Rys. 4).

**4.41 Oddzielne koncesje na poszukiwania i eksploatację:** Warunki dotyczące obszarów (bloków koncesyjnych) są określone w „Prawie geologicznym i górnictwym” z lutego 1994 roku. Prawo to jest bardzo obszerne i pozwala na szeroki zakres działań. Jednakże, podstawowa jego zasada głosi, że prawa do węglowodorów ustanawiane są oddzielnymi koncesjami na poszukiwania i na eksploatację. Mogą być także udzielane koncesje łączne. Koncesji udziela Minister Ochrony Środowiska Zasobów Naturalnych i Leśnictwa. Działalność koncesyjna podlega Umowie o Ustanowienie Użytkowania Górniczego, która zawiera szczegółowe określenie okresów poszukiwań i eksploatacji, zobowiązania wykonania prac oraz opłaty za użytkowanie górnicze.

**4.42 System przydziału obszarów (koncesjonowania):** Działki dostępne dla operacji międzynarodowych mogą być przyznawane na drodze przedmiotowego wniosku, jego negocjacji lub w wyniku przetargu. Nawet w przypadku koncesji łącznej, przyznanie prawa do eksploatacji podlega zatwierdzeniu przez władze lokalne (gminy). W przypadku nie zatwierdzenia przez władze gminy, decyzja o przyznaniu prawa do eksploatacji podlega rozpatrzeniu przez Kolegium Odwoławcze Sejmiku Samorządowego i w dalszym możliwym toku postępowania - przez Naczelnego Sądu Administracyjnego. W każdym razie, w Polsce nie funkcjonuje „automatyczne” prawo do eksploatacji w przypadku odkrycia o charakterze komercyjnym, dokonane w wyniku poszukiwań.

**4.43 Powierzchnia obszaru:** Całkowita maksymalna powierzchnia obszaru objętego koncesją poszukiwawczą wynosi 1.200 km<sup>2</sup>. Nie ma ograniczenia na liczbę koncesji poszukiwawczych, które można wydać jednej spółce naftowej. Jedna Umowa o Ustanowienie Użytkowania Górniczego może obejmować kilka obszarów koncesyjnych objętych oddzielnymi koncesjami poszukiwawczymi. Koncesja poszukiwawcza jest udzielana w odniesieniu do obszaru zaproponowanego przez spółkę i zatwierdzonego przez Ministra. Obszar poszukiwawczy może obejmować obszary przeznaczone pod przyszłe operacje poszukiwawcze.

**4.44 Czas trwania koncesji:** Obecny wzór Umowy o Ustanowienie Użytkowania Górniczego stanowi o okresie 6-letnim okresie poszukiwawczym, podzielonym na dwa

okresy 3-letnie. Okres eksploatacji wynosi 30 lat i może być przedłużany corocznie, jak długo złoża pozwala na wydobycie komercyjne.

**4.45 Zobowiązania wykonawcze:** Na zobowiązania wykonawcze składają się prace geofizyczne oraz minimum jeden odwiert wykonany do określonej głębokości w ciągu trzech pierwszych lat na którymkolwiek z bloków koncesyjnych objętych Umową o Ustanowienie Użytkowania Górniczego. W ciągu następnych trzech lat powinien być wykonany odwiert w każdym z bloków, za wyjątkiem bloków dobrowolnie opuszczonych po pierwszych trzech latach oraz bloków, w których wykonano odwiert podczas pierwszych trzech lat.

**4.46 Kary za nie wykonanie prac:** Umowa o Ustanowienie Użytkowania górniczego nie zawiera określenia specjalnych kar w przypadku, gdy spółka nie wywiązuje się ze zobowiązań wykonawczych.

**4.47 PGNiG:** Warunki koncesji dla PGNiG są w zasadzie identyczne z warunkami dla międzynarodowych spółek naftowych. Jednakże treść Umowy o Ustanowienie Użytkowania Górniczego jest sformułowana nieco bardziej ogólnie. Nie ma w niej żadnych specyficznych warunków dotyczących obszaru, który jest już zarezerwowany dla PGNiG, ale jeszcze nie udzielono nań koncesji, do czasu, gdy obszar ten jest tylko objęty rezerwacją. Jednakże, te same warunki koncesyjne będą stosować się do tego obszaru, gdy tylko PGNiG uzyska nań odnośną koncesję. Podobnie, nie zdecydowano o dalszym losie obszarów, które mogą zostać zwolnione przez PGNiG z mocy postanowień aktualnej umowy koncesyjnej.

**4.48 Dostęp do danych:** „Prawo górnicze i geologiczne” stanowi, że dane (informacje) geologiczne stanowią własność inwestora przez czas nie ograniczony.

**4.49 Dostęp do gruntu (własności gruntowej):** Dostęp do gruntu pod operacje poszukiwawcze i wydobywcze jest w większości sprawą do negocjacji z jego właścicielem. Funkcjonują niewygodne zasady wywłaszczenia w przypadku, gdy przeznaczenie ziemi ma być związane z interesem publicznym (np. drogi, linie energetyczne). Z dotychczasowych doświadczeń w Polsce wynika, że dostęp do gruntu jest trudnym problemem.

#### **Uwagi odnośnie dostępności terenów (koncesjonowania)**

**4.50 Zgoda władz lokalnych na eksploatację:** Większość krajów na świecie uznaje zasadę, że odkrywca automatycznie nabywa prawo do eksploatacji wszelkich złóż (komercyjnych) odkrytych przezeń w wyniku prac poszukiwawczych. Taka zasada podlega jedynie pewnym wymaganiom technicznym oraz dotyczącym ochrony środowiska. Często istnieje także obowiązek przedstawienia planów zagospodarowania złoża oraz dokonania wyboru terenu eksploatacji. Jednakże, zagadnienia te podlegają tylko pewnym określonym uwarunkowaniom i rząd zazwyczaj nie może odmówić wydania zgody na zagospodarowanie i eksploatację złoża jeżeli inwestor spełnił

wszystkie wymagane warunki.

4.51 Fakt, że władze gminy muszą wydać zgodę na wdrożenie już udzielonej koncesji eksploatacyjnej (poprzez uzgodnienie szczegółowych warunków wydobywania kopaliny, w ramach koncesji łącznej - przypis tłumacza) wymaga poważnego rozważenia. Z przyczyny, iż zarząd gminy otrzymuje 60% opłat eksploatacyjnych, w oczywistym interesie finansowym gminy leży wyrażenie zgody na koncesję eksploatacyjną. Jednakże może tu zaistnieć wiele problemów. Lokalni politycy mogą bowiem poszukiwać dla swojej gminy korzyści, które nie mieszczą się w postanowieniach wynikających z przepisów prawa, lub mogą być przeciwni zagospodarowaniu złoża z różnych przyczyn politycznych, nie koniecznie związanych z techniczną, czy też ekologiczną jakością zagospodarowania proponowanego przez inwestora. Ponieważ odwrócenie negatywnej decyzji władz gminy może zająć wiele czasu, inwestor będzie narażony na straty.

4.52 Negatywne decyzje władz gmin w odniesieniu do eksploatacji złóż przez międzynarodowe spółki naftowe mogą w znacznym stopniu szkodzić i tak już skromnym zainteresowaniom poszukiwaniami i eksploatacją złóż ropy naftowej w Polsce. Ryzyko związane z inwestowaniem w poszukiwania można by zmniejszyć, gdyby został opracowany odpowiedni system, poprzez ustanowienie regulaminu lub w inny sposób, który szczegółowo określałby warunki prowadzenia lokalnego procesu zatwierdzania oraz jasno definiował podstawy ewentualnej odmowy władz lokalnych.

4.53 Nie sugeruje się tu, ani nie zaleca, żeby władze lokalne nie były angażowane w proces zatwierdzania przedsięwzięć technicznych w swojej gminie. Jest to praktyka bardzo powszechna w rejonach, gdzie istnieją potencjalne zagrożenia konfliktem w odniesieniu do użytkowania ziemi oraz negatywnym wpływem na mieszkańców danego rejonu. Sugeruje się jedynie stworzenie takich trwałych rozwiązań, które pozwalają uniknąć arbitralnych decyzji oraz zapewniają wzajemną równowagę pomiędzy interesem publicznym i prywatnym.

4.54 Proces przydziału obszarów (bloków koncesyjnych): Aktualny proces przydziału gruntów (koncesjonowania) wydaje się spełniać swoje zadania. Jednakże, rząd mógłby uprościć ten proces poprzez zmniejszenie liczby wymaganych negocjacji. Rząd mógłby także rozważyć możliwość wprowadzenia procesu przydziału działek z urzędu.

4.55 **Powierzchnia obszaru:** Powierzchnia obszaru objętego zezwoleniem na indywidualną koncesję poszukiwawczą, a w szczególności możliwość łączenia obszarów w ramach Umowy o Ustanowienie Użytkowania Górniczego, jest w kategoriach standardów międzynarodowych bardzo atrakcyjna. Maksymalne rozmiary indywidualnego bloku ustanowione w przepisach prawnych (1200 km<sup>2</sup>) są porównywalne z rozmiarami bloków od 250 do 750 km<sup>2</sup>, które typowo praktykuje się na Morzu Północnym.

4.56 Możliwość łączenia kilku bloków w jeden Obszar Użytkowania Górniczego o powierzchni 10.000 km<sup>2</sup> i więcej, daje inwestorom dostęp do bardzo dużych obszarów poszukiwawczych. Rząd mógłby rozważyć wprowadzenie „ćwierćbloków”, stanowiących 1/4 aktualnych standardowych bloków poszukiwawczych. Rząd mógłby także rozważyć wprowadzenie zasad rezygnacji po pierwszym, trzyletnim okresie poszukiwawczym.

4.57 **Czas trwania koncesji:** Okresy czasu 6 lat na poszukiwania i 30 lat na eksploatację są właściwe i zgodne z praktyką międzynarodową. Możliwość kontynuowania poszukiwań w okresie koncesji eksploatacyjnej stanowi atrakcyjną klauzulę, która zachęca do poszukiwań w okolicznościach wysokiego ryzyka. Biorąc pod uwagę atrakcyjność tej klauzuli, rząd mógłby określić takie prawo w sposób bardziej szczegółowy we wzorze Umowy o Ustanowienie Użytkowania Górniczego.

4.58 **Zobowiązania wykonawcze:** Zobowiązania wykonawcze objęte wzorem Umowy o Ustanowienie Użytkowania Górniczego są relatywnie korzystne w odniesieniu do rozmiarów obszarów poszukiwawczych. Ważnym jest wstępne zachęcenie do poszukiwań poprzez przyznawanie dużych obszarów w odniesieniu do zobowiązania dotyczącego wykonania jednego odwiertu w ciągu pierwszych trzech lat. Jest to jednakże kwestia polityczna i rząd mógłby w najbliższej przyszłości wzmocnić nacisk na zwiększenie poziomu intensywności poszukiwań, na bazie jednego bloku koncesyjnego.

4.59 Proces negocjowania indywidualnych zobowiązań wykonawczych dla każdego Obszaru Użytkowania Górniczego jest zgodny z praktyką międzynarodową. W szczególności, skuteczna jest specyfikacja zobowiązań wynikających z programu prac, nie zaś zobowiązań walutowych. Jednakże, niektóre kraje (Argentyna, Boliwia, Kanada) znacznie przyspieszyły i ułatwiły proces ustalania zobowiązań wykonawczych poprzez wdrożenie koncepcji „jednostek wykonawczych”. Przewagą jednostek wykonawczych jest pozostawienie znacznej elastyczności wykonawcom poszukiwań w odniesieniu do szczegółowych zadań zawartych w ich programach prac, przy czym jednostki te dają rządowi pewność, że istotne minimum prac będzie wykonane.

4.60 Z przyczyny wysokiego ryzyka w przypadku większości poszukiwań na obszarze otwartym oraz relatywnie niewielkich rozmiarów większości złóż gazu ziemnego i ropy naftowej, które dotychczas odkryto w Polsce, rząd mógłby rozważyć możliwość uproszczenia procesu przydzielania obszarów (koncesjonowania) w celu pozyskiwania mniejszych spółek naftowo-gazowych dla mniejszych obszarów poszukiwawczych. Wprowadzenie regulacji odnośnie takich jednostek wykonawczych może zarówno uprościć proces koncesjonowania jak i zwiększyć efektywność programów poszukiwawczych.

4.61 **Kary za nie wykonanie prac:** Umowa o Ustanowienie Użytkowania Górniczego nie określa, co nastąpi w przypadku, gdy spółka nie wywiązuje się ze swoich obowiązków. Jako minimum, powinno być jasno stwierdzone, że w przypadku

nie wywiązywania się przez inwestora ze zobowiązań zawartych w programie prac, rząd może unieważnić umowę przy końcu pierwszego lub drugiego okresu trzyletniego. Umowa może zawierać również specjalne klauzule dotyczące kar finansowych za nie wykonanie zobowiązań.

4.62 **Dostęp do danych:** Ustawa stanowi, że dane (*informacje*) geologiczne uzyskane w wyniku działalności poszukiwawczej i eksploatacyjnej spółek pozostają ich własnością przez czas nieograniczony. Jest to sprzeczne z praktyką stosowaną w większości krajów, w których z zasady wymaga się, aby takie dane traciły swój poufny charakter po upływie pewnego czasu, na przykład 5 lat. Dane stają się zazwyczaj jawne także wówczas gdy już opuszczono dany obszar, albo gdy wygasła koncesja. Ważne jest, aby ten zapis Ustawy zmienić, gdy zaistnieją sprzyjające ku temu okoliczności. PGNiG dysponuje całym bogactwem danych, które mogły by zostać wykorzystane do promowania poszukiwań ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce. Należałoby podjąć decyzje odnośnie tych danych. Większość tych danych należałoby odtajnić i udostępniać przemysłowi naftowemu w centralnie ulokowanym ośrodku przetwarzania danych.

4.63 **Dostęp do nieruchomości gruntowej:** Podziemne zasoby ropy naftowej i gazu ziemnego stanowią w Polsce własność Skarbu Państwa i prywatni właściciele gruntów nie mogą odmówić Państwu prawa do korzystania z tej własności. Z przyczyny intensywnego rolniczego użytkowania gruntów w Polsce oraz znacznego rozprzestrzenienia złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, wystąpi wiele trudności w dostępie do gruntów prywatnych. Wydaje się, że problem dostępu do gruntów prywatnych nadal jeszcze jest przyczyną utrudnień w prowadzeniu prac udostępniających na niektórych złożach gazu.

4.64 Polska mogłaby dokonać analizy istniejących, rozbudowanych zasad dostępu do gruntów, stosowanych w podobnych okolicznościach, na przykład w kanadyjskiej prowincji Alberta. W prowincji tej opracowano rozbudowany system zasad dostępu do gruntów i utworzono specjalistyczne Zarządy zajmujące się tymi problemami. W rezultacie, opracowano system opłat za dzierżawę gruntów pod lokalizację otworów wiertniczych oraz rekompensat za zaistniałe szkody. Zasady te są obecnie traktowane jako sprawiedliwe zarówno przez większość przedsiębiorstw naftowych oraz przez właścicieli gruntów. W oparciu o te doświadczenia, w Polsce można by wprowadzić własne zasady regulujące dostęp do gruntów.

4.65 Należy podkreślić, że fakt potencjalnej niedostępności do prywatnych gruntów może być poważnym czynnikiem komplikującym szkodzącym zarówno wzrostowi gospodarczemu jak i społecznemu rozwojowi Polski. Brak dostępu jest nie tylko problemem dla działalności przemysłu naftowego, ale również dla szerokiego zakresu innej działalności rozwojowej. Jest to problem niezmiernie poważny, który wymaga pełnego skupienia uwagi polskiego rządu.

## V. ZASADY DZIAŁALNOŚCI SPÓŁKI TYPU „JOINT-VENTURE” NA RZECZ PRZYŚPIESZONYCH POSZUKIWAŃ

### A. Istota działania „joint-venture”

5.1 W celu uzyskania strategicznej pozycji w przemyśle naftowym, wiele krajów uprzemysłowionych wybrało politykę wspierania tworzenia narodowych spółek naftowych. Było tak, między innymi, w przypadku Norwegii (Statoil), Holandii (Gasunie), Kanady (PetroCanada), Wielkiej Brytanii (BNOC), Francji (Total i Elf), Włoch (Eni) i Hiszpanii (Hispanoil). Aktualnie, większość tych spółek, albo już została sprywatyzowana, albo znajduje się w trakcie procesu prywatyzacji.

5.2 Polityka zarezerwowania pewnego obszaru dla PGNiG mogłaby zaowocować skutecznym wsparciem dla tego przedsiębiorstwa. Jednakże, ani w interesie Polski, ani PGNiG, jest tylko „siedzenie” na obszarze potencjalnych poszukiwań i złóż do zagospodarowania. PGNiG może wzmocnić zarówno swoją płynność finansową jak i zdolność wydobywczą poprzez skuteczne użytkowanie zarezerwowanego dla niej obszaru, poprzez przyspieszenie poszukiwań i zagospodarowania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Podstawowym celem proponowanych rozwiązań jest możliwie szybkie przekształcenie silnej pozycji PGNiG w odniesieniu do posiadanych obszarów poszukiwawczych, w wydobywie ropy naftowej i gazu ziemnego oraz w płynność finansową, przy najmniejszym możliwym ryzyku i zaangażowaniu inwestycyjnym ze strony PGNiG.

5.3 PGNiG może zawierać umowy „joint-venture” na zasadzie udziału w zyskach.. PGNiG może wchodzić w fazę poszukiwawczą i wymagać od partnera „joint-venture” poniesienia 100% kosztów poszukiwań oraz 100% ryzyka poszukiwawczego. W przypadku odkrycia złoża o charakterze komercyjnym i przyznania koncesji eksploatacyjnej, PGNiG otrzymałoby opcję uczestniczenia w eksploatacji złoża za uzgodniony procent zysku. Jak wynika z wstępnej analizy ekonomicznej, PGNiG mogłaby czerpać zyski w wysokości odsetek w zakresie od 25% do 40% na atrakcyjnych projektach.

5.4 PGNiG mogłaby także „podwyższyć jakość” przydzielonego jej obszaru i wybierać do poszukiwań najlepsze działki, na których chciałyby samodzielnie prowadzić wiercenia w ciągu następnych trzech lat. W odniesieniu do pozostałego obszaru, rząd i PGNiG mogą wspólnie wypróbować koncepcję działania „joint-ventures” i w porozumieniu z firmami naftowymi wybrać pewną liczbę bloków, z które byłyby zaoferowane firmom naftowym w drodze przetargów.

5.5 Należy podkreślić, że taka polityka utrzymywania równowagi pomiędzy pozycją spółki w odniesieniu do obszarów, a pozyskiwaniem przez nią kapitału jest normalnym procesem optymalizacyjnym, który przebiega na co dzień w branży naftowej pomiędzy



prywatnymi spółkami naftowymi. Rozwiązania, które proponuje się tu dla PGNiG w niczym nie różnią się od typowych rozwiązań „farm-in-farm-out” (wynajmowania i dzierżawienia), które często stosowane są w branży naftowej.

5.6 PGNiG posiada również dużą liczbę małych, nieznaczących złóż. Niektóre mniejsze spółki naftowe mogłyby być zainteresowane zagospodarowaniem niektórych z tych złóż. PGNiG może przekazać pewne mniejsze złoża za 5% udział w wydobyciu oraz zapłatę gotówką. Dałoby to PGNiG nieco dodatkowego wydobycia oraz zapewniłoby zagospodarowanie mniejszych złóż. Obecnie, dla PGNiG nie wydaje się celowym zużywanie własnych ograniczonych wolnych środków finansowych na zagospodarowywanie takich złóż we własnym zakresie.

## B. Koszty i korzyści przyspieszonych poszukiwań

### Możliwości prowadzenia działalności typu „joint-venture”

5.7 Przeprowadzono symulacje finansowe w celu stwierdzenia, (i) czy niektóre aktualnie małe cele poszukiwawcze na polach gazu ziemnego mogą być zaoferowane do współpracy na zasadach „farm-out” małym prywatnym spółkom naftowym oraz (ii) czy niektóre obszary poszukiwawcze należące do PGNiG mogą być odpowiednie dla działania „joint-ventures” na zasadzie udziału w zyskach.

5.8 **Założenia kosztowe:** Symulacje opierały się na pewnych założeniach kosztowych i cenowych, jak niżej:

- Koszty wierceń w Polsce znacznie przewyższają poziom północno amerykański. Z powodu trudnych warunków prowadzenia wierceń, koszty w obszarze karpaccim są wyższe niż na Niżu Polskim.

- PGNiG następująco szacuje koszty wierceń i uzbrojenia otworów:

Głębokość otworu (metry)	Zachodnia Polska (mln USD)	Karpaty (mlnUSD)
1.500	1,1	1,5
2.000	1,5	2,1
2.500	2,1	2,7
3.000	2,7	3,4
3.500	3,4	4,1

- Założono, że ceny na bramie kopalni wynoszą 150 USD za tonę ropy naftowej i 97 USD za tysiąc metrów sześciennych gazu ziemnego, co odpowiada cenom światowym;

- Wzrost cen i inflacji założono na poziomie 3% rocznie.

**5.9 Opłacalność finansowa małych złóż gazu:** Oceniano dwa rodzaje małych złóż gazu, tj.:

1) złożo udostępnione 4 otworami, funkcjonujące w oparciu o 3 otwory produkcyjne i jeden suchy. Początkowa wydajność otworu wynosi 20.000 metrów sześciennych na dobę. Zasoby całkowite wynoszą 180 milionów metrów sześciennych;

2) złożo udostępnione 8 otworami, funkcjonujące w oparciu o 8 otworów produkcyjnych i dwa suche. Początkowa wydajność otworu wynosi 20.000 metrów sześciennych na dobę. Zasoby całkowite wynoszą 527 milionów metrów sześciennych;

5.10 Założono, że na złożo o 4 otworach potrzeba 2 miliony USD na urządzenia techniczne. Dla złoża o 10 otworach potrzeba 4 miliony USD na urządzenia techniczne i 1 milion USD na gazociąg. Założono, że stałe koszty operacyjne są na poziomie 60.000 USD rocznie na otwór oraz 3% kosztów poniesionych. Koszty zmienne założono w wysokości 1 USD na tysiąc metrów sześciennych.

5.11 Wykazano, że rentowność zagospodarowania małego złoża wynosi 5,2% dla złoża o 4 otworach i 7,5% dla złoża o 10 otworach. Wskazuje to, że zagospodarowanie takich złóż na bazie nowych wierceń nie będzie opłacalne ekonomicznie. Dlatego, podjęta przez PGNiG decyzja o nie zagospodarowywaniu większości takich złóż jest logiczna i ekonomicznie uzasadniona.

5.12 Zagospodarowanie takich złóż może być opłacalne jedynie w tych przypadkach, gdzie większość otworów została wykonana w poprzednich latach i poniesione koszty zostały rozliczone. Opłacalne mogą być również złoża o dużo większych zasobach i większej wydajności z otworu. Nie mniej jednak, opłacalność będzie nadal zbyt niska, by można było stawiać wygórowane wymagania w umowach „joint-venture”. Najlepszym sposobem na przekazanie małych złóż małym spółkom naftowym, które mogłyby być zainteresowane w ich zagospodarowaniu, byłoby żądanie od nich niewielkiego udziału w zyskach oraz zapłaty gotówkowej. Zapewniłoby to PGNiG trochę wpływów finansowych i jednocześnie uwolniłoby ją od kłopotów związanych z zagospodarowaniem tych złóż, gdyż byłoby ono przedmiotem zawartej umowy „joint-venture”.

**5.13 Opłacalność finansowa dużych złóż gazu:** Oceniono złożo poszukiwawcze typu BMB. Całkowite zasoby takiego złoża oszacowano na 11 MMT ropy naftowej i 9 BCM wysoko metanowego (bez zawartości azotu) gazu ziemnego.

5.14 Założono, że koszty badań geofizycznych wyniosą 4 miliony USD w ciągu dwóch lat. Koszt wiercenia poszukiwawczego do głębokości 3 000 metrów oszacowano na 3,5 miliona USD. Koszt otworów rozpoznawczych i udostępniających oszacowano na 3 miliony USD. Założono, że w przypadku odkrycia złoża trzeba będzie wykonać 35 otworów eksploatacyjnych oraz około 100 milionów USD trzeba będzie wydać na urządzenia naziemne. Koszty operacyjne oszacowano na poziomie 13 milionów USD

rocznie przy maksymalnym wydobyciu. Maksymalne wydobycie ropy naftowej założono w ilości 900.000 ton rocznie, a maksymalne wydobycie gazu ziemnego 0,5 BCMY.

5.15 Obliczony wskaźnik rentowności (bez uwzględniania ryzyka) wynosi 49,2%, co jest wartością dość atrakcyjną. Wartości maksymalnego ponoszonego ryzyka (ang. *Maximum Sustainable Risk* - MSR) są następujące:

MSR@15%	40,8
MSR@20%	24,6

5.16 Oznacza to, że zależnie od stopnia dyskonta, dla takich celów poszukiwawczych ryzyko może wynosić od 1:40 do 1:24. Możliwe, że obecnie, po odkryciu złoża BMB spółki prywatne ocenią to ryzyko znacznie niżej.

5.17 Przy założeniu, że udział PGNiG wyniesie 50% w okresie poszukiwawczym (bez uwzględniania ryzyka), wskaźnik rentowności spadnie do 45,8%. MSR dla 50-procentowych odsetek zawiera się w następujących granicach:

MSR@15%	12,4
MSR@20%	13,0

5.18 Oznacza to, że na tym obszarze poszukiwawczym maksymalne ryzyko geologiczne wynosi od 1:21 do 1:13, zależnie od zastosowanej stopy dyskonta. Może to być właściwe. Przy uwzględnieniu poprawki na pewien margines błędu, udział w wysokości od 25% do 40% wydaje się realny dla tego rodzaju celów poszukiwawczych.

#### Koszty i korzyści przyspieszonych poszukiwań

5.19 Z wcześniejszych rozmów przeprowadzonych pomiędzy Bankiem Światowym i PGNiG wynika, że 40 - 80 BCM gazu ziemnego może być odkryte na obszarach już objętych koncesjami udzielonymi PGNiG. Aktualnie finansowany przez Bank Światowy projekt - Loan 3215-POL, mimo iż nie jest przedsięwzięciem mającym na celu wyłącznie prace poszukiwawcze, spowodował powiększenie udokumentowanych zasobów gazu o 30 BCM w ciągu ostatnich sześciu lat. Dlatego, powiększenie zasobów o co najmniej taką samą ilość w dziesięcioletnim horyzoncie czasowym jest założeniem raczej konserwatywnym, zwłaszcza tam, gdzie planowane są nowe projekty poszukiwawcze.

5.20 Powiększenie wydobywalnych zasobów ropy naftowej o 20 milionów ton i gazu ziemnego o 20 BCM w obszarach objętych koncesją PGNiG jest także założeniem konserwatywnym i będzie równoważne dwóm odkryciom złóż typu BMB. Licząc bez dyskonta, takie odkrycia przyniosłyby dochody brutto w wysokości 7.800 milionów USD. Opłaty eksploatacyjne i podatki ogółem (bez dyskonta) wyniosłyby 2.400 milionów USD. Przy udziałach rządu 40%, dochód netto PGNiG wyniosłyby 1.600

milionów USD, który przy dyskoncie 15%, osiągnąłby wartość oczekiwaną netto (ang. *Net Present Value* - NPV) około 200 milionów USD.

5.21 Koszty i korzyści programu przyspieszonych poszukiwań w ramach strategii „joint venture” nie są oczywiście pewne, ale w celu dokonania oszacowania korzyści płynących z odkryć dwóch złóż typu BMB, rozpatrywano je w horyzoncie 5 i 10 letnim. Wyniki zestawiono w Tabeli 1 w Streszczeniu niniejszego Raportu. Widać z niej, że program przyspieszony, który pozwala rozpocząć poszukiwania już dzisiaj, daje wartość NPV 522 miliony USD, w porównaniu z wartością NPV 86 milionów USD przy programie realizowanym z opóźnieniem 10 letnim. Różnica 436 milionów USD stanowi o znacznych korzyściach przedsięwzięcia, które byłyby udziałem partnerów „joint-venture”. Podobne korzyści wynikną z wcześniejszego ściągnięcia opłat eksploatacyjnych oraz podatków. Jednakże, korzyści te nie obejmują pełnych kosztów poszukiwań, które poniesie niezależna spółka naftowa, ponieważ powinny one odzwierciedlać jeszcze ryzyko geologiczne, które jest nie kwantyfikowalne. Uwzględnienie tych kosztów zmniejszyłoby korzyści przy uwzględnieniu rzeczywistych kosztów poszukiwań.

### C. Charakterystyka umowy „joint-venture”

5.22 Wzajemne stosunki pomiędzy partnerami „joint venture” (JV) są najczęściej ujmowane w ramy jednej lub więcej umów. Typowe uzgodnienia obejmuje Umowa Uczestnictwa, określająca uczestnictwo lub zainteresowania wykonawcze stron Umowy w realizowaniu koncesji oraz Umowa Operacyjna lub Wspólna Umowa Operacyjna (ang. *Joint Operating Agreement* - JOA), regulująca stosunki pomiędzy stronami umowy w zakresie korzystania z koncesji. Najbardziej istotne warunki wzajemnych uzgodnień JV przedstawiono niżej.

5.23 Wyznaczenie operatora: Typowe rozwiązanie w działalności „joint-venture” polega na wyznaczeniu jednej ze stron umowy jako operatora, którego zadaniem jest bieżąca realizacja zadań. Obowiązki i odpowiedzialność operatora oraz wzajemne stosunki pomiędzy operatorem i innymi partnerami, takie jak prawa do podejmowania decyzji, powinny być dokładnie określone w JOA. W większości przypadków umów typu „joint-venture”, zawieranych pomiędzy międzynarodową spółką naftową i krajową spółką naftowo-gazową kraju goszczącego, na operatora jest wyznaczana spółka międzynarodowa. Jeśli to potrzebne, funkcja operatora jest przyznawana na ustalony okres (na przykład dziesięć lat), podlegający przedłużeniu oraz przeglądowi przed każdym kolejnym przedłużeniem. W umowach joint-venture można również określić uprawnienia pozostałych stron umowy (w szczególności spółki naftowo-gazowej kraju goszczącego) do przejęcia funkcji operatorskiej wraz z upływem ustalonego okresu, lub w innym terminie wzajemnie uzgodnionym przez partnerów JV. Dobrym przykładem na to jest stanowiąca własność państwa, norweska spółka Statoil, która jako spółka państwowa przejęła od jej międzynarodowych partnerów joint-venture operowanie na kilku działkach w norweskiej części Morza Północnego. Pragniemy zalecić, aby

podobne rozwiązania przyjęto jako praktykę w działalności joint-venture pomiędzy PGNiG i jej zagranicznymi partnerami. Najbardziej korzystnym byłoby jednak dla personelu PGNiG, aby jeszcze przed jakimkolwiek przejęciem uprawnień operatorskich mógł on skorzystać z doświadczenia technicznego i managerskiego swoich partnerów joint-venture. Z tej przyczyny zalecamy, aby nie doprowadzać do takich zmian wcześniej niż przed piętnastu laty od czasu zamknięcia fazy poszukiwawczej.

**5.24 Komitety: Techniczny, Doradczy i Nadzoru:** Powszechnie stosowanym elementem w działalności JV jest Połączony Komitet Operacyjny (ang. *Joint Operating Committee* - JOC), który reprezentuje interesy właścicieli spółek. Komitet zbiera się raz na kwartał, lub w innych regularnych terminach, w celu dokonywania przeglądu działań operacyjnych oraz sprawuje ogólny nadzór, kontrolę i zarządzanie wszystkimi sprawami dotyczącymi połączonych operacji, gwarantuje przebieg poszczególnych operacji w myśl zasad i procedur ustanowionych w JOA. Komitet zbiera się również doradnie, na żądanie operatora lub któregośkolwiek z partnerów joint-venture. W miarę potrzeb JOC zazwyczaj powołuje kilka komitetów technicznych i doradczych, które pomagają mu w jego pracach.

**5.25 Finansowanie połączonych operacji:** Operator zazwyczaj opracowuje program prac i budżet roczny oraz przedkłada te dokumenty partnerom JV, którzy dokonują ich przeglądu i zatwierdzenia podczas jednego z regularnych posiedzeń. Ustalenia finansowe powinny być jasno określone w JOA. Partnerzy JV wnoszą zazwyczaj fundusze kapitałowe i fundusze operacyjne w proporcji do ich udziałów oraz zgodnie z postanowieniami zawartymi w umowach.

**5.26 Operacje na wyłączne ryzyko:** Zazwyczaj, w umowach joint-venture zawarta jest klauzula „wyłącznego ryzyka”, która pozwala każdej ze stron JV na wykonanie przedsięwzięcia lub operacji w ramach wspólnie posiadanej koncesji w przypadkach, gdy inny partner lub partnerzy uważają, że dany projekt lub operacja jest technicznie lub ekonomicznie nieuzasadniona. W celu zakwalifikowania operacji jako działania na „wyłączne ryzyko”, zamierzone działania muszą być najpierw szczegółowo przedstawione Połączonemu Komitetowi Operacyjnemu. Jeżeli przedstawiona propozycja nie uzyska aprobaty Komitetu, wówczas zainteresowany partner JV może skorzystać z prawa przeprowadzenia takiego przedsięwzięcia, pod warunkiem, że nie zaszkodzi ono wspólnym operacjom i nie jest sprzeczne z zatwierdzonym programem działania JV. Jeżeli przedsięwzięcie to nie powiedzie się, strona która zdecydowała się na działanie z „wyłącznym ryzykiem” bierze na siebie straty finansowe. Jeżeli jednak przedsięwzięcie zakończy się sukcesem, wówczas strona lub strony, które uprzednio nie wyraziły zgody, mogą zwyczajowo skorzystać z opcji spożytkowania dla swoich celów wyników przedsięwzięcia zrealizowanego na „wyłączne ryzyko”, pod warunkiem wniesienia opłat karnych.

**5.27 Zagospodarowanie ropą naftową i gazem ziemnym po wydobyciu:** Uzgodnienie to określa prawa i obowiązki każdej ze stron JV dotyczące wydobycia i zagospodarowania przypadających im ilości pozyskanej ropy i gazu. Określa również

działania w przypadku, gdy dana strona nie jest w stanie zagospodarować ropy i gazu, do którego ma tytuł.

5.28 Szkolenie: Umowa „Joint-venture”, zawarta pomiędzy wielonarodową spółką naftowo-gazową jako operatorem i PGNiG, powinna zapewnić możliwość korzystania przez kadre PGNiG ze szkoleń obejmujących praktyczną i techniczną wiedzę, przydatną do prowadzenia działalności zarówno w lokalnych operacjach wielonarodowego operatora jak i w jego innych, międzynarodowych operacjach. Byłoby zatem wskazane, aby w umowach JV zostało zawarte zobowiązanie operatora do przeprowadzania pewnych szkoleń na rzecz nie operującego partnera, lub partnerów. Taka klauzula jest powszechnie praktykowana w wielu Wspólnych Umowach Operacyjnych. Jest ona najczęściej wyrażona w kategoriach kwot dolarowych przeznaczanych na prowadzenie kursów szkoleniowych dla kadry nie operującego partnera z równoczesnym wymaganiem od operatora, aby zatwierdził przydział krótkoterminowych zadań służbowych personelowi partnera w działaniach operacyjnych.

## ZAWARTOŚĆ ANEKSU

### TABELE

- Tabela 1: Ceny paliw w Polsce w roku 1997
- Tabela 2: Potencjalne zasoby ropy naftowej i gazu ziemnego w regionach geologicznych Polski
- Tabela 3: Porównanie warunków koncesji międzynarodowych
- Tabela 4: Ramowa struktura Wspólnej Umowy o zagospodarowaniu i eksploatacji złoża
- Tabela 5: Kryteria analizy rentowności i ryzyka

### MAPY

- Mapa 1 System przesyłowy gazu w Polsce
- Mapa 2 Główne struktury geologiczne w Polsce
- Mapa 3 Ropo- i gazonośne regiony w Polsce
- Mapa 4 Mapa obszarów koncesyjnych na ropę naftową i gaz ziemny w Polsce

Tabela 1  
Ceny paliw w Polsce\* w roku 1997  
 (USD/MMBTU - bez podatku)

	USD/MMBTU		USD/MMBTU
<b>Paliwa samochodowe</b>		<b>Elektryczność</b>	
Benzyna super	7,44	Gospodarstwa domowe 1	15,82
Benzyna bezołowiowa	7,12	Gospodarstwa domowe 2	10,96
Olej napędowy	6,79	Handel, usługi	20,17
		Przemysł	10,08
<b>Gaz ziemny</b>		<b>Lekkie oleje opałowe</b>	
Gospodarstwa domowe 1	5,53	Gospodarstwa domowe	6,46
Gospodarstwa domowe 2	5,22	Handel, usługi	7,43
Handel, usługi	4,30	Średnie zakłady przemysłowe	5,67
Średnie zakłady przemysłowe	4,00		
Duże zakłady przemysłowe	4,00	<b>Ciężkie oleje opałowe</b>	2,76
		<b>Węgiel</b>	
<b>Gaz płynny</b>	10,3 (szacunkowo)	Gospodarstwa domowe	4,16
		Średnie zakłady przemysłowe	1,86

Źródło: Centrum Informatyki Energetyki, Warszawa

\* Ceny oparte o dolną wartość opałową



## Tabela 2

### Potencjalne zasoby ropy naftowej i gazu ziemnego w regionach geologicznych Polski

Potencjalne zasoby ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce przedstawiono tu w nawiązaniu do czasu geologicznego, począwszy od formacji najstarszych, a kończąc na najmłodszych, w odniesieniu do Rysunku 2 w niniejszym Aneksie.

**Obszary nie rokujące perspektyw:** Wyniesienie mazursko-suwalskie i masyw sudecki oraz śląskie zagłębienie węglowe są obszarami nie rokującymi perspektyw odkrycia konwencjonalnych zasobów ropy i gazu, w znaczeniu.

**Kambr, ordowik i sylur:** Piaskowce środkowego kambru zawierają małe złoża ropy naftowej i gazu ziemnego zlokalizowane we wschodniej części wód przybrzeżnych Polski, w regionie kaliningradzkim (Rosja) oraz na Litwie. Formacje te znajdują się w tych obszarach na głębokości około 2.000 metrów. W tych formacjach jest położone przybrzeżne złożo ropy naftowej B3. Formacje te występują także na Synekliizie Bałtyckiej i na Nizinie Podlaskiej. Jednakże złoża w tych strefach występują na głębokości od 4.000 do 5.000 metrów.

**Dewon:** Formacje dewońskie występują w niecce brzeżnej. W warstwach dewońskich nie odkryto dotychczas złóż ropy ani gazu o znaczeniu komercyjnym. Jest możliwe, że w spękanych strefach wapieni znajdują się obiekty do poszukiwań.

**Dolny karbon:** Pewne małe złoża odkryto w formacjach dolnego karbonu, a w tym złoża na Przedgórzu Karpackim. Skałami zbiornikowymi mogą być piaskowce pochodzenia morskiego i rzecznoego.

**Górny karbon:** Osady górnego karbonu zawierają większość pokładów węgla kamiennego w Polsce. Ponad formacjami górnego karbonu nie występują pokłady uszczelniające i dlatego w tych formacjach nie znaleziono złóż ropy ani gazu. Jediną możliwością stwarza metan z pokładów węgla.

**Dolny perm (czerwony spagowiec):** Dolno-permskie formacje czerwonego spagowca zawierają te same miąższe pokłady piaskowców rzecznych i eolicznych, które tworzą zbiorniki dużych złóż gazu w Holandii i w południowej części Morza Północnego. Większość dużych złóż gazu ziemnego w zachodniej części Niżu Polskiego występuje w tych formacjach na Przedgórzu Sudeckim. Wysokie prawdopodobieństwo przyszłych odkryć, łącznie z dużymi złożami gazu ziemnego, istnieje na obszarze Przedgórza tam, gdzie formacje znajdują się na jeszcze osiągalnej głębokości wierceń. Północna część tej strefy jest ograniczona znacznym obniżeniem zalegania formacji czerwonego spagowca do głębokości około 8.000 metrów, w niecce mogileńsko-miechowsko-szczecińskiej. Formacje te występują także na głębokości osiągalnej wierceniami w

Antyklinorium Środkowopolskim. Kilka złóż gazu napotkano w tych formacjach w pobliżu wybrzeża Morza Bałtyckiego. Pułapkami są uskoki i siodła oraz pułapki stratygraficzne.

**Górny perm (cechsztyńskie):** Formacje górnego permu (cechsztyńskie) zawierają większe złoża ropy naftowej i gazu ziemnego. Potencjalnymi zbiornikami w tych formacjach są dolomity rafowe. Skałami źródłowymi są łupki lagunowe. Formacje te występują na głębokości osiągalnej wierceniami w czerwonym spągowcu, na Przedgórzu Sudeckim i Antyklinorium Środkowopolskim. Ostatniego dużego odkrycia BMB (10 milionów ton ropy naftowej i 10 BCM gazu ziemnego) dokonano na Przedgórzu Sudeckim, w pobliżu Gorzowa Wielkopolskiego. Cechsztyńskie jest atrakcyjnym celem poszukiwawczym, ponieważ znajduje się płycej niż czerwony spągowiec. Odkrywane złoża zawierają ropę naftową i gaz ziemny.

**Mezozoik:** Formacje mezozoiczne obejmują większą część zachodniej Polski i występują także na Przedgórzu Karpackim i w Karpatach fliszowych. W formacjach mezozoicznych Polski zachodniej nie znaleziono złóż ropy naftowej ani gazu ziemnego. W formacjach kredowych Karpat fliszowych oraz w formacjach kredowych i jurajskich Przedgórza Karpackiego znajduje się kilka złóż ropy i gazu. Z przyczyn znacznego zaangażowania tektonicznego tego obszaru, wszystkie znajdujące się tam złoża są małe.

**Trzeciorzęd:** Formacje trzeciorzędowe Karpat fliszowych, a zwłaszcza formacje miocenijskie na Przedgórzu Karpackim zawierają większość znajdujących się w tym regionie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Jednakże, uważa się, iż ropa i gaz są tu pochodzenia paleozoicznego i w trakcie formowania się złóż uległy przemieszczeniu w górę. Dlatego, z powodu intensywnej tektoniki, również i te złoża są małe.

\*

Z punktu widzenia poszukiwań międzynarodowych, Monoklina Przedśudecka jest bezsprzecznie obszarem najbardziej atrakcyjnym pod przyszłe poszukiwania. Taki stan wynika z przyczyn zarówno udokumentowanych zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego, jak również z relatywnie małego ryzyka geologicznego oraz pozostających tam jeszcze możliwości istnienia stosunkowo dużych złóż gazu o zawartości od 100 BCF do 1 TCF i złóż ropy od 2 do 10 MMT. Atrakcyjne jest także Antyklinorium Środkowopolskie w pobliżu wybrzeży bałtyckich. Pewien stopień atrakcyjności mają również Karpaty fliszowe i Przedgórze Karpackie, chociaż prawdopodobieństwo dużych odkryć jest tu bardzo małe. Pozostały obszar Polski trzeba na razie traktować jako względnie nieatrakcyjny. Prowadzenie poszukiwań dla większej części tego obszaru jest nieuzasadnione ekonomicznie, albo z powodu zbyt głębokiego położenia złóż i związanych z tym wysokich kosztów i/lub z przyczyny, iż ryzyko geologiczne jest tam po prostu zbyt wysokie. Poszukiwania na tym obszarze mogłyby się koncentrować tylko na bardzo ryzykownych przedsięwzięciach, których celem byłoby znalezienie dużych złóż.

TABELA 3

PORÓWNANIE WARUNKÓW KONCESJI MIĘDZYNARODOWYCH DLA NIEKTÓRYCH KRAJÓW

	POLSKA	PAKISTAN	HISZPANIA	FRANCJA	WIELKA BRYTANIA
Warunki ogólne	<p>Ustawa z 4 lutego, 1994 roku „Prawo Geologiczne i Górnicze” przyznaje Skarbowi Państwa własność złóż kopalin nie stanowiących części nieruchomości gruntowej. Jednakże, prawo udzielania koncesji i negocjowania warunków użytkowania górniczego zostało delegowane na Ministra Ochrony Środowiska Zasobów Naturalnych i Leśnictwa. Do prowadzenie poszukiwań i eksploatacji upoważniają dwa odrębne dokumenty: (i) Umowa o Ustanowienie Użytkowania Górniczego, (ii) decyzja Ministra OŚZNiL (koncesja). Umowa o Ustanowienie Użytkowania Górniczego dla spółek zagranicznych jest bardziej szczegółowa w swej treści niż dla POGC, krajowej spółki naftowo-gazowej</p>	<p>W 1986 roku uchwalono Pakistańskie Zasady Poszukiwania i Wydobywania Ropy Naftowej, które zastąpiły Pakistańskie Zasady Wydobywania Ropy Naftowej z 1949 roku</p> <p>Niżej podane opisy zaczęły być z wzoru Umowy Naftowej z 1994 roku</p>	<p>Przedstawione tu opisy opierają się na Prawie Naftowym z 1974 roku, W 1984 roku przeorganizowano (Ustawa 45/1984) państwowy przemysł naftowy, głównie w celu dostosowania go do wymagań związanych z wejściem do UE.</p>	<p>Już w roku 1956 opublikowano Prawo Górnicze, a dekretem z 1981 roku zatwierdzono wzór koncesji eksploatacyjnej na węglowodory. Pierwotne ustalenia zostały następnie zmodyfikowane kilkoma innymi ustawami, poprawkami i dekretemi.</p>	<p>Krajową Agencją jest Departament Energii, który przyznaje licencje w rundach licencyjnych, które odbywają się co dwa lata. Od czasu zniesienia BNOC w 1985 roku nie istnieje żadna państwowa spółka naftowa.</p> <p>Poniżej przytoczone warunki dotyczą obszarów morskich</p>

Warunki kontraktu	<p><b>Poszukiwania:</b> 3 lata z możliwością prolongaty na następne 3 lata (maksimum). Poszukiwania możliwe także w trakcie fazy eksploatacyjnej (faktycznie: dwa 3-letnie etapy, z możliwością wycofania się po wypełnieniu zobowiązań - przyp. tłum.)</p> <p><b>Eksploatacja:</b> Negocjowalne (20 - 30 lat z możliwością dalszego przedłużania do czasu trwania produkcji komercyjnej). Umowa o ustanowienie użytkownika górniczego pozostaje ważna przez okres ważności koncesji.</p>	<p><b>Zezwolenie „rekonesansowe”:</b> Jednoroczne prawo bez wyłączności, odnawialne za zgodą rządu.</p> <p><b>Licencja Poszukiwawcza:</b> Na okres 3-letni, odnawialna na następne 3 okresy (5 okresów dla obszarów morskich) nie dłuższe niż 1 rok każdy. Obejmuje maksymalnie 2.500 km<sup>2</sup> z wyłącznością prawa poszukiwań, w tym wiercen.</p> <p><b>Licencja na Zagospodarowanie i Wydobycie:</b> Maksymalnie na 125 km<sup>2</sup> bez ograniczenia liczby dzierżawień przez licencjanta. 20 lat lądowa i 25 lat morska.</p>	<p><b>Zezwolenie na Poszukiwania:</b> wyłączność praw do obszarów określonych na poszukiwania.</p> <p><b>Lądowe:</b> Wstępna ważność 6 lat, I przedłużenie 3 lata; II przedłużenie 2 lata; III przedłużenie 3 lata.</p> <p><b>Morskie:</b> Wstępna ważność 2 lata, I przedłużenie 6 lat; II przedłużenie 3 lata; III przedłużenie 3 lata.</p> <p>Trzeciego przedłużenia udziela się tylko jeżeli znaleziono węglowodory o charakterze komercyjnym.</p> <p><b>Koncesja Eksploatacyjna:</b> Okres 30-letni przedłużany na dwa kolejne okresy 10-letnie.</p>	<p><b>Zezwolenie na Poszukiwania:</b> Przyznawane indywidualnie spółce, prawo wyłączności do poszukiwań ropy naftowej i gazu ziemnego w obszarze określonym w zezwoleniu.</p> <p>Maksymalny czas 5 lat i dwa przedłużenia po 5 lat każde.</p>	<p>Licencja wydawana jest na wstępny okres 6 lat. Pięćdziesiąt procentowe zwolnienie obszaru, po którym następuje 30-letnia licencja na fazę przygotowawczą i wydobywczą.</p>
Rozmiary bloku koncesyjnego	1.200 km <sup>2</sup> (maks.)	<p><b>Licencja poszukiwawcza:</b> 2.500 km<sup>2</sup> (maks.)</p> <p><b>Licencja eksploatacyjna („naftowa”):</b> 125 km<sup>2</sup> bez ograniczenia na liczbę licencji.</p>	<p>Zależnie od stref geograficznych:</p> <p>Strefa A: 100 do 400 km<sup>2</sup></p> <p>Strefa B: już nie dotyczy</p> <p>Strefa C: 100 do 100 km<sup>2</sup></p> <p>Ograniczenia na krotkość posiadania</p>	Bez ograniczeń obszarowych	<p>Bloki na Morzu Północnym mają zazwyczaj rozmiary od 250 do 300 km<sup>2</sup></p>

<p>Oplaty koncesyjne i inne</p>	<p>Oplaty za koncesję poszukiwawczą i eksploatacyjną (tj. koncesję łączną) płatne w PLN. Kwoty nie wyspecyfikowane negocjowane). Dodatkowo, opłata za użytkowanie górnicze zleżna od wartości zasobów w złożu, do negocjacji pomiędzy spółką i Skarbem Państwa</p>	<p>Niewielkie opłaty rejestracyjne</p>	<p>Niewielkie opłaty rejestracyjne</p>	<p>Niewielkie opłaty rejestracyjne</p>	<p>Niewielkie opłaty manipulacyjne</p>
---------------------------------	--	--	--	--	--

Opłaty dodatkowe (tzw. „bonus”)	Żadne	Opłata od wydobywcy, w mln USD: 0,5 (od rozpoczęcia wydobywania), 1,0 (od łącznego wydobywania 30 MMBOE), 1,5 (60 MMBOE), 5,0 (80 MMBOE), 5,0 (100 MMBOE)	Nie	Nie	Nie
Uczestnictwo rządu	Nikt nie ma takiego mandatu. Znaczna część obszaru jest zarezerwowana dla POGC. W swoim obszarze POGC może negocjować warunki umów joint-venture	Rząd wymaga udziałów w zyskach w kwocie do negocjacji. Wzór kontraktu opiewa na 5% udział rządu (lecz bez rządowego udziału w poszukiwaniach). Rząd może podwyższyć swoje udziały w przypadku odkrycia, do 15% w Strefie 1 (wysokie ryzyko, duży koszt); do 20% w Strefie 2 (średnie ryzyko, wysoki koszt); lub do 25% w Strefie 3 (średnie ryzyko, koszt średni lub mały). W każdym przypadku, rząd refunduje 5% poszukiwan. Uczestnictwo rządu poprzez Oil & Gas Development Corporation (OGDC)	Nie wymagane. Jednakże, uczestnictwo Repsol podlega negocjacji lub może być warunkiem przetargu Udział Repsol w aktualnych licencjach, w których nie jest on operatorem, waha się w większości przypadków od 25 do 40%, lecz nie obligatoryjnie.	Nie	Nie

Zwalnianie obszarów	Zwolnienie nie jest wymagane po pierwszym okresie poszukiwań. Tylko obszary zagospodarowane są zatrzymywane po sześcioleternej fazie poszukiwań. Jednakże, istnieje możliwość ciągłych poszukiwań w obszarach eksploatacyjnych.	20% na koniec okresu poszukiwań wstępnych. Dodatkowo 30% na koniec drugiego przedłużenia.	<u>Lądowe:</u> 25% zwolnienie po każdym przedłużeniu okresu poszukiwań; 50% obszaru zatrzymywane przy III przedłużeniu. <u>Morskie:</u> Odpowiednio, 30% i 20% zwolnienia po pierwszym i drugim przedłużeniu; 50% zatrzymywane przy trzecim przedłużeniu.	50% zwolnienia przy pierwszym przedłużeniu poszukiwań. Przy II przedłużeniu następuje zmniejszenie o 25%, do obszaru obejmującego 37,5% pierwotnego obszaru. Obszar koncesyjny nie może być mniejszy niż 175 km <sup>2</sup> .	50% zwolnienia po upływie terminu wstępnych poszukiwań.
---------------------	---	---	--	---	---

<p>Zobowiązania wykonawcze</p>	<p>Zobowiązania wykonawcze podczas pierwszego 3-letniego okresu poszukiwań: (i) regionalna ocena w ramach jednego lub więcej bloków, (ii) określenie wstępnego obszaru poszukiwawczego, które zawiera pozyskanie danych sejsmicznych, (iii) jeden otwór w ramach obszaru użytkowania górniczego; W ciągu drugiego okresu 3-letniego: Otwór poszukiwawczy w każdym bloku, który nie został zwolniony lub zbadany otworem poszukiwawczym.</p>	<p>Minimum wydatków na fazy poszukiwawcze podlega negocjacji.  <b>Nakłady na cele społeczne:</b>          Konieczność realizacji programów społecznych, poczynając od 20 000 USD przy wydobyciu poniżej 2 000 BOE/dobę, rosnąco ze wzrostem wydobycia, do 250 000 USD przy wydobyciu powyżej 50 000 BOE/dobę  <b>Badania na obszarach morskich:</b> Po odkryciu złoża o charakterze komercyjnym na morzu, spółka przeznacza 2% zatwierzonego budżetu na prace badawcze oraz projekty rozwojowe.          Minimum postępu wierceń - jeden otwór na rok.</p>	<p>Minimalne wymagania inwestycyjne ustalone kwotowo na hektar. Kwoty rosną wraz z kolejnymi fazami poszukiwań.</p>	<p>Spółka zobowiązuje się do poniesienia wydatków na pewnym poziomie (kwoty nie są narzucone, lecz typowy wydatek roczny wynosi od 5,000 do 10 000 franków na km<sup>2</sup> rocznie). Minimalne poziomy nakładów inwestycyjnych ulegają zmniejszeniu proporcjonalnie do przedłużeń. Jeżeli, np., w pierwszym 5-letnim okresie wydano 10 mln franków, spółka musi wydać minimum 3 mln franków w drugim 3-letnim okresie, po 50% zwolnieniu.</p>	<p>Zobowiązania wykonawcze są negocjowane i traktowane są poufnie. Obejmują badania geofizyczne i wiercenia.</p>
--------------------------------	---	--	---	---	--



<p>Warunki podatkowe</p>	<p>Oplata eksploatacyjna: 6% za ropę naftową i gaz ziemny.  <b>Podatek:</b> zależnie od aktualnej stawki: 40% w 1996 r., zmniejszającej się o 2% rocznie do 32% w roku 2000</p>	<p>Oplata eksploatacyjna: 12,5%  <b>Podatek:</b> Oplata eksploatacyjna i podatek podlegają łącznej należności w wysokości 50% za Strefę 1; 52,5% za Strefę 2; i 55% za Strefę 3.</p>	<p><b>Podatek naftowy:</b> naliczany z hektara, rocznie, jak niżej:  <u>Zezwolenie na Poszukiwania:</u>  pesety/ha/rok  Wstępne zezwolenie 1  Podczas I przedłużenia 2  Podczas II przedłużenia 4  Podczas III przedłużenia 4  <u>Koncesje eksploatacyjne:</u>  Podczas pierwszych 5 lat 25  następne 5 lat 70  następne 5 lat 185  następne 5 lat 230  następne 5 lat 185  następne 5 lat 95  każde nast. przedl. 70   <u>Ogólny podatek dochodowy od spółek</u> 35%  Nie ma podatku od dywidend.  Zwolnienie od podatków lokalnych i prowincjalnych.   Ulga od wyczerpania się zasobów: 25% ogólnej wartości brutto sprzedanych węglowodorów lub 40% podstawy opodatkowania, co niższe. Ulga ta jest wolna od podatku, jeżeli odłożone zyski zostaną w ciągu 5 lat zainwestowane w dalsze prace poszukiwawcze w Hiszpanii.  Kredyt podatkowy od inwestycji: do nowych aktywów stosuje się 5% kredyt podatkowy.</p>	<p>Oplata eksploatacyjna:  0% od wydobycia do 29 Mmcf/dobę i 5% od nadwyżki powyżej tej ilości.   <b>Podatek dochodowy od spółek:</b> 33,3% plus 10% narzutu. Amortyzacja liniowa. Ulga od wyczerpania się zasobów: 23,5% od zysku brutto lub 50% od zysku netto. Ulga ta musi zostać użyta do ponownego zainwestowania.   <b>Podatek lokalny i departamentowy:</b> 23,7 Frfr od tysiąc a metrów sześciennych.</p>	<p>Czynsze: począwszy od 410 GBP za km2 rocznie i rosnaço w czasie do 7.050 GBP za km2 za lata od 21 do 37.   <b>Podatek dochodowy od spółek:</b> 33%. Koszty poszukiwań rozliczane w roku ich poniesienia. Koszty otworów i urządzeń oparte na 25% amortyzacji degresywnej. Brak ograniczenia okresu poboru podatków.</p>
--------------------------	---	--	--	--	--

Przepisy dot. gazu ziemnego	Brak specjalnych przepisów	Gaz towarzyszący może być spalany za specjalnym zezwoleniem Prezydenta. Prezydent może zdecydować o zagospodarowaniu gazu towarzyszącego.	Gaz towarzyszący podlega procedurze właściwego zagospodarowania złoża	Gaz towarzyszący podlega procedurze właściwego zagospodarowania złoża	Gaz towarzyszący podlega procedurze właściwego zagospodarowania złoża
Szkolenie	Tak. Roczne wydatki do negocjacji.	Spółka wydatkuje minimum 10 000 USD rocznie na szkolenie. W przypadku dokonania odkrycia o charakterze komercyjnym kwota ta zostaje zwiększona do 25 000 USD rocznie.	Nie dotyczy	Nie dotyczy	Nie dotyczy
Postępowanie arbitrazowe	Postępowanie arbitrazowe będzie prowadzone w Warszawie, w języku polskim, zgodnie z zasadami UNCITRAL, Komisji ONZ d/s Międzynarodowego Prawa Handlowego	Spory pomiędzy Pakistanem i inwestorem zagranicznym będą rozstrzygane w postępowaniu arbitrazowym w Pakistanie, zgodnie z „Konwencją o rozstrzygnięciu sporów inwestycyjnych pomiędzy państwami i obywatelami innych państw”, lub alternatywnie, zgodnie z zasadami Arbitrażu Międzynarodowej Izby Handlowej. Spory pomiędzy pakistańskimi inwestorami i rządem Pakistanu będą rozstrzygane zgodnie z Ustawą Arbitrażową, z 1940 roku.	Nie dotyczy	Nie dotyczy	Jeżeli w koncesji nie przewidziano inaczej, spory powinny być rozstrzygane w toku postępowania arbitrazowego.

Stabilizacja	Utrzymanie równowagi ekonomicznej pomiędzy stronami podlega negocjowaniu w przypadku, gdyby zmiana przepisów prawnych w Polsce spowodowała ujemne skutki ekonomiczne.	Brak	Nie dotyczy	Nie dotyczy	Nie dotyczy
Ceny ropy i gazu dla celów określenia podatków i opłat eksploatacyjnych	Dla celów podatkowych: oparte o ceny rynkowe. Dla celów opłat eksploatacyjnych: stosuje się system kosztów plus marża	W całym Pakistanie ceny ropy opierają się o ekwiwalent importowy. Karaczi: Ceny gazu opierają się o równoważne ceny ropy naftowej, następująco: Strefa 1: 77,5% ceny ropy naftowej Strefa 1: 75,0% ceny ropy naftowej Strefa 1: 72,5% ceny ropy naftowej	Ceny dla celów opłat eksploatacyjnych będą ustalone przez rząd i regulowane okresowo według rynku międzynarodowego	Oparte o ceny rynkowe	Oparte o ceny rynkowe
Wygaśnięcie	Przez Spółkę: z 60-dniowym wypowiedzeniem. Przez Ministra: Spółka otrzymuje 90-dniowy termin na naprawienie szkód materialnych według umowy oraz 60-dniowe wypowiedzenie w przypadku nie naprawienia tych szkód	Rezygnacja możliwa po zrealizowaniu wszelkich zobowiązań wykonawczych i za 30-dniowym wypowiedzeniem. W przypadku wypowiedzenia, rząd przekazuje 60-dniowe zawiadomienie celu naprawy szkody.	Zezwolenia i koncesje mogą być unieważnione jeżeli spółka nie stosuje się do wymagań przepisów prawnych	Zezwolenia i koncesje mogą być unieważnione jeżeli spółka nie stosuje się do wymagań przepisów prawnych	Zezwolenia i koncesje mogą być unieważnione jeżeli spółka nie stosuje się do wymagań przepisów prawnych

<p>Sila wyższa (<i>Force majeure</i>)</p>	<p>Wszelkie prawa i obowiązki będą przeniesione na okres równowazny opóźnieniu spowodowanemu przez silę wyższą plus okres czasu niezbędny do przywrócenia operacji do ich stanu normalnego</p>	<p>Stosuje się zasady <i>Force majeure</i>. Jednakże, w przypadku, gdy sila wyższa działa przez okres dłuższy niż 3 lata, nieprzeliczenie w okresie początkowym, lub po jego jakikolwiek przedłużeniu, każda ze stron może odstąpić od umowy za 3-miesięcznym wypowiedzeniem</p>	<p>Nie dotyczy</p>	<p>Nie dotyczy</p>	<p>Nie dotyczy</p>
---	--	--	--------------------	--------------------	--------------------

#### Tabela 4

##### Ramowa struktura Wspólnej Umowy o zagospodarowaniu i eksploatacji złoża

Niżej przedstawiono szkic zalecanych głównych artykułów, które powinny się znaleźć we Wspólnej Umowie o zagospodarowaniu i eksploatacji złoża pomiędzy PGNiG a spółką wielonarodową - partnerem PGNiG w joint-venture. Gdyby PGNiG zdecydowała się wstąpić na drogę działania „joint-venture”, konieczne będzie wówczas opracowanie szczegółowej umowy JV, która może wymagać włączenia jeszcze dodatkowych artykułów.

**Definicje:** Artykuł zawierający definicje słownictwa zastosowanego w Umowie.

**Udziały i prawo głosu (decydowania):** Artykuł ten określa udziały każdego partnera w spółce joint-venture. Są one zazwyczaj takie same jak udziały w prawach i obowiązkach określonych w koncesji. Wyrażone tu będą wszelkie wymagania częściowego lub pełnego udziału PGNiG w trakcie trwania poszukiwań i zagospodarowania. Prawo głosu (decydowania) pozostaje zazwyczaj w proporcji do posiadanych udziałów przez każdego z partnerów.

**Komitet Operacyjny:** Jest to kluczowy artykuł Umowy, który stanowi o utworzeniu Komitetu Operacyjnego - jego składzie, uprawnieniach i obowiązkach, posiedzeniach, procedurach oraz właściwości do powoływania podkomitetów: technicznego, finansowego i innych specjalistycznych podkomitetów.

**Prawa i obowiązki operatora:** Właściwe funkcjonowanie wyznaczonego operatora jest kluczem do sukcesu w działalności joint-venture. Dlatego istotne jest określenie w jasny sposób praw, obowiązków i oczekiwanych norm funkcjonowania operatora. W artykule tym stwierdza się fakt wyznaczenia operatora oraz określa się jego kompetencje i odpowiedzialność za codzienne, bezpośrednie nadzorowanie przebiegu operacji i kierowanie nimi. Określa się stosunki operatora z udziałowcami. W artykule tym zawiera się także klauzula dotycząca zmian poszczególnych punktów zakresu działania operatora, jego rezygnacji i warunków odwołania operatora, a także procedury jego zastąpienia (wymiany).

**Plan działania i budżet:** Artykuł określa opracowywanie przez operatora rocznych planów działania i przedkładania ich Komitetowi Operacyjnemu, a także proces zatwierdzania planów i budżetu.

**Finansowanie wspólnych operacji:** Ten artykuł traktuje o zagadnieniach współfinansowania, realizacji terminowych płatności, pokrywania wspólnych wydatków operacyjnych oraz konsekwencji zaniechania przez którąkolwiek ze stron dokonywania płatności w przewidzianych terminach, a także o otwarciu wspólnego

rachunku bankowego, raportach finansowych i zeznaniach podatkowych, audytach wewnętrznych i audytach wspólnego rachunku bankowego.

**Operacje wyłącznego ryzyka:** Określa się tu warunki operacji wyłącznego ryzyka, prawa każdego z partnerów do proponowania operacji wyłącznego ryzyka oraz w jaki sposób partner nie-proponujący może zdecydować się na udział w nich (z konsekwencją przekształcenia operacji wyłącznego ryzyka we wspólną operację), a także korzystanie ze wspólnego majątku oraz personelu operatora do wykonywania operacji wyłącznego ryzyka. Artykuł określa też rodzaje operacji i wydobycia na wyłączne ryzyko oraz używany do nich sprzęt i urządzenia techniczne. Specyfikuje kary umowne wymierzone sprzeciwiającemu się partnerowi, który następnie zdecydował się uczestniczyć w operacji wyłącznego ryzyka uwieńczony sukcesem.

**Dysponowanie surowa ropa i gazem po wydobyciu:** Każdy właściciel interesów roboczych lub partner w spółce joint-venture ma normalnie prawo do wydobycia na powierzchnię i odrębnego zagospodarowania przypadającej mu ilości pozyskanej ropy i gazu. Nie zagospodarowanie przez któregokolwiek z partnerów, z jakichkolwiek powodów, określonych ilości produktu może mieć ujemny wpływ zarówno na operacje prowadzone przez pozostałych partnerów, jak też na ich prawa wydobywcze. Zagadnienia te są przedmiotem niniejszego artykułu, a także procedura i specjalne działania, które zostaną podjęte w przypadku konieczności zagospodarowania wydobytej ropy i gazu.

**Postępowanie z informacja uzyskana w wyniku operacji:** Omawia się tu kwestię postępowania z informacjami i danymi zgromadzonymi w wyniku realizowania operacji, które zwyczajowo przechowuje operator. Informacje te oraz dane będą dostępne i duplikowane dla partnerów spółki joint-venture, na ich żądanie.

**Szkolenie:** Operator zapewnia wszelkie urządzenia (miejsce i wyposażenie) potrzebne do prowadzenia szkoleń personelu partnerów nie-operacyjnych w operacjach realizowanych przez spółkę joint-venture. Operator zazwyczaj akceptuje wszelkie rozsądne propozycje zatrudnienia (przydziału zadań) u niego w celu szkolenia personelu partnera nie-operacyjnego. Takie zadania określa się w tym artykule, wraz ze specyfikacją czasu ich realizacji, zakresu obowiązków, terminów i innych warunków wspólnie uzgodnionych przez obie strony.

**Ubezpieczenie:** Operator uzyska polisę ubezpieczeniową na wspólnie prowadzone operacje, jak też na wspólnie posiadany sprzęt oraz rachunek bankowy spółki joint-venture. Dodatkowe, czy też alternatywne ubezpieczenia mogą poczynić również poszczególni partnerzy JV. Szczegółowa treść tego artykułu zależy od postanowień umowy koncesyjnej oraz od właściwych przepisów prawnych określających warunki ubezpieczeniowe w Polsce.

**Inne artykuły:** W innych artykułach zostaną uregulowane takie zagadnienia jak wnoszenie opłat eksploatacyjnych i podatków polskim organom (indywidualnie lub

wspólnie), sprawy arbitrażu i właściwości prawnej, siły wyższej (*Force Majeure*) oraz wszelkie inne sprawy istotne dla celów realizacji poszczególnych przedsięwzięć w ramach danej spółki joint-venture.

## Tabela 5

### Kryteria analizy rentowności i ryzyka

W niniejszym Studium przywołano szereg różnych kryteriów. Zostaną one krótko omówione niżej.

**Graniczna stopa dyskontowa** (ang. *Rate of Return - ROR*) - Jest to Miara oceny inwestycji określająca jaką ilość odsetek od zainwestowanego kapitału jest w stanie zapewnić dane przedsięwzięcie. Wskaźnik ten jest więc miarą rentowności inwestycji. Na przykład, jeżeli ROR wynosi 12%, inwestycja jest korzystna, podobnie jak w przypadku pożyczki, która przynosi udzielającemu 12% odsetek.

Im wyższa rentowność, tym inwestycja jest bardziej dochodowa. W przemyśle naftowym poszukuje się zazwyczaj 25% i większych ROR. ROR jest również miarą zdolności osiągnięcia dochodu. ROR nie zapewnia wglądu w wielkość zysku na potencjalnym, długoterminowym wzroście aktywów. ROR jest szczególnie dobrym kryterium miary dochodowości krótko- i średnioterminowej. Wysoka ROR oznacza, że inwestycja owocuje zazwyczaj szybkim odzyskaniem zaangażowanego kapitału i znacznym zyskiem bezpośrednio po takim odzyskaniu.

**Zysk zdyskontowany** ( ang. - *Net Present Value - NPV*) - Jest to miara oceny inwestycji odpowiadająca sumie zdyskontowanego strumienia finansowego netto, obliczonej dla całego okresu realizacji i funkcjonowania inwestycji. Dla obrotów wyrażonych w dolarach amerykańskich, rządy i spółki naftowe analizują NPV według stopy dyskontowej pomiędzy 15 i 25%. Spółki naftowe preferują duże wartości NPV przy stopie dyskontowej 15%, w przeciwnym razie nie uzyskuje się atrakcyjnej nadwyżki ponad koszt kapitału. Wartość NPV przy 15% jest ważnym wskaźnikiem wielkości zysków, które można osiągnąć z danej inwestycji.

Wartość NPV przy 15% stopie dyskontowej jest również dobrym kryterium miary sumy zysków oraz określenia opłacalności danego przedsięwzięcia w kategoriach średnio- i długoterminowych. Wysoki NPV przy 15% zazwyczaj świadczy o trwałej opłacalności długoterminowej.

Jest również dobry wskaźnik wartości zasobów ropy naftowej, które można odkryć i eksploatować. Wartość NPV przy 15% zapewnia dobrą bazę do ustalenia możliwej ceny sprzedaży złoża ropy lub wartości kredytowej, którą bank może przypisać danemu złożu.

**NPV na baryłkę** (ang. *NPV per bbl*) - Ważnym dla inwestora wskaźnikiem w przedsięwzięciach naftowych i gazowych jest możliwość uzyskania NPV generowanego przez dane przedsięwzięcie przy 15% na jedną baryłkę. Wartość tę oblicza się w wyniku podzielenia uzyskanego NPV przy 15% przez całkowitą wielkość wydobycia z danego złoża. W przypadku udziału państwa w formie czerpania odsetek,



wydobycie ropy opiera się na zasobach całkowitych, nie zaś na zasobach posiadanych przez inwestora.

**Uzysk Państwa** (ang. *Government Take - GT*) - GT jest to procent zarabiany przez Państwo z tzw. „renty ekonomicznej” (tj. renty kompensującej koszty, np. ziemi, budowy itp. - przyp. tłum.). Rentę ekonomiczną definiuje się w tym przypadku jako dochód brutto pomniejszony o wszystkie koszty inwestycyjne i operacyjne na bazie kapitałowej. GT można ustalać przy różnych stopach dyskontowych. GT przy 0%, lub GT bez dyskonta, stosuje się często w rozważaniach dotyczących systemów podatkowych.

Wyjaśnienie istoty GT można poprzeć następującym przykładem w oparciu o ogólne warunki złoża:

Dochód brutto	200 milionów USD
<i>minus:</i>	
Inwestycje	50 milionów USD
Koszty operacyjne	30 milionów USD
Renta ekonomiczna	120 milionów USD
<i>minus:</i>	
Do zapłaty Państwu	85 milionów USD
Zysk netto	35 milionów USD

W przykładzie tym, GT wynosi 85 milionów USD podzielone przez 120 milionów USD, lub 70,8%.

**Uzysk Spółki** (ang. *Company Take*) - Uzysk Spółki wynosi 100% minus GT. Innymi słowy, jeżeli uzysk Państwa wynosi 70,8%, uzysk Spółki wyniesie automatycznie 29,2%. Tak jest w przypadku przykładu z niniejszego Studium, ale nie jest tak zawsze. Czasem, także inne strony, jak na przykład właściciele gruntów, odbiorcy produktu, instytucje finansowe lub inne jednostki, mają swoje udziały w rencie ekonomicznej.

**Maksymalne ponoszone ryzyko** (ang. *Maximum Sustainable Risk - MSR*) - Jest to iloraz wskazujący krotność odzyskania przez spółkę jej inwestycji (netto) zaangażowanej w poszukiwania w przypadku konkretnego odkrycia. MSR jest zatem z definicji wskaźnikiem maksymalnego ryzyka geologicznego przy którym spółka może funkcjonować. Jeżeli iloraz ten wynosi, na przykład, 23,44 oznacza to, że spółka może funkcjonować przy maksymalnym ryzyku geologicznym 1:23,44 w odniesieniu do odkrycia złoża równoważnego do takiego, dla którego opracowano analizę ekonomiczną. Im wyższe MSR, tym bardziej atrakcyjny jest reżim podatkowy, z punktu widzenia ekonomiki poszukiwań.

MSR przy 15% można zdefiniować następująco:

$$\text{MSR @ 15\%} = \frac{\text{NPV @ 15\%} + \text{NEI @ 15\%}}{\text{NEI @ 15\%}}$$

gdzie, NPV @ 15% oznacza NPV z dyskontem 15%, a NEI @ 15% (skrót od ang. *Net Exploration Investment* - zdyskontowane nakłady na inwestycję poszukiwawczą) oznacza NEI z dyskontem 15%.

Na przykład, jeżeli NEI @ 15% wynosi 8 milionów USD a NPV @ 15% wynosi 35 milionów USD, wówczas MSR @ 15% wyniesie

$$\text{MSR @ 15\%} = \frac{35 + 8}{8} = 5375.$$

W obliczeniach MSR, NEI równa się sumie wydatków na poszukiwania podczas pierwszych trzech lat obrotów finansowych.

**Oczekiwany efekt finansowy** (ang. *Expected Monetary Value* - EMV) - EMV jest to NPV przeciętnie oczekiwany od projektu poszukiwawczego pomnożony przez prawdopodobieństwo sukcesu poszukiwań, minus koszt negatywnego otworu pomnożony przez prawdopodobieństwo negatywnego otworu. EMV odzwierciedla średnią wartość zysku, który można uzyskać dla danego projektu poszukiwawczego.

EMV @ 15% można zdefiniować następująco:

$$\text{EMV @ 15\%} = \text{PS} * \text{NPV @ 15\%} - \text{PSU} * \text{KSU @ 15\%}$$

gdzie:

PS - prawdopodobieństwo sukcesu

PSU - prawdopodobieństwo negatywnego otworu,

KSU - koszt negatywnego otworu.

Zakładając, że prawdopodobieństwo sukcesu wynosi 10% (prawdopodobieństwo suchego otworu wynosi 90%), EMV @ 15% można obliczyć następująco:

$$\text{MV @ 15\%} = 0,1 * 35 \text{ mln USD} - 0,9 * 8 \text{ mln USD} = - 3,7 \text{ mln USD}$$

W tym przypadku, MV @ 15% ma wartość ujemną, ponieważ potencjalna wartość odkrycia nie jest dostatecznie wysoka, by przewyższyć potencjalne koszty suchego otworu.

**Niedzdykontowane koszty netto przyrastającej inwestycji** - Niedzdykontowane koszty netto przyrastającej inwestycji są to koszty przyrastającej inwestycji minus wszelkie obniżki jakie można uzyskać w danym systemie fiskalnym, przy założeniu, że spółka jest w pełni wypłacalna pod względem podatkowym we wszystkich aspektach podatkowych. Koszt przyrastającej inwestycji jest ważnym wskaźnikiem zachęty, którą zapewnia system podatkowy w odniesieniu do ponownej inwestycji w danym kraju lub w tym samym obszarze kontraktowym.

Joint UNDP/World Bank  
ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAMME (ESMAP)

LIST OF REPORTS ON COMPLETED ACTIVITIES

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
<b>SUB-SAHARAN AFRICA (AFR)</b>			
Africa Regional	Anglophone Africa Household Energy Workshop (English)	07/88	085/88
	Regional Power Seminar on Reducing Electric Power System Losses in Africa (English)	08/88	087/88
	Institutional Evaluation of EGL (English)	02/89	098/89
	Biomass Mapping Regional Workshops (English)	05/89	--
	Francophone Household Energy Workshop (French)	08/89	--
	Interafrican Electrical Engineering College: Proposals for Short- and Long-Term Development (English)	03/90	112/90
	Biomass Assessment and Mapping (English)	03/90	--
	Symposium on Power Sector Reform and Efficiency Improvement in Sub-Saharan Africa (English)	06/96	182/96
	Commercialization of Marginal Gas Fields (English)	12/97	201/97
Angola	Energy Assessment (English and Portuguese)	05/89	4708-ANG
	Power Rehabilitation and Technical Assistance (English)	10/91	142/91
Benin	Energy Assessment (English and French)	06/85	5222-BEN
Botswana	Energy Assessment (English)	09/84	4998-BT
	Pump Electrification Prefeasibility Study (English)	01/86	047/86
	Review of Electricity Service Connection Policy (English)	07/87	071/87
	Tuli Block Farms Electrification Study (English)	07/87	072/87
	Household Energy Issues Study (English)	02/88	--
	Urban Household Energy Strategy Study (English)	05/91	132/91
Burkina Faso	Energy Assessment (English and French)	01/86	5730-BUR
	Technical Assistance Program (English)	03/86	052/86
	Urban Household Energy Strategy Study (English and French)	06/91	134/91
Burundi	Energy Assessment (English)	06/82	3778-BU
	Petroleum Supply Management (English)	01/84	012/84
	Status Report (English and French)	02/84	011/84
	Presentation of Energy Projects for the Fourth Five-Year Plan (1983-1987) (English and French)	05/85	036/85
	Improved Charcoal Cookstove Strategy (English and French)	09/85	042/85
	Peat Utilization Project (English)	11/85	046/85
	Energy Assessment (English and French)	01/92	9215-BU
Cape Verde	Energy Assessment (English and Portuguese)	08/84	5073-CV
	Household Energy Strategy Study (English)	02/90	110/90
Central African Republic	Energy Assesment (French)	08/92	9898-CAR
Chad	Elements of Strategy for Urban Household Energy The Case of N'djamena (French)	12/93	160/94
Comoros	Energy Assessment (English and French)	01/88	7104-COM
Congo	Energy Assessment (English)	01/88	6420-COB
	Power Development Plan (English and French)	03/90	106/90
Côte d'Ivoire	Energy Assessment (English and French)	04/85	5250-IVC
	Improved Biomass Utilization (English and French)	04/87	069/87
	Power System Efficiency Study (English)	12/87	--
	Power Sector Efficiency Study (French)	02/92	140/91
	Project of Energy Efficiency in Buildings (English)	09/95	175/95

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
Ethiopia	Energy Assessment (English)	07/84	4741-ET
	Power System Efficiency Study (English)	10/85	045/85
	Agricultural Residue Briquetting Pilot Project (English)	12/86	062/86
	Bagasse Study (English)	12/86	063/86
	Cooking Efficiency Project (English)	12/87	--
	Energy Assessment (English)	02/96	179/96
Gabon	Energy Assessment (English)	07/88	6915-GA
The Gambia	Energy Assessment (English)	11/83	4743-GM
	Solar Water Heating Retrofit Project (English)	02/85	030/85
	Solar Photovoltaic Applications (English)	03/85	032/85
	Petroleum Supply Management Assistance (English)	04/85	035/85
Ghana	Energy Assessment (English)	11/86	6234-GH
	Energy Rationalization in the Industrial Sector (English)	06/88	084/88
	Sawmill Residues Utilization Study (English)	11/88	074/87
	Industrial Energy Efficiency (English)	11/92	148/92
Guinea	Energy Assessment (English)	11/86	6137-GUI
	Household Energy Strategy (English and French)	01/94	163/94
Guinea-Bissau	Energy Assessment (English and Portuguese)	08/84	5083-GUB
	Recommended Technical Assistance Projects (English & Portuguese)	04/85	033/85
	Management Options for the Electric Power and Water Supply Subsectors (English)	02/90	100/90
	Power and Water Institutional Restructuring (French)	04/91	118/91
	Energy Assessment (English)	05/82	3800-KE
Kenya	Power System Efficiency Study (English)	03/84	014/84
	Status Report (English)	05/84	016/84
	Coal Conversion Action Plan (English)	02/87	--
	Solar Water Heating Study (English)	02/87	066/87
	Peri-Urban Woodfuel Development (English)	10/87	076/87
	Power Master Plan (English)	11/87	--
	Power Loss Reduction Study (English)	09/96	186/96
	Energy Assessment (English)	01/84	4676-LSO
Liberia	Energy Assessment (English)	12/84	5279-LBR
	Recommended Technical Assistance Projects (English)	06/85	038/85
	Power System Efficiency Study (English)	12/87	081/87
Madagascar	Energy Assessment (English)	01/87	5700-MAG
	Power System Efficiency Study (English and French)	12/87	075/87
	Environmental Impact of Woodfuels (French)	10/95	176/95
Malawi	Energy Assessment (English)	08/82	3903-MAL
	Technical Assistance to Improve the Efficiency of Fuelwood Use in the Tobacco Industry (English)	11/83	009/83
	Status Report (English)	01/84	013/84
Mali	Energy Assessment (English and French)	11/91	8423-MLI
	Household Energy Strategy (English and French)	03/92	147/92
Islamic Republic of Mauritania	Energy Assessment (English and French)	04/85	5224-MAU
	Household Energy Strategy Study (English and French)	07/90	123/90
Mauritius	Energy Assessment (English)	12/81	3510-MAS
	Status Report (English)	10/83	008/83
	Power System Efficiency Audit (English)	05/87	070/87

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
Mauritius	Bagasse Power Potential (English)	10/87	077/87
	Energy Sector Review (English)	12/94	3643-MAS
Mozambique	Energy Assessment (English)	01/87	6128-MOZ
	Household Electricity Utilization Study (English)	03/90	113/90
	Electricity Tariffs Study (English)	06/96	181/96
	Sample Survey of Low Voltage Electricity Customers	06/97	195/97
Namibia	Energy Assessment (English)	03/93	11320-NAM
Niger	Energy Assessment (French)	05/84	4642-NIR
	Status Report (English and French)	02/86	051/86
	Improved Stoves Project (English and French)	12/87	080/87
	Household Energy Conservation and Substitution (English and French)	01/88	082/88
Nigeria	Energy Assessment (English)	08/83	4440-UNI
	Energy Assessment (English)	07/93	11672-UNI
Rwanda	Energy Assessment (English)	06/82	3779-RW
	Status Report (English and French)	05/84	017/84
	Improved Charcoal Cookstove Strategy (English and French)	08/86	059/86
	Improved Charcoal Production Techniques (English and French)	02/87	065/87
	Energy Assessment (English and French)	07/91	8017-RW
	Commercialization of Improved Charcoal Stoves and Carbonization Techniques Mid-Term Progress Report (English and French)	12/91	141/91
SADC	SADC Regional Power Interconnection Study, Vols. I-IV (English)	12/93	--
SADCC	SADCC Regional Sector: Regional Capacity-Building Program for Energy Surveys and Policy Analysis (English)	11/91	--
Sao Tome and Principe	Energy Assessment (English)	10/85	5803-STP
Senegal	Energy Assessment (English)	07/83	4182-SE
	Status Report (English and French)	10/84	025/84
	Industrial Energy Conservation Study (English)	05/85	037/85
	Preparatory Assistance for Donor Meeting (English and French)	04/86	056/86
	Urban Household Energy Strategy (English)	02/89	096/89
	Industrial Energy Conservation Program (English)	05/94	165/94
Seychelles	Energy Assessment (English)	01/84	4693-SEY
	Electric Power System Efficiency Study (English)	08/84	021/84
Sierra Leone	Energy Assessment (English)	10/87	6597-SL
Somalia	Energy Assessment (English)	12/85	5796-SO
South Africa	Options for the Structure and Regulation of Natural Gas Industry (English)	05/95	172/95
Republic of	Management Assistance to the Ministry of Energy and Mining	05/83	003/83
Sudan	Energy Assessment (English)	07/83	4511-SU
	Power System Efficiency Study (English)	06/84	018/84
	Status Report (English)	11/84	026/84
	Wood Energy/Forestry Feasibility (English)	07/87	073/87
Swaziland	Energy Assessment (English)	02/87	6262-SW
	Household Energy Strategy Study	10/97	198/97
Tanzania	Energy Assessment (English)	11/84	4969-TA
	Peri-Urban Woodfuels Feasibility Study (English)	08/88	086/88
	Tobacco Curing Efficiency Study (English)	05/89	102/89
	Remote Sensing and Mapping of Woodlands (English)	06/90	--
	Industrial Energy Efficiency Technical Assistance (English)	08/90	122/90

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
Tanzania	Power Loss Reduction Volume 1: Transmission and Distribution System Technical Loss Reduction and Network Development (English)	06/98	204A/98
	Power Loss Reduction Volume 2: Reduction of Non-Technical Losses (English)	06/98	204B/98
Togo	Energy Assessment (English)	06/85	5221-TO
	Wood Recovery in the Nangbeto Lake (English and French)	04/86	055/86
	Power Efficiency Improvement (English and French)	12/87	078/87
Uganda	Energy Assessment (English)	07/83	4453-UG
	Status Report (English)	08/84	020/84
	Institutional Review of the Energy Sector (English)	01/85	029/85
	Energy Efficiency in Tobacco Curing Industry (English)	02/86	049/86
	Fuelwood/Forestry Feasibility Study (English)	03/86	053/86
	Power System Efficiency Study (English)	12/88	092/88
	Energy Efficiency Improvement in the Brick and Tile Industry (English)	02/89	097/89
	Tobacco Curing Pilot Project (English)	03/89	UNDP Terminal Report
	Energy Assessment (English)	12/96	193/96
Zaire	Energy Assessment (English)	05/86	5837-ZR
Zambia	Energy Assessment (English)	01/83	4110-ZA
	Status Report (English)	08/85	039/85
	Energy Sector Institutional Review (English)	11/86	060/86
	Power Subsector Efficiency Study (English)	02/89	093/88
	Energy Strategy Study (English)	02/89	094/88
	Urban Household Energy Strategy Study (English)	08/90	121/90
Zimbabwe	Energy Assessment (English)	06/82	3765-ZIM
	Power System Efficiency Study (English)	06/83	005/83
	Status Report (English)	08/84	019/84
	Power Sector Management Assistance Project (English)	04/85	034/85
	Power Sector Management Institution Building (English)	09/89	--
	Petroleum Management Assistance (English)	12/89	109/89
	Charcoal Utilization Prefeasibility Study (English)	06/90	119/90
	Integrated Energy Strategy Evaluation (English)	01/92	8768-ZIM
	Energy Efficiency Technical Assistance Project: Strategic Framework for a National Energy Efficiency Improvement Program (English)	04/94	--
	Capacity Building for the National Energy Efficiency Improvement Programme (NEEIP) (English)	12/94	--
<b>EAST ASIA AND PACIFIC (EAP)</b>			
Asia Regional	Pacific Household and Rural Energy Seminar (English)	11/90	--
China	County-Level Rural Energy Assessments (English)	05/89	101/89
	Fuelwood Forestry Preinvestment Study (English)	12/89	105/89
	Strategic Options for Power Sector Reform in China (English)	07/93	156/93
	Energy Efficiency and Pollution Control in Township and Village Enterprises (TVE) Industry (English)	11/94	168/94
	Energy for Rural Development in China: An Assessment Based on a Joint Chinese/ESMAP Study in Six Counties (English)	06/96	183/96
Fiji	Energy Assessment (English)	06/83	4462-FIJ

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
Indonesia	Energy Assessment (English)	11/81	3543-IND
	Status Report (English)	09/84	022/84
	Power Generation Efficiency Study (English)	02/86	050/86
	Energy Efficiency in the Brick, Tile and Lime Industries (English)	04/87	067/87
	Diesel Generating Plant Efficiency Study (English)	12/88	095/88
	Urban Household Energy Strategy Study (English)	02/90	107/90
	Biomass Gasifier Preinvestment Study Vols. I & II (English)	12/90	124/90
	Prospects for Biomass Power Generation with Emphasis on Palm Oil, Sugar, Rubberwood and Plywood Residues (English)	11/94	167/94
Lao PDR	Urban Electricity Demand Assessment Study (English)	03/93	154/93
Malaysia	Sabah Power System Efficiency Study (English)	03/87	068/87
	Gas Utilization Study (English)	09/91	9645-MA
Myanmar	Energy Assessment (English)	06/85	5416-BA
Papua New Guinea	Energy Assessment (English)	06/82	3882-PNG
	Status Report (English)	07/83	006/83
	Energy Strategy Paper (English)	--	--
	Institutional Review in the Energy Sector (English)	10/84	023/84
	Power Tariff Study (English)	10/84	024/84
Philippines	Commercial Potential for Power Production from Agricultural Residues (English)	12/93	157/93
	Energy Conservation Study (English)	08/94	--
Solomon Islands	Energy Assessment (English)	06/83	4404-SOL
	Energy Assessment (English)	01/92	979-SOL
South Pacific	Petroleum Transport in the South Pacific (English)	05/86	--
Thailand	Energy Assessment (English)	09/85	5793-TH
	Rural Energy Issues and Options (English)	09/85	044/85
	Accelerated Dissemination of Improved Stoves and Charcoal Kilns (English)	09/87	079/87
	Northeast Region Village Forestry and Woodfuels Preinvestment Study (English)	02/88	083/88
	Impact of Lower Oil Prices (English)	08/88	--
	Coal Development and Utilization Study (English)	10/89	--
	Tonga	Energy Assessment (English)	06/85
Vanuatu	Energy Assessment (English)	06/85	5577-VA
Vietnam	Rural and Household Energy-Issues and Options (English)	01/94	161/94
	Power Sector Reform and Restructuring in Vietnam: Final Report to the Steering Committee (English and Vietnamese)	09/95	174/95
	Household Energy Technical Assistance: Improved Coal Briquetting and Commercialized Dissemination of Higher Efficiency Biomass and Coal Stoves (English)	01/96	178/96
	Western Samoa	Energy Assessment (English)	06/85
<b>SOUTH ASIA (SAS)</b>			
Bangladesh	Energy Assessment (English)	10/82	3873-BD
	Priority Investment Program (English)	05/83	002/83
	Status Report (English)	04/84	015/84
	Power System Efficiency Study (English)	02/85	031/85
	Small Scale Uses of Gas Prefeasibility Study (English)	12/88	--



<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
India	Opportunities for Commercialization of Nonconventional Energy Systems (English)	11/88	091/88
	Maharashtra Bagasse Energy Efficiency Project (English)	07/90	120/90
	Mini-Hydro Development on Irrigation Dams and Canal Drops Vols. I, II and III (English)	07/91	139/91
	WindFarm Pre-Investment Study (English)	12/92	150/92
	Power Sector Reform Seminar (English)	04/94	166/94
	Environmental Issues in the Power Sector	06/98	205/98
Nepal	Energy Assessment (English)	08/83	4474-NEP
	Status Report (English)	01/85	028/84
Pakistan	Energy Efficiency & Fuel Substitution in Industries (English)	06/93	158/93
	Household Energy Assessment (English)	05/88	--
	Assessment of Photovoltaic Programs, Applications, and Markets (English)	10/89	103/89
	National Household Energy Survey and Strategy Formulation Study: Project Terminal Report (English)	03/94	--
	Managing the Energy Transition (English)	10/94	--
	Lighting Efficiency Improvement Program Phase 1: Commercial Buildings Five Year Plan (English)	10/94	--
Sri Lanka	Energy Assessment (English)	05/82	3792-CE
	Power System Loss Reduction Study (English)	07/83	007/83
	Status Report (English)	01/84	010/84
	Industrial Energy Conservation Study (English)	03/86	054/86
<b>EUROPE AND CENTRAL ASIA (ECA)</b>			
Bulgaria	Natural Gas Policies and Issues (English)	10/96	188/96
Central and Eastern Europe	Power Sector Reform in Selected Countries	07/97	196/97
Eastern Europe	The Future of Natural Gas in Eastern Europe (English)	08/92	149/92
Kazakhstan	Natural Gas Investment Study, Volumes 1, 2 & 3	12/97	199/97
Kazakhstan & Kyrgyzstan	Opportunities for Renewable Energy Development	11/97	16855-KAZ
Poland	Energy Sector Restructuring Program Vols. I-V (English)	01/93	153/93
	Natural Gas Upstream Policy (English and Polish)	08/98	206/98
Portugal	Energy Assessment (English)	04/84	4824-PO
Romania	Natural Gas Development Strategy (English)	12/96	192/96
Turkey	Energy Assessment (English)	03/83	3877-TU
<b>MIDDLE EAST AND NORTH AFRICA (MNA)</b>			
Arab Republic of Egypt	Energy Assessment (English)	10/96	189/96
Morocco	Energy Assessment (English and French)	03/84	4157-MOR
	Status Report (English and French)	01/86	048/86
	Energy Sector Institutional Development Study (English and French)	07/95	173/95
Syria	Energy Assessment (English)	05/86	5822-SYR
	Electric Power Efficiency Study (English)	09/88	089/88
	Energy Efficiency Improvement in the Cement Sector (English)	04/89	099/89

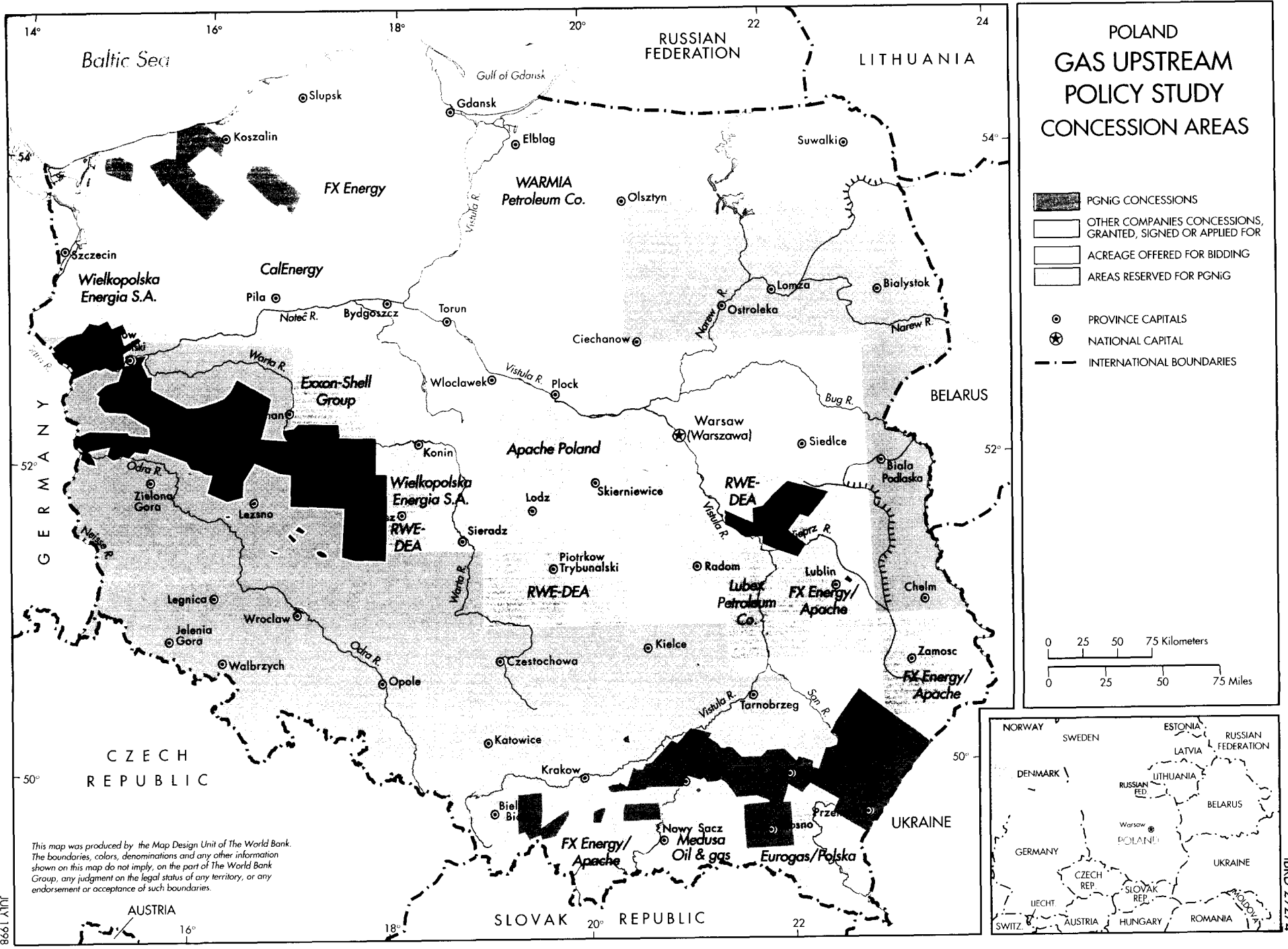
<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
Syria	Energy Efficiency Improvement in the Fertilizer Sector (English)	06/90	115/90
Tunisia	Fuel Substitution (English and French)	03/90	--
	Power Efficiency Study (English and French)	02/92	136/91
	Energy Management Strategy in the Residential and Tertiary Sectors (English)	04/92	146/92
	Renewable Energy Strategy Study, Volume I (French)	11/96	190A/96
	Renewable Energy Strategy Study, Volume II (French)	11/96	190B/96
Yemen	Energy Assessment (English)	12/84	4892-YAR
	Energy Investment Priorities (English)	02/87	6376-YAR
	Household Energy Strategy Study Phase I (English)	03/91	126/91
<b>LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN (LAC)</b>			
LAC Regional	Regional Seminar on Electric Power System Loss Reduction in the Caribbean (English)	07/89	--
	Elimination of Lead in Gasoline in Latin America and the Caribbean (English and Spanish)	04/97	194/97
	Elimination of Lead in Gasoline in Latin America and the Caribbean - Status Report (English and Spanish)	12/97	200/97
	Harmonization of Fuels Specifications in Latin America and the Caribbean (English and Spanish)	06/98	203/98
Bolivia	Energy Assessment (English)	04/83	4213-BO
	National Energy Plan (English)	12/87	--
	La Paz Private Power Technical Assistance (English)	11/90	111/90
	Prefeasibility Evaluation Rural Electrification and Demand Assessment (English and Spanish)	04/91	129/91
	National Energy Plan (Spanish)	08/91	131/91
	Private Power Generation and Transmission (English)	01/92	137/91
	Natural Gas Distribution: Economics and Regulation (English)	03/92	125/92
	Natural Gas Sector Policies and Issues (English and Spanish)	12/93	164/93
	Household Rural Energy Strategy (English and Spanish)	01/94	162/94
	Preparation of Capitalization of the Hydrocarbon Sector	12/96	191/96
Brazil	Energy Efficiency & Conservation: Strategic Partnership for Energy Efficiency in Brazil (English)	01/95	170/95
	Hydro and Thermal Power Sector Study	09/97	197/97
Chile	Energy Sector Review (English)	08/88	7129-CH
Colombia	Energy Strategy Paper (English)	12/86	--
	Power Sector Restructuring (English)	11/94	169/94
	Energy Efficiency Report for the Commercial and Public Sector (English)	06/96	184/96
Costa Rica	Energy Assessment (English and Spanish)	01/84	4655-CR
	Recommended Technical Assistance Projects (English)	11/84	027/84
	Forest Residues Utilization Study (English and Spanish)	02/90	108/90
Dominican Republic	Energy Assessment (English)	05/91	8234-DO
Ecuador	Energy Assessment (Spanish)	12/85	5865-EC
	Energy Strategy Phase I (Spanish)	07/88	--
	Energy Strategy (English)	04/91	--

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>	
Ecuador	Private Minihydropower Development Study (English)	11/92	--	
	Energy Pricing Subsidies and Interfuel Substitution (English)	08/94	11798-EC	
	Energy Pricing, Poverty and Social Mitigation (English)	08/94	12831-EC	
Guatemala	Issues and Options in the Energy Sector (English)	09/93	12160-GU	
Haiti	Energy Assessment (English and French)	06/82	3672-HA	
	Status Report (English and French)	08/85	041/85	
Honduras	Household Energy Strategy (English and French)	12/91	143/91	
	Energy Assessment (English)	08/87	6476-HO	
	Petroleum Supply Management (English)	03/91	128/91	
Jamaica	Energy Assessment (English)	04/85	5466-JM	
	Petroleum Procurement, Refining, and Distribution Study (English)	11/86	061/86	
	Energy Efficiency Building Code Phase I (English)	03/88	--	
	Energy Efficiency Standards and Labels Phase I (English )	03/88	--	
	Management Information System Phase I (English)	03/88	--	
	Charcoal Production Project (English)	09/88	090/88	
	FIDCO Sawmill Residues Utilization Study (English)	09/88	088/88	
	Energy Sector Strategy and Investment Planning Study (English)	07/92	135/92	
	Mexico	Improved Charcoal Production Within Forest Management for the State of Veracruz (English and Spanish)	08/91	138/91
		Energy Efficiency Management Technical Assistance to the Comision Nacional para el Ahorro de Energia (CONAE) (English)	04/96	180/96
Power System Efficiency Study (English)		06/83	004/83	
Panama	Energy Assessment (English)	10/84	5145-PA	
Paraguay	Recommended Technical Assistance Projects (English)	09/85	--	
	Status Report (English and Spanish)	09/85	043/85	
Peru	Energy Assessment (English)	01/84	4677-PE	
	Status Report (English)	08/85	040/85	
	Proposal for a Stove Dissemination Program in the Sierra (English and Spanish)	02/87	064/87	
	Energy Strategy (English and Spanish)	12/90	--	
	Study of Energy Taxation and Liberalization of the Hydrocarbons Sector (English and Spanish)	120/93	159/93	
Saint Lucia	Energy Assessment (English)	09/84	5111-SLU	
St. Vincent and the Grenadines	Energy Assessment (English)	09/84	5103-STV	
Trinidad and Tobago	Energy Assessment (English)	12/85	5930-TR	
<b>GLOBAL</b>				
	Energy End Use Efficiency: Research and Strategy (English)	11/89	--	
	Women and Energy--A Resource Guide			
	The International Network: Policies and Experience (English)	04/90	--	
	Guidelines for Utility Customer Management and Metering (English and Spanish)	07/91	--	
	Assessment of Personal Computer Models for Energy Planning in Developing Countries (English)	10/91	--	
	Long-Term Gas Contracts Principles and Applications (English)	02/93	152/93	

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
<b>GLOBAL (Continuation)</b>			
	Comparative Behavior of Firms Under Public and Private Ownership (English)	05/93	155/93
	Development of Regional Electric Power Networks (English)	10/94	--
	Roundtable on Energy Efficiency (English)	02/95	171/95
	Assessing Pollution Abatement Policies with a Case Study of Ankara (English)	11/95	177/95
	A Synopsis of the Third Annual Roundtable on Independent Power Projects: Rhetoric and Reality (English)	08/96	187/96
	Rural Energy and Development Roundtable (English)	05/98	202/98

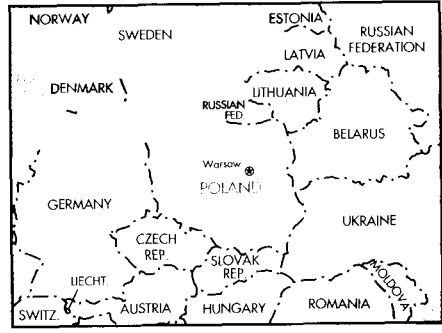
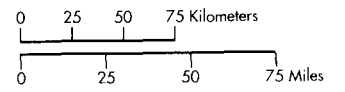
08/25/98

---



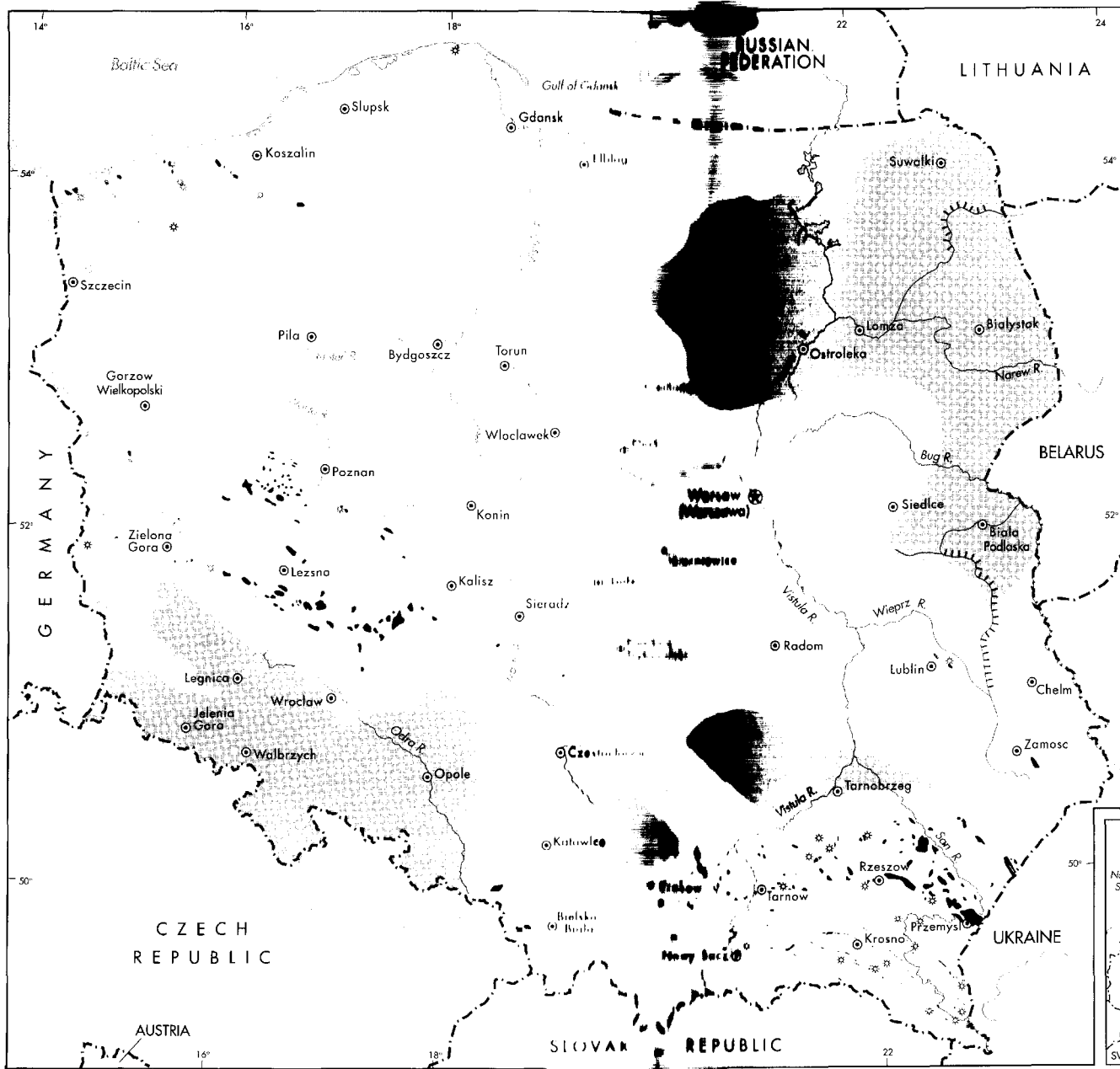
**POLAND  
GAS UPSTREAM  
POLICY STUDY  
CONCESSION AREAS**

- PGNiG CONCESSIONS
- OTHER COMPANIES CONCESSIONS, GRANTED, SIGNED OR APPLIED FOR
- ACRESAGE OFFERED FOR BIDDING
- AREAS RESERVED FOR PGNiG
- PROVINCE CAPITALS
- NATIONAL CAPITAL
- INTERNATIONAL BOUNDARIES



This map was produced by the Map Design Unit of The World Bank. The boundaries, colors, denominations and any other information shown on this map do not imply, on the part of The World Bank Group, any judgment on the legal status of any territory, or any endorsement or acceptance of such boundaries.



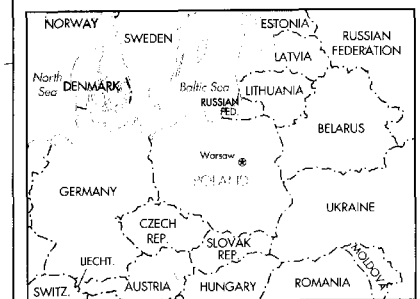


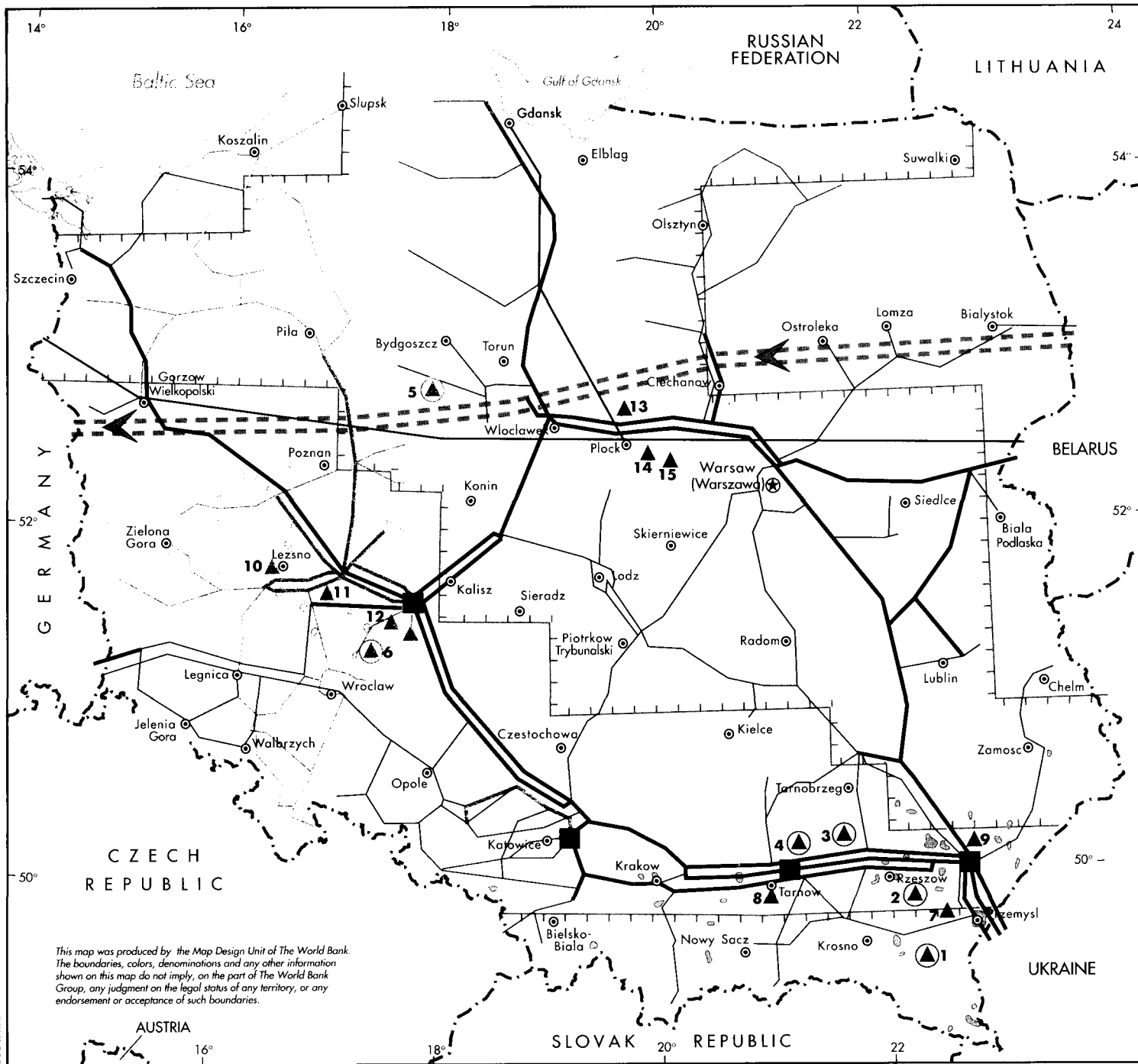
**POLAND  
GAS UPSTREAM  
POLICY STUDY  
OIL AND GAS BEARING AREAS**

- OIL FIELDS
- GAS FIELDS
- OIL FIELDS AND ACCUMULATIONS OF INFERRED RESERVES
- GAS ACCUMULATIONS OR GAS FLOW OF INDUSTRIAL SIGNIFICANCE
- NON-PROSPECTIVE AREAS
- PROVINCE CAPITALS
- NATIONAL CAPITAL
- INTERNATIONAL BOUNDARIES



This map was produced by the Map Design Unit of the World Bank. The boundaries, colors, denominations and any other information shown on this map do not imply, on the part of the World Bank Group, any judgment on the legal status of any territory, or any endorsement or acceptance of such boundaries.





## POLAND GAS TRANSMISSION NETWORK

<ul style="list-style-type: none"> <li>▲ EXISTING UGS:</li> <li>1. Strachocina</li> <li>2. Husów</li> <li>3. Brzeznicza</li> <li>4. Swarzów</li> </ul>	<table border="0"> <tr><td>VGS active vol. (MMCM)</td></tr> <tr><td>100</td></tr> <tr><td>400</td></tr> <tr><td>65</td></tr> <tr><td>95</td></tr> </table>	VGS active vol. (MMCM)	100	400	65	95
VGS active vol. (MMCM)						
100						
400						
65						
95						
<ul style="list-style-type: none"> <li>▲ UGS UNDER CONSTRUCTION:</li> <li>5. Mogilno</li> <li>6. Wierzchowice</li> </ul>	<table border="0"> <tr><td>(BCM) Ultimate UGS active vol.</td></tr> <tr><td>1,15</td></tr> <tr><td>4,3</td></tr> </table>	(BCM) Ultimate UGS active vol.	1,15	4,3		
(BCM) Ultimate UGS active vol.						
1,15						
4,3						
<p>GAS FIELDS SUITABLE FOR UGS DEVELOPMENT:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▲ High Methane Gas Fields</li> <li>7. Tuligłowy zone VII and VIII</li> <li>8. Tarnów</li> <li>9. Jarosław</li> </ul>						
<ul style="list-style-type: none"> <li>▲ Low Methane Gas Fields</li> <li>10. Zuchlow</li> <li>11. Zalecze</li> <li>12. Brzostowo</li> </ul>						
<p>AQUIFERS SUITABLE FOR UGS DEVELOPMENT:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▲ 13. Drobin</li> <li>14. Bielsk</li> <li>15. Bodzanów</li> </ul>						
<p>GAS PIPELINES:</p> <p>DN&gt;300    150-300</p> <p>— HIGH METH.</p> <p>— LOW METH.</p> <p>— COKEOVEN</p>						
<p>➔ PROPOSED GAS TRANSIT LINE FROM RUSSIAN FEDERATION TO GERMANY</p> <p>— OIL PIPELINES</p>						
<p>▭ LICENSE AREAS OFFERED TO FOREIGN COMPANIES</p> <p>○ PROVINCE CAPITALS</p> <p>★ NATIONAL CAPITAL</p> <p>- - - INTERNATIONAL BOUNDARIES</p>						
<p>0 25 50 75 Kilometers</p> <p>0 25 50 75 Miles</p>						

*This map was produced by the Map Design Unit of The World Bank. The boundaries, colors, denominations and any other information shown on this map do not imply, on the part of The World Bank Group, any judgment on the legal status of any territory, or any endorsement or acceptance of such boundaries.*



# **ESMAP**

**The World Bank**

**1818 H Street, N. W.**

**Washington, D. C. 20433**

**U. S. A.**

**Joint United Nations Development Programme / World Bank**



**Energy Sector Management Assistance Programme**